

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет»

*На правах рукописи*

**ГАЛЯУТДИНОВ ИЛЬЯС МАРАТОВИЧ**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВНЕДРЕНИЯ  
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ**

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 –  
доктор экономических наук,  
профессор **О.С. Краснов**

Санкт-Петербург - 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА .....</b>	<b>10</b>
1.1. Роль энергосбережения и повышения энергоэффективности в развитии экономики России.....	10
1.2. Энергосбережение и повышение энергоэффективности как факторы устойчивого развития промышленного предприятия.....	17
1.3. Государственное регулирование в области повышения энергоэффективности.....	21
1.3.1 Методы государственной поддержки и стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности в России.....	25
1.3.2 Методы и подходы государственного стимулирования энергосбережения за рубежом.....	29
1.4. Энергосбережение и повышение энергоэффективности в нефтедобывающей отрасли.....	34
1.4.1 Анализ текущего состояния и тенденций развития нефтедобывающей отрасли России.....	34
1.4.2 Направления энергосбережения и повышения энергоэффективности в нефтедобыче.....	43
1.5. Риски при реализации энергосберегающих мероприятий на промышленных предприятиях.....	47
1.6. Теоретические основы энергоменеджмента и его роль в развитии энергосберегающей деятельности предприятий.....	54
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1.....</b>	<b>62</b>
<b>2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.....</b>	<b>64</b>
2.1. Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности на предприятии.....	64
2.1.1 Механизм проведения оценки текущего состояния энергоменеджмента на предприятии.....	69
2.1.2 Анализ системы показателей эффективности энергосбережения на предприятиях нефтедобычи. Потенциал энергосбережения в нефтедобыче.....	73
2.1.3 Анализ методов оценки и ранжирования энергосберегающих мероприятий.....	78

2.2. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии.....	84
2.3. Оценка экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений за счет энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности .....	100
2.4. Совершенствование методики формирования инвестиционной программы энергосбережения на предприятиях нефтедобычи на основе индекса потенциальных потерь ЧДД .....	110
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2.....</b>	<b>120</b>
<b>3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЕДОБАВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК».....</b>	<b>123</b>
3.1. Анализ деятельности нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток».....	124
3.2. Совершенствование системы энергоменеджмента и энергосберегающей деятельности на предприятии ООО «Газпромнефть-Восток».....	125
3.2.1 Проведение процедуры оценки текущего состояния энергоменеджмента .....	125
3.2.2 Оценка экономико-энергетического резерва за счет энергосбережения и повышения энергоэффективности на примере месторождений ООО «Газпромнефть-Восток» со сформированной системой ППД.....	132
3.2.3 Отбор и ранжирование энергосберегающих мероприятий для формирования инвестиционной программы энергосбережения .....	139
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3.....</b>	<b>154</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>156</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....</b>	<b>158</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>159</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** В настоящий момент вопросы сбережения энергоресурсов и повышения энергоэффективности являются одними из важнейших стратегических задач экономики России, поскольку практические достижения в этой области позволяют решить целый комплекс проблем: энергетические, экологические и экономические.

В структуре российской экономики ключевое место занимает топливно-энергетический комплекс (ТЭК), центральной частью которого является нефтегазовый сектор. Нефтегазовая промышленность прочно закрепила роль ведущей отрасли в России, которая во многом определяет темпы развития страны, экономическую и политическую стабильность, уровень благосостояния народа.

Предприятия нефтегазодобычи характеризуются энергоемким производством: строительство, обустройство скважин и кустов, инфраструктурные объекты, такие как дожимные и кустовые насосные станции, установки предварительного сброса воды, внутривнепромысловые трубопроводы и другие объекты, необходимые для добычи и перекачки сырья до узла коммерческого учета, требуют значительных энергетических затрат для обеспечения их стабильной работы.

Вопросам снижения энергозатрат и повышения энергоэффективности уделяется особое внимание, поскольку во многом от того, насколько эффективно предприятия используют энергоресурсы, зависит стабильность, уровень их экономического развития и конкурентоспособность.

Проблемами энергосбережения и повышения энергоэффективности занимались такие ученые, как Бушуев В.В., Башмаков И.А., Яруллина Г.Р., Андрижевский А.А., Гольстрем В.А., Гашо Е.Г., Степанова М.В., Стафиевская В.В., Фролов В.А., Фролов Е.В., Хакимьянов М.И. и другие ученые, которые внесли значительный вклад в исследование рационального использования энергоресурсов в различных отраслях промышленности, в том числе нефтедобыче.

В трудах Ратникова Б.Е., Гительмана Г.Д., Ляхомского А.В., Сулова Н.И., Сэчвелла Э., Л-Джонса О., Романкевича Дж., Прайса Л., Голдмана К., Ларсена Ф., Чандлера У. и других отечественных и зарубежных авторов рассмотрены методические подходы к управлению энергетическим хозяйством.

Необходимостью снижения энергопотребления и повышения энергоэффективности во всех нефтедобывающих предприятиях обусловлена актуальность темы диссертационного исследования. Особенно остро эти вопросы стоят перед компаниями, которые разрабатывают свои месторождения на поздних стадиях, в условиях, когда снижение затрат на проведение

геолого-технических мероприятий, а также мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности носят ключевой характер в поддержании безубыточной деятельности в рамках закономерного падения добычи нефти и увеличения обводненности.

**Целью диссертационного исследования** разработка методического подхода и инструментария повышения энергоэффективности и энергосбережения на предприятиях, осуществляющих добычу углеводородов на поздней стадии разработки, на основе экономической оценки резерва энергосбережения, а также более полной реализации функций энергоменеджмента, таких как организация и контроль.

**Основная научная идея.** Повышение экономической эффективности добычи нефти на месторождениях с поздней стадией разработки должно включать следующие составляющие: внутреннюю оперативную оценку текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии на основе комплексного учета производственных и организационных показателей; определение возможного экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности; формирование оптимальной инвестиционной программы энергосберегающих мероприятий с учетом результатов мониторинга текущего состояния энергоменеджмента и величины экономико-энергетического резерва.

**Основные задачи диссертационной работы:**

1. Выполнить анализ текущего состояния нефтедобывающей отрасли в России, определить ее роль в общей структуре энергопотребления страны, а также провести анализ государственного регулирования в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;

2. Выявить технико-экономические особенности добычи нефти на месторождениях с поздней стадией разработки и реализованной системой поддержания пластового давления (ППД), а также определить основные факторы, воздействующие на эффективность энергопотребления при разработке месторождений с ППД;

3. Разработать методический подход к оценке экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности, уточнить определение понятия «экономико-энергетический резерв»;

4. Разработать новый подход к проведению внутренней оперативной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии;

5. Выполнить анализ существующих методик оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий в нефтедобыче и усовершенствовать методический подход к формированию оптимальной инвестиционной программы энергосбережения;

6. Разработать практические рекомендации по формированию энергосберегающей стратегии нефтедобывающего предприятия.

**Предметом исследования** являются методы оценки экономической и управленческой эффективности энергосберегающей деятельности нефтедобывающих предприятий.

**Объектом исследования** являются нефтедобывающие предприятия России различных масштабов деятельности, осуществляющие добычу нефти на месторождениях с поздней стадией разработки.

**Методология и методы исследования.** Методическую и теоретическую основу диссертационной работы составляют методы аналогии, экспертной оценки, сравнения и статистики, исследования отечественных и зарубежных авторов в области стратегического планирования и энергетического менеджмента. В работе применены современные методы моделирования и прогнозирования в условиях производственного менеджмента нефтедобычи, использованы методы междисциплинарного подхода и технико-экономического анализа.

**Информационную основу исследования** составили законодательные акты РФ по повышению энергоэффективности и энергосбережению, данные Министерства энергетики Российской Федерации, статистические данные из открытых источников и отчетные данные ООО «Газпромнефть-Восток».

#### **Защищаемые научные положения**

1. Оценку текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии для повышения эффективности необходимо проводить на основе разработанной методики, включающей сопоставительную оценку показателей энергозатрат предприятия, применение матрицы энергоменеджмента, комплексно учитывающей организационные и производственные показатели.

2. Оценку экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии целесообразно проводить на основе предложенной экономико-математической модели, которая комплексно учитывает геолого-промысловые, технические и технологические характеристики объектов разработки.

3. Формирование программы энергосберегающих мероприятий рекомендуется осуществлять на основе расчета индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода, скорректированного с учетом рискованной надбавки к норме дисконта, и последующего ранжирования мероприятий по данному показателю.

**Научная новизна диссертационного исследования** заключается в следующем:

- разработан метод оперативной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии на основе предложенного алгоритма, учитывающего комплекс производственных и организационных показателей;

- предложен интегральный показатель количественной оценки текущего уровня развития энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии, который рассчитывается с помощью оценок, полученных на основе оперативного анализа производственных и организационных направлений;

- выявлены резервные возможности увеличения сроков рентабельной разработки месторождения, снижения издержек, увеличения добычи низкорентабельной нефти за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, повышающих энергоэффективность и обеспечивающих прирост показателей экономической эффективности;

- разработана методика оценки экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии на основе предложенной экономико-математической модели, учитывающей геологические, технологические и технические факторы, влияющие на энергосбережение и повышение энергоэффективности;

- уточнено понятие экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений, которое отражает положительную разность между чистым дисконтированным доходом проекта разработки нефтяного месторождения, рассчитанного с учетом применения возможных энергосберегающих мероприятий и мер, направленных на повышение энергоэффективности (управление фондом добывающих и нагнетательных скважин, проведение геолого-технических мероприятий и др.) и чистым дисконтированным доходом базового проекта разработки;

- уточнен подход к определению индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода, который отражает величину экономических потерь в результате переноса сроков реализации энергосберегающего мероприятия;

- обоснована процедура ранжирования энергосберегающих мероприятий для формирования оптимальной инвестиционной программы энергосбережения по величине усовершенствованного индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода.

Полученные новые научные результаты соответствуют паспорту специальности 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами)»: пункт 1.1.18 Проблемы повышения энергетической безопасности и экономически устойчивого развития ТЭК. Энергоэффективность и пункт 1.1.19. Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса.

**Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций,** содержащихся в диссертационном исследовании, подтверждена теоретическими исследованиями с использованием современных методик сбора и обработки информации, статистическими и аналитическими данными в динамике, использованием в расчетах методов экономии и управления энергосбережением в нефтедобыче, а также методов гидродинамического моделирования, ретроспективного и факторного анализов, изучением материалов научной и методической литературы. Убедительность выводов подтверждается обсуждением результатов исследования на всероссийских и международных конференциях, форумах, а также публикациями в научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России.

**Практическая значимость работы** заключается в том, что результаты, полученные в ходе исследования, могут быть использованы нефтедобывающими предприятиями для совершенствования своей энергосберегающей деятельности и повышения энергоэффективности, а также развития системы энергоменеджмента.

Предложенные в диссертации методы представляют интерес для исследовательских институтов, изучающих проблемы энергосбережения и энергоэффективности, а также могут быть использованы компаниями, занимающимися проведением энергоаудита.

**Апробация работы.** Основные результаты диссертационного исследования были представлены на научных форумах и конференциях в период с 2012 по 2016 гг.:

- Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтегазовый потенциал карбонатных коллекторов. От геологии к разработке» (Нефтегазовый инновационный форум (OGIF), г. Ижевск, 2012 г.);
- Техническая конференция «Добыча нефти и разработка месторождений терригенно-карбонатных залежей» (Нефтегазовый инновационный форум (OGIF), г. Оренбург, 2013 г.);
- Научно-техническая конференция молодых работников «Современные технологии и научно-технические решения в добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья», посвященная 45-летию ООО «Газпром добыча Оренбург» (ООО «Газпром добыча Оренбург», г. Оренбург, 2013 г.);
- III Международная конференция молодых ученых и специалистов «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии XXI века» (ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург, 2013 г.);
- IV Научно-техническая конференция молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ» (ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, 2015 г.);
- Международная научная конференция «Экономические проблемы и механизмы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)» (Горный университет, г. Санкт-Петербург, 2015 г.);

- V Научно-техническая конференция молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ» «Наука 5.0: от идеи к практике» (ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, 2016 г.);

- участие в нефтегазовых и экономических форумах на площадках ООО «Газпромнефть НТЦ», Горного университета, РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и др.

**Публикации.** Результаты диссертации полностью отражены в 7 работах, в том числе 4 статьях в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации.

**Объем и структура диссертации.** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, включающего 130 наименований, изложена на 169 страницах машинописного текста и содержит 60 рисунков, 55 таблиц.

#### **Благодарности.**

Автор выражает огромную благодарность д.э.н., профессору, заместителю генерального директора по научной работе ВНИГРИ О.С.Краснову за научное руководство, неизменную поддержку на протяжении всего срока работы над диссертацией. Автор глубоко признателен специалистам ООО «Газпромнефть НТЦ», особенно Д.А.Юрьеву, М.А.Монжерину, В.Н.Дурягину. Огромную признательность автор выражает руководителям кафедры организации и управления Санкт-Петербургского горного университета А.Е.Череповицыну и Т.В.Пономаренко, доценту кафедры организации и управления Н.В.Смирновой, а также декану экономического факультета И.Б.Сергееву за помощь и консультации по ряду затронутых в работе вопросов.

# 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

## 1.1 Роль энергосбережения и повышения энергоэффективности в развитии экономики России

Сбережение энергоресурсов и повышение эффективности их использования являются ключевыми задачами современной экономики России. Во многом от того насколько полно и всесторонне решаются эти проблемы зависит благосостояние государства, экономическая стабильность и уровень жизни населения.

Рациональное использование энергоресурсов формирует благоприятный климат для постоянного развития и экономического роста России. В условиях растущего потребления энергетических ресурсов необходимо сохранять баланс между истощением запасов топлива и увеличением расхода энергии для повышения эффективности производства. Кроме того, энергоэффективность затрагивает вопросы экологической и энергетической безопасности, что делает повышение энергоэффективности приоритетной задачей. Для достижения положительных результатов в области снижения энергоёмкости производства в России необходимо изучать лучшие зарубежные практики, развивать и внедрять современные технологии, реализовывать и поддерживать на государственном уровне проекты, направленные на повышение энергоэффективности.

Для более полного понимания терминов «энергосбережение» и «энергоэффективность» необходимо дать четкие определения и обозначить ключевую разницу между этими показателями. Классические определения этих терминов рассмотрены в трудах Бушуева В.В., Белогорьева А.М., Борголова Е.А., Тиматкова В.В. По мнению экспертов, энергоэффективность – это рациональное использование энергоресурсов, а именно, достижение экономически рентабельного использования ТЭР при текущих уровнях развития техники, технологий и соблюдении требований к охране окружающей среды, а энергосбережение – это совокупность мер по повышению энергоэффективности, в результате которых снижаются затраты на достижение полезного эффекта.

По сути, повышение энергоэффективности объединяет в себе действия по увеличению коэффициента полезного действия производственных процессов, оптимизации взаимодействия всех элементов производства, повышению качества продукции, экологичности производства, улучшению эффективности менеджмента, развитию нематериальных активов компании, что, в конечном итоге, влечет за собой рост финансовой стабильности. Любые изменения, которые позволяют уменьшить удельный расход энергии на единицу полезного продукта компании,

необходимо относить к элементам повышения энергоэффективности, даже в тех случаях, когда преобразования не относятся к энерготехнологиям. [99]

Результатом энергоэффективности является:

- ✓ снижение себестоимости продукции;
- ✓ снижение расходов предприятия или частного лица на оплату коммунальных услуг;
- ✓ повышение рентабельности производства;
- ✓ снижение вредных выбросов в атмосферу;
- ✓ сбережение природных ресурсов.

Следует отметить, что энергосбережение является менее обширным показателем, чем повышение энергоэффективности, поскольку оно несет в себе такие преобразования как модернизация, что является зачастую регулярным элементом в производстве и не влечет за собой развитие компании на качественном уровне. Напротив, повышение энергоэффективности является ключевым стратегическим процессом в компании, поскольку он ведет к инновационному росту (рисунок 1.1).

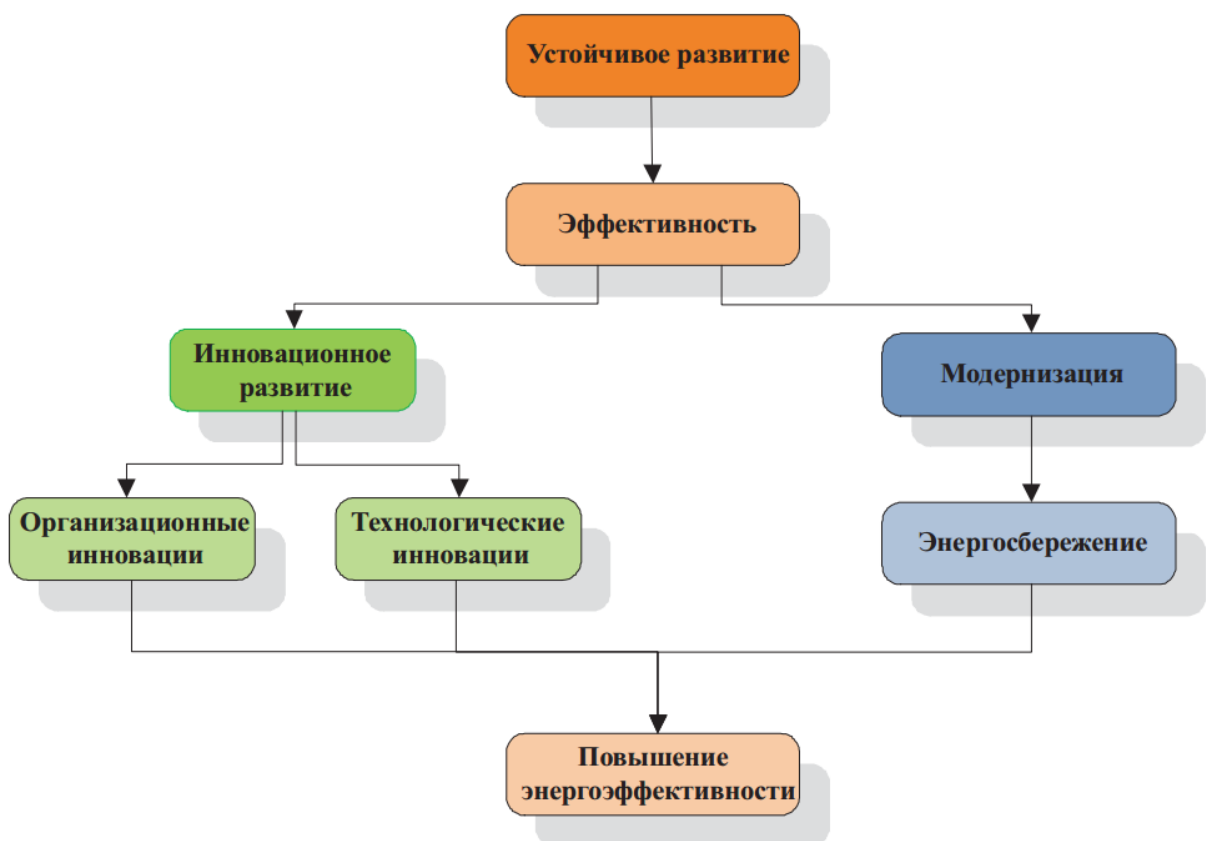


Рисунок 1.1 – Роль энергосбережения и энергоэффективности в устойчивом развитии экономического субъекта [99]

Рассматривая энергоэффективность на уровне государства, можно сказать, что показатели энергоэффективности являются яркими индикаторами развития ключевых отраслей промышленности, энергетического сектора и государства.

Вопросы энергетической безопасности являются стратегическим фундаментом развития России, поскольку наблюдается устойчивая тенденция возрастания конкуренции в энергетическом сегменте, политической нестабильности и нарастания экономической мощи Китая. Эксперты прогнозируют увеличение рисков, связанных с медленным развитием энергоэффективности, возрастание конкуренции в области энергетики и нарастанием геополитической напряженности (таблица 1.1).

Россия – уникальная страна, которая располагает большим объемом недоиспользованного потенциала энергосбережения. Предложенные меры по снижению энергоёмкости в период с 1998-2005 гг. оказались недостаточными для того, чтобы остановить быстрый рост спроса на энергию.

Таблица 1.1 – Россия на мировой энергетической карте будущего

Тренд	Риск	Требование к России
Замедление спроса на углеводороды	Замедление роста	Модернизация
Сдвиг спроса на углеводороды в Азию	Сильная конкуренция в Европе	Диверсификация направлений экспорта
Регионализация мировой энергетики	Не востребован экспорт и инвестиции	Оптимизация проектов трубопроводов
Новая фаза развития в развитых странах	Необратимое отставание России	Инновационное развитие
Энергетика нового поколения	Неэффективность энергетики России	Создание энергетики будущего в России
Опережающий рост производства ВИЭ и добычи нетрадиционных углеводородов	Отставание России, неэффективность	Ускорение развития ВИЭ в России
Неблагоприятная геополитическая конъюнктура	Краткосрочный или долгосрочный разрыв экономических, политических связей. Потеря доли рынка на традиционных торговых площадках	Урегулирование спорных вопросов, сохранение политического баланса в регионах присутствия

Источник: *Институт энергетической стратегии [24] с дополнениями автора*

Решение данной проблемы носит стратегический характер, поскольку нехватка энергии является серьезным сдерживающим фактором экономического роста. Для сравнения энергоёмкость российской экономики намного выше, чем в развитых странах Евросоюза, США и Японии, в расчете по паритету покупательской способности (рисунок 1.2 – 1.3).

Наличие в России огромных запасов углеводородов в косвенном выражении замедляет развитие энергосберегающих технологий, тогда как страны, не имеющие значительные ресурсы ТЭР в течение многих лет развивают и внедряют технологии и принципы рационального и максимально эффективного использования энергетических ресурсов.

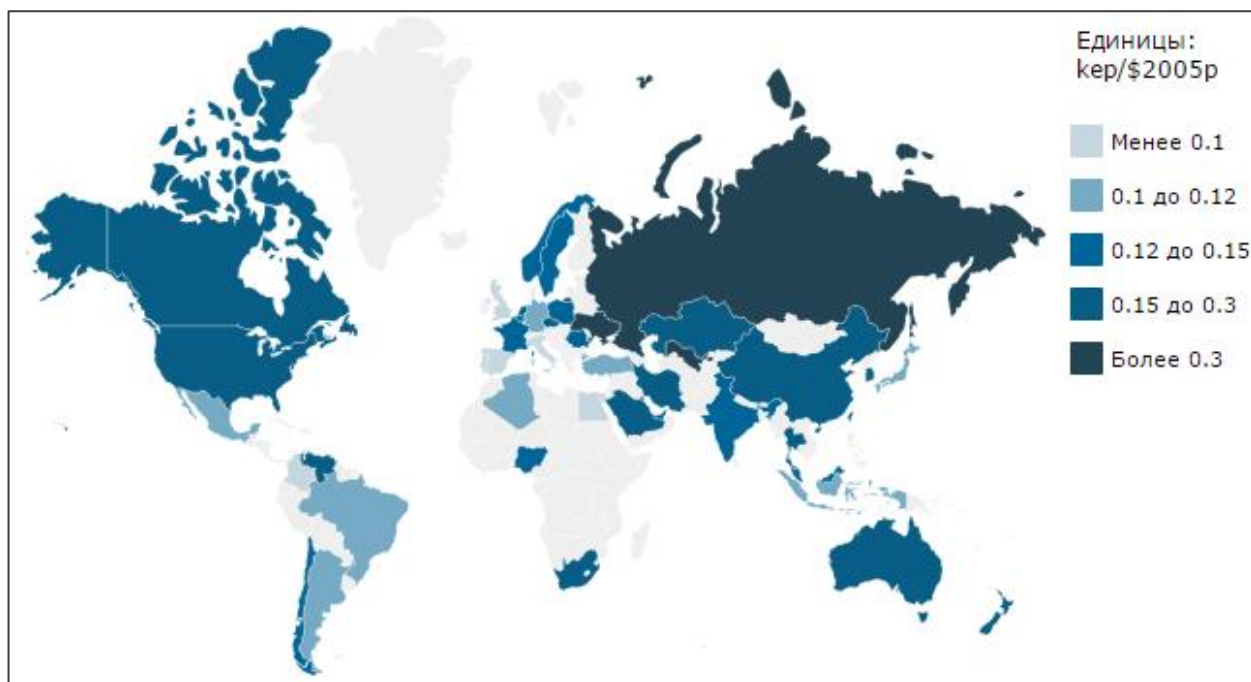


Рисунок 1.2 – Интенсивность использования энергии на единицу ВВП при постоянном ППП.  
Карта мира, кг н.э./пост. межд. долл.США (2005 г.)

Источник: Статистический ежегодник мировой энергетики 2015, Enerdata. [87]

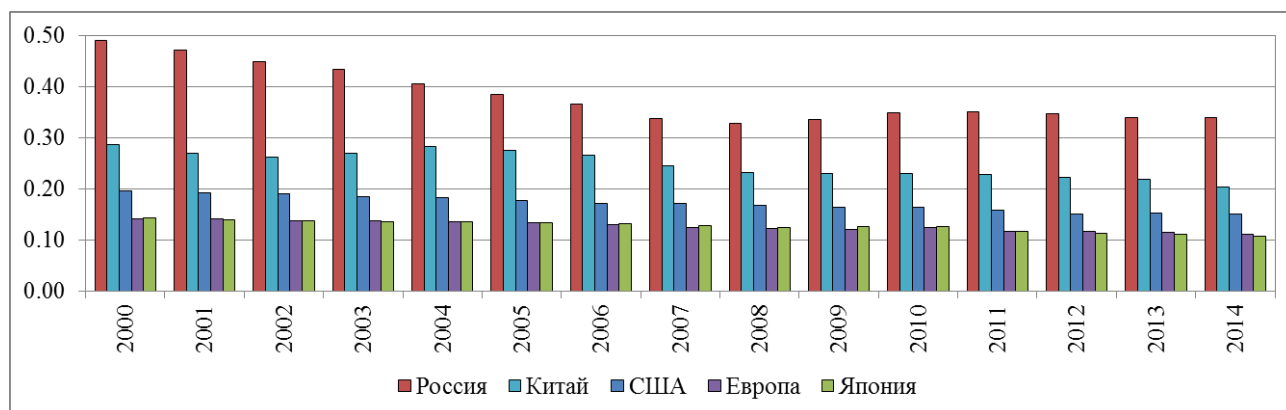


Рисунок 1.3 – Интенсивность использования энергии на единицу ВВП при постоянном ППП.  
Сравнительная диаграмма, кг н.э./пост. межд. долл.США (2005 г.)

Источник: диаграмма построена автором по данным статистического ежегодника 2015, Enerdata – 2015 г. [3]

Кроме того в Министерстве энергетики РФ были сформулированы барьеры, которые сдерживают развитие энергоэффективности в стране:

- недостаток мотивации;
- недостаток информации;
- недостаток опыта финансирования проектов;
- недостаток организации и координации.

Для улучшения показателей в области энергоэффективности в Минэнерго России совместно с институтами, занимающимися проблемами энергосбережения, разработало Государственную программу РФ «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 года», которая, по мнению экспертов, позволит снизить энергоемкость ВВП на 40% к 2020 году.

Необходимо отметить, что Россия нуждается в обеспечении устойчивого и эффективного развития энергетики, поскольку она занимает ведущую роль в экспорте и наполнении доходной части бюджета. Высокая инерционность, длительные инвестиционные циклы, крупные финансовые затраты на разработку и внедрение новых технологий являются неотъемлемыми чертами энергетической отрасли. Любые неосторожные решения в выборе научно-технического развития в этой области могут быть причинами серьезных экономических потерь и снижения рейтинга на фоне развитых стран.

На рисунке 1.4 представлены вызовы и окна возможностей, которые формируют будущий вид приоритетного направления в энергоэффективности под влиянием внешних долгосрочных трендов развития. [70]

Эксперты в области энергетики отмечают следующие угрозы для России в энергетической сфере:

- низкий уровень извлечения и глубина переработки углеводородного сырья;
- неоптимальная структура генерирующих мощностей и электросетевого хозяйства;
- незначительные объемы снижения энергопотребления;
- существенная степень износа оборудования и технологическое отставание;
- неразвитость энергетической инфраструктуры значительной территории страны;
- недостаточные объемы геологоразведочных работ;
- низкий уровень конкуренции отечественных энергетических рынков, существенная их монополизация, которая создает серьезные препятствия для развития энергетики;
- ухудшенные климатические и геологические условия новых месторождений. [97]

Для формирования устойчивого развития энергетики в России необходимо соблюдение следующих условий: ускоренный рост секторов и производств, который характеризуются низкой энергоемкостью; внедрение крупномасштабных проектов повышения энергоэффективности; локализация и приближение производства к потребителю; широкое распространение IT систем в области энергетики.

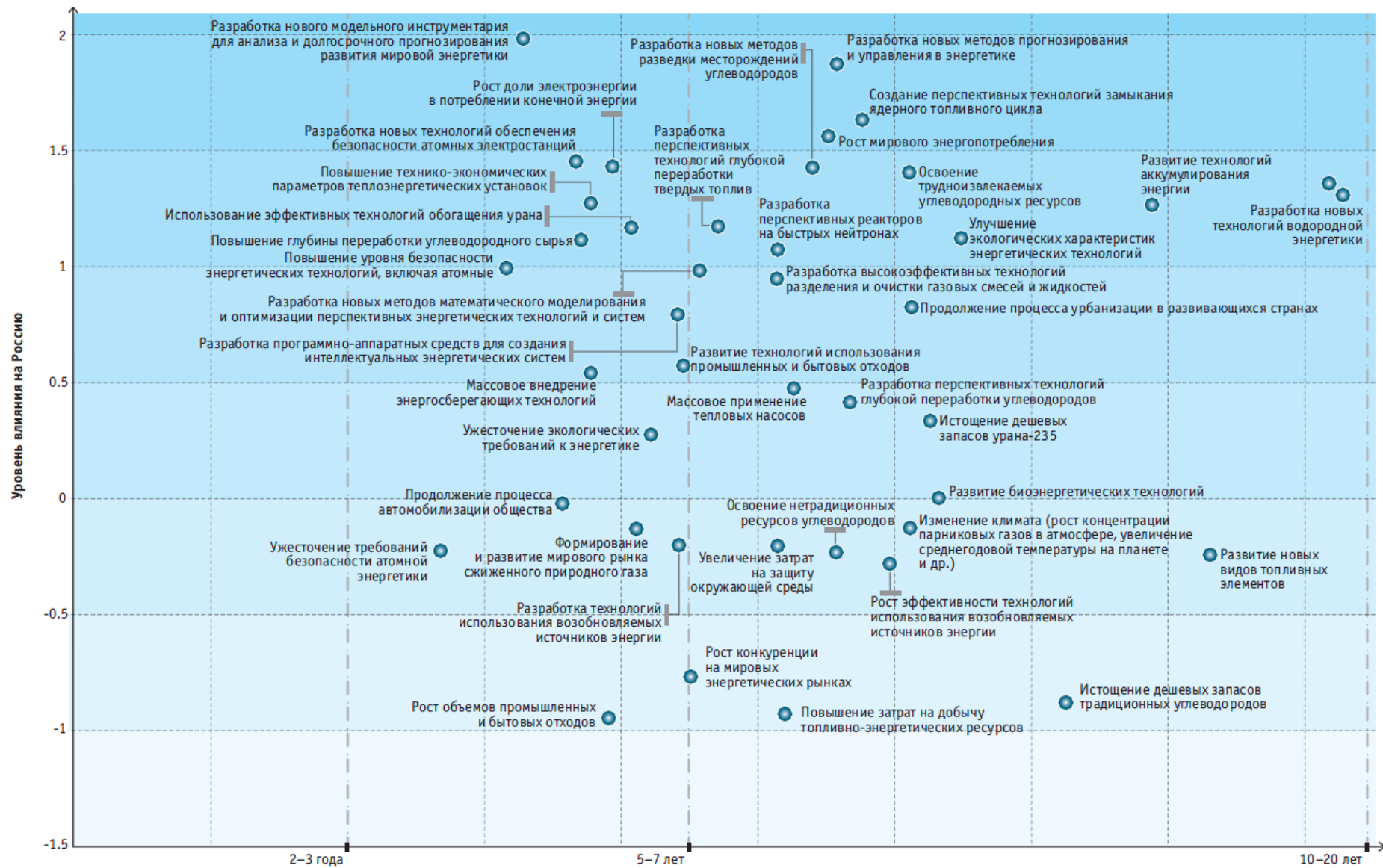


Рисунок 1.4 – Энергоэффективность и энергосбережение: вызовы и окна возможностей для России

Источник: НИУ ВШЭ [70]

По подсчетам Министерства энергетики РФ потенциал снижения энергоемкости производств в различных секторах экономики оценивается на уровне 195 млн т.у.т. (таблица 1.2). Наибольший потенциал экономии конечной энергии и текущее потребление традиционно относится к капиталоемким и энергоемким отраслям – электроэнергетика, жилищная сфера и нефтегазовая отрасль (потенциал снижения энергии – 42, 33 и 21 млн т.у.т. соответственно). Основные способы реализации масштабной программы по снижению энергоемкости производства:

- совершенствование механизмов энергоменеджмента;
- использование новых инструментов энергосбережения;
- разработка и внедрение инновационных технологий;
- изучение и использование лучших зарубежных разработок;
- совершенствование организационно-правовой базы в области повышения энергоэффективности;
- государственное стимулирование в области повышения энергоэффективности;

Таблица 1.2 – Потребление и максимальный потенциал экономии конечной энергии к 2020 году по сравнению с уровнем 2012 года, млн т.у.т.

Сектор экономики РФ	Конечная энергия		
	Потребление, млн т.у.т.	Потенциал экономии	
		млн т.у.т.	%
Электроэнергетика	195	42	<b>22</b>
Жилищная сфера	153	33	<b>22</b>
Углеводороды	102	21	<b>21</b>
Автотранспорт	92	4	<b>4</b>
Обрабатывающая промышленность	78	19	<b>24</b>
Бюджетная сфера и сфера услуг	70	21	<b>30</b>
Теплоэнергетика	45	16	<b>36</b>
Ж/Д	9	6	<b>67</b>
Сельское хозяйство	6	2	<b>33</b>
Прочие сектора	220	31	<b>14</b>
<b>Всего</b>	<b>970</b>	<b>195</b>	<b>20</b>

Источник: сформировано по данным ЦЭНЭФ, Минэнерго [55]

## **1.2 Энергосбережение и повышение энергоэффективности как факторы устойчивого развития промышленного предприятия**

В Федеральном законе 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации» дано определение термину «энергосбережение» - реализация правовых, организационных, экономических, технологических, технических и иных мер, направленных на снижение объема используемых энергоресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема выполненных работ, произведенной продукции или оказанных услуг). [59]

Энергоэффективность – отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергоресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к технологическому процессу, продукции, индивидуальному предпринимателю, юридическому лицу. [59]

По мнению Н.И.Суслова энергоэффективность – это доход или объем продукции, получаемый при применении единицы энергии, затрачиваемой в форме различных энергоносителей (топливо, тепловая или электрическая энергия). [91]

Однако, как показывает практика, определение термина «энергосбережение» не полностью отражает суть энергосберегающих мероприятий, так как экономия энергии может достигаться и при снижении полезного эффекта в случаях, когда потребление энергии снижается интенсивнее. Энергоэффективность повышается в случаях, когда снижается удельный расход энергии на производство единицы полезного продукта, услуги или работы или полезный эффект растет, а потребление энергии снижается. [8]

Достаточно точно отразить разницу в понимании термина «энергосбережение» при повышении энергоэффективности и при ее снижении иллюстрирует рисунок 1.5 [119], который был приведен в отчете Службы по энергоэффективности и энергосбережению Новой Зеландии.

Энергосбережение является значимым направлением в развитии промышленных предприятий, поскольку оно представляет деятельность, направленную на более эффективное использование энергетических ресурсов, увеличение полезного эффекта в виде снижения нагрузки на окружающую среду и социального аспекта.



Рисунок 1.5 – Определение разницы между повышением энергоэффективности и энергосбережением

На рисунке 1.6 представлены обеспечивающие и результативные факторы энергосбережения, которые влияют на развитие предпосылок экономии энергоресурсов.



Рисунок 1.6 – Факторы энергосбережения на промышленном предприятии [116]

К обеспечивающим факторам относят общеэкономические (совершенствование технологий, обновление основных фондов и др.), организационно-методические (законодательные акты, нормативно-правовое регулирование) и специфические (снижение издержек при сохранении необходимого уровня производственного процесса) мероприятия

энергосбережения. К результативным мероприятиям можно отнести сокращение энергетических потребностей и максимально эффективное использование первичной энергии, а также снижение стоимости энергоносителей. [116]

Стоит отметить, что энергосбережение должно являться частью системы, в которой последовательно и согласованно фиксируются любые изменения в потреблении энергии при реализации энергосберегающих мероприятий. Такие статистические показатели необходимы для объективного контроля и имеют большое значение при принятии стратегических решений. [125] Большое значение приобретают вопросы, связанные с правильным выбором оборудования, знание технико-экономических показателей оборудования, устройств и механизмов. При реализации энергосберегающих мер эти вопросы являются ключевыми. [28] Для эффективной реализации энергосберегающей деятельности необходимо убедиться в отсутствии противоречий энергосбережения и энергопользования, поэтому функции энергетического надзора и регулирования энергосбережения, как правило, тесно связаны с соответствующими функциями энергопользования. На рисунке 1.7 представлена схема планирования энергосбережения на промышленном предприятии. [116]



Рисунок 1.7 – Управление энергосбережением (УЭ) на промышленном предприятии [116]

Как отмечают в своих трудах Гительман Л.Д. и Ратников Б.Е. [23] для большинства энергетических предприятий снижение удельных расходов ТЭР (топлива, электроэнергии и тепловой энергии) способствует повышению общей финансовой эффективности (рентабельности) предприятия и может оказывать косвенное влияние на рост производства.

Для промышленных предприятий, в том числе, нефтедобывающих, одним из важнейших показателей эффективности производственно-хозяйственной деятельности является себестоимость продукции. Этот параметр неразрывно связан со стоимостью продукции, являясь объективной основой и отражает эффективность использования материальных, трудовых ресурсов, основных фондов и уровень организации производства и труда. [116] Поэтому энергосбережение, как один из основных инструментов снижения себестоимости продукции (добычи нефти) является важнейшей составляющей в устойчивом развитии любого промышленного предприятия.

### 1.3 Государственное регулирование в области повышения энергоэффективности

Одной из главных проблем российской экономики является нерациональное (неэффективное) использование энергетических ресурсов. Это подтверждает и тот факт, что на каждый процентный пункт прироста ВВП в России требуется 0,5% прироста потребления ТЭР. Кроме того, негативным образом действует традиционная политика в области формирования тарифов и ценообразования, которая замедляет развитие многих отраслей промышленности и не способствует стимулированию процессов энергосбережения и повышения энергоэффективности. [46]

Энергосбережение и повышение энергоэффективности производств отнесено к стратегическим задачам России, поэтому роль государства в решении задач по сокращению энергоёмкости отечественной экономики достаточно велика. С одной стороны оно должно создавать надежные законодательные документы, которые способны регулировать энергосберегающую деятельность, обеспечить финансовую поддержку, с другой стороны должно выступать в качестве контролирующего звена, которое будет выявлять несоответствие требований, а также уклонение от внедрения энергосберегающих технологий, мероприятий.

Важность вопросов повышения энергоэффективности и энергосбережения, для России в частности, обусловлена следующими потенциальными выгодами:

- переход на модель устойчивого развития, которая обеспечивает экономический рост, увеличение доходов и занятости населения;

- снижение зависимости от экспорта ТЭР и повышение уровня энергетической безопасности государства;

- развитие наукоемких отраслей и повышение уровня квалификации населения [52].

Потенциальные выгоды от повышения энергоэффективности для бизнеса:

- повышение рентабельности компании и конкурентоспособности производимой продукции;

- решение комплекса экологических и социальных проблем, которые особенно ощутимы в энергоёмких отраслях экономики;

- развитие модели социально ориентированного бизнеса и демонстрация приверженности концепции устойчивого развития.[52]

Главные направления политики энергосбережения в России содержат [100]:

- приоритетность рационального использования топливно-энергетических ресурсов;

- ведение государственного контроля за эффективным энергопотреблением;

- включение показателей энергоэффективности в государственные стандарты на оборудование, конструкции, материалы и т.д.;

- разработка программ энергосбережения (государственных, региональных, отраслевых и т.д.);

- создание финансово-экономических инструментов, которые повышают экономическую заинтересованность потребителей и производителей в эффективном энергопотреблении, вовлечение возобновляемых источников энергии в топливно-энергетический баланс, а также в инвестировании средств в энергосбережение;

- проведение государственной экспертизы проектных решений на предмет энергоэффективности;

- создание и распространение технологий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, обеспечивающих безопасное и экологически чистое состояние окружающей среды в процессе потребления энергоресурсов.

- пропаганда и информирование об основных достижениях в области энергосбережения в России и за рубежом;

- обучение персонала предприятий и населения в области снижения энергопотребления;

- формирование информационных, организационных, экономических условий для реализации принципов энергосбережения.

Важно отметить, что особенно важным направлением осуществления политики энергоэффективности должно считаться не энергосбережение в узком смысле слова (как сокращение объемов потребления), а пересмотр подходов к применению источников энергии (энергоресурсов). [48]

Для решения одной из основных задач – сокращения энергоемкости отечественной экономики на 40% к 2020 году [74] необходимо создание и реализация эффективной системы управления в области энергосбережения и повышения энергоэффективности через нормативно-правовые регуляторы.

В России основные законодательные документы, которые регулируют политику в области энергосбережения и повышения энергоэффективности являются [104]:

- Федеральный закон №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», был принят 23.11.2009 г.;

- Федеральные и ведомственные целевые программы;

- Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (утверждена постановлением Правительства № 321 от 15.04.2014 г.), включающая семь целевых подпрограмм;

- Региональные и муниципальные программы энергосбережения и повышения энергоэффективности и нормативные правовые акты.

В Федеральном законе №261 определена основная цель – формирование экономических, организационных и правовых основ стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности. Для реализации данной цели сформулированы следующие принципы:

- рациональное и эффективное использование ТЭР;
- планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- полнота и системность реализации энергосберегающих мероприятий и повышению энергетической эффективности;
- стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- использование ТЭР с учетом производственно-технологических, ресурсных, социальных и экологических условий. [59]

Для возможности управления и регулирования в области энергосбережения и повышения энергоэффективности в Федеральном законе № 261 сформулированы также основные требования и ограничения:

- запреты или ограничения производства и оборота в Российской Федерации товаров, которые имеют низкую энергоэффективность, при условии наличия или внедрения в оборот аналогичных товаров, имеющих высокую энергоэффективность, в необходимом количестве, обеспечивающим спрос потребителей;
- требования энергоэффективности сооружений, строений и зданий;
- требования к обороту некоторых видов товаров, функции которых предполагают использование энергоресурсов;
- требования по учету используемых ТЭР;
- проведение обязательного энергообследования;
- требования к проведению и результатам энергообследования; (с учетом изменений указанных в [58])
- обязанности проведения энергосберегающих мероприятий и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме;
- требования энергетической эффективности товаров, работ, услуг для обеспечения государственных или муниципальных нужд; (с учетом изменений указанных в [57])
- требования к региональным, муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- требования к программам энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий с государственным участием или организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;

- основы функционирования информационной государственной системы повышения энергоэффективности;
- обязанности распространения информации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- реализации информационных программ и образовательных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- порядок исполнения обязанностей, предусмотренных настоящим Федеральным законом;
- иные меры государственного регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с настоящим Федеральным законом.

В ФЗ №261 также вводится понятие энергетического обследования, которое подразумевает сбор и обработку данных о затратах энергоресурсов с целью получения достоверной информации об используемых ТЭР, выявлении потенциала энергосбережения, показателях энергоэффективности с отражением результатов в энергетическом паспорте. Повышение энергоэффективности становится актуальной проблемой, требующей системного подхода к решению. [43, 78]

Принимая во внимание важность вопросов энергосбережения, Правительство РФ утвердило «Энергетическую стратегию России на период до 2030 года», которая позволит максимально эффективно использовать природные энергетические ресурсы, а также потенциал энергетики для обеспечения роста экономики, укреплению ее внешних экономических позиций и улучшения уровня жизни населения. [111]

Данный юридический документ был основан на ключевых результатах предыдущей стратегии «Энергетической стратегии России на период до 2020 года», в котором изменен временной горизонт планирования, а также учтены новые задачи и приоритеты страны.

Основными направлениями в государственной долгосрочной политике в области энергетики являются: бюджетная эффективность, энергобезопасность, энергоэффективность всех секторов экономики, экологическая безопасность. Основные составляющие «Энергетической стратегии до 2030 года»: управление государственным фондом недр; недропользование; развитие энергетических рынков (внутренних); рациональный топливно-энергетический баланс; региональная и внешняя политика; научно-техническое и инновационное развитие; социальная политика в области энергетики.

Для осуществления сформулированных задач в Стратегии предлагается использовать следующие механизмы:

- поддержка и стимулирование инициатив в инновационной, энергосберегающей, инвестиционной, экологической и других областях, имеющих приоритетное значение;

- формирование комфортной экономической среды для развития и функционирования ТЭК (включая налоговое, антимонопольное, тарифное и таможенное регулирование и различные изменения в ТЭК);

- введение системы национальных стандартов, технических регламентов и норм, улучшающих управляемость и стимулирующих развитие важнейших направлений энергетики, включая повышение энергоэффективности всей экономики;

- повышение эффективности управления государственной собственностью в энергетике.

[111]

Учитывая быстроизменяющиеся тенденции мировых рынков экономики и энергетики, в 2014 г. был утвержден проект «Энергетической стратегии до 2035 года», который имеет ряд дополнений относительно предыдущего документа.

Он учитывает большое количество трансформаций мировых энергетических рынков, в том числе связанных с переходом некоторых основных стран-импортеров на самообеспечение в области энергетики. Увеличение количества новых производителей, повышение значимости и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии привели к увеличению уровня конкуренции на основных мировых энергетических рынках. Кроме стандартного количественного прогнозирования экспорта российских энергоресурсов, в обновленной Стратегии учтены основные направления технологического развития, совершенствование инструментов ценообразования и механизмов регулирования на мировых энергетических рынках. [112]

Все юридические документы, их трансформации и корректировки говорят о постоянно растущей заинтересованности государства в вопросах энергосбережения и повышения энергоэффективности, поскольку текущие тенденции развития отечественной и мировой экономики не позволяют обходить стороной существенный многосторонний потенциал, который содержит в себе экономия энергоресурсов и повышение энергоэффективности.

### **1.3.1 Методы государственной поддержки и стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности в России**

В российском законодательстве предусмотрены различные методы и механизмы экономического стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Наиболее распространенные направления в этой области и их особенности представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные направления экономического стимулирования энергосбережения в России

Направление деятельности	Описание
Льготное кредитование	<p>Льготное кредитование мероприятий, направленных на энергосбережение. Объектами выдачи и возврата кредитов определены банки, выделяющие кредиты, и получатели, которые участвуют в реализации отраслевой или региональной программы, а также выполняющие работы, входящие в перечень энергосберегающих мероприятий федерального значения. Выделяемые ресурсы расходуются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на осуществление мероприятий и реализацию программ по энергосбережению, включая НИОКР;</li> <li>- разработку и внедрение энергосберегающих технологий, оборудования и материалов, включая приобретение лицензий на их внедрение;</li> <li>- осуществление мероприятий, связанных с развитием малой и нетрадиционной энергетики, использованием возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов;</li> <li>- подготовку и переподготовку кадров для сферы энергосбережения.</li> </ul>
Льготное налогообложение	<p>Потребитель энергоресурсов получает налоговую льготу или налоговое освобождение на средства, инвестируемые в энергосберегающие проекты и на период реализации этих проектов. Для снижения ставки налога фиксированная сумма инвестиций вычитается из налогооблагаемой базы или определенная часть суммы инвестиций вычитается непосредственно из подоходного налога.</p>
Финансирование мероприятий по энергосбережению на безвозвратной и возвратной основе	<p>Финансирование мероприятий по энергосбережению на безвозвратной основе может осуществляться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в организациях и учреждениях бюджетной сферы;</li> <li>- на демонстрационных объектах федерального значения;</li> <li>- при использовании нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;</li> <li>- для обучения и подготовки специалистов;</li> <li>- в организации информационного обеспечения;</li> <li>- при разработке актов законодательства и научно-технической документации;</li> <li>- для организации международного сотрудничества.</li> </ul>

Продолжение таблицы 1.3

Премирование	Данная форма стимулирования энергосбережения допускается в учреждениях и организациях, финансируемых из государственного бюджета. Премирование производится за счет экономии ТЭР, полученной по смете затрат при подтверждении данными бухгалтерского учета и показаниями приборов.
Тарифная политика	Опережающее по отношению к общему индексу цен повышение цены на электроэнергию. Повышение цены реализуется через тарифы на электроэнергию и, следовательно, приводит к повышению себестоимости продукции, а при ее стабильной цене – к снижению прибыли предприятия-потребителя и соответствующих фондов его развития и поощрения персонала. Энергосбережение в этих условиях способствует сокращению затрат потребителя на электроэнергию и поддержанию размеров прибыли и соответствующих фондов на прежнем уровне.

Источник: составлено по данным [4, 88, 89]

Стоит отметить, что в основных государственных программах, направленных на поддержку энергосбережения и повышения энергоэффективности, закреплены следующие механизмы стимулирования [75]:

- софинансирование расходных обязательств субъектов Российской Федерации в пределах средств. Бюджетам субъектов Российской Федерации в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации, предоставляются средства федерального бюджета на реализацию лучших региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Отбор субъектов Российской Федерации - получателей субсидий осуществляется исходя из критериев, включающих в себя достижение показателей, отражающих эффективность подготовки и реализации региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- создание и финансирование государственной информационной системы и условий для ее существования в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;

- финансирование научно-исследовательских работ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе финансирование разработки и развития методической и нормативно-правовой базы;

- софинансирование обучения лиц, ответственных за энергосбережение и повышение энергетической эффективности;

- финансирование мероприятий, направленных на формирование бережливой модели поведения населения;

- субъектам Российской Федерации в целях стимулирования заключения энергосервисных договоров (контрактов) государственными (муниципальными) учреждениями рекомендуется оказывать в соответствующей сфере государственную поддержку, направленную на возмещение затрат для уплаты процентов по займам и кредитам, полученным в финансовых организациях РФ;

- стимулирование реализации региональных программ по повышению энергоэффективности за счет софинансирования из федерального бюджета расходных обязательств субъектов РФ;

- стимулирование реализации мер по внедрению энергоэффективного оборудования и технологий для энергоемких производств на основе предоставления государственных гарантий РФ по займам и кредитам на реализацию проектов энергосбережения и повышения энергоэффективности;

- стимулирование реализации типовых энергосберегающих проектов во всех отраслях экономики за счет использования предусмотренных законодательством мер государственной поддержки;

- финансирование мер, направленных на повышение энергоэффективности, на государственных объектах (муниципальных учреждениях);

- финансирование научно-исследовательских проектов, осуществление образовательной деятельности и информационного обеспечения энергосберегающих мероприятий и повышению энергетической эффективности.

Наиболее серьезными проблемами в практической реализации государственной политики стимулирования энергосбережения в России являются [22]:

- недостаток координации и последовательности реализации стимулирующих мер для бизнеса и промышленных предприятий;

- низкий объем достоверных данных, который не способен обеспечить в полной мере статистической информацией для формирования государственной политики в области энергосбережения;

- недостаточный мониторинг реализации Государственной программы.

Учитывая важность энергосбережения и повышения энергоэффективности в устойчивом развитии страны, требуется усиление государственного участия в реализации федеральных программ и законов. Главной задачей государства является запуск механизмов стимулирования к энергосбережению. [69]

### 1.3.2 Методы и подходы государственного стимулирования энергосбережения за рубежом

В качестве информативных примеров в вопросах стимулирования энергосберегающей деятельности целесообразно рассмотреть методы и механизмы таких стран как США, Япония и страны Западной Европы, которые уделяют большое внимание вопросам эффективного использования энергии.

Основными инструментами, влияющими на повышение эффективности использования ТЭР, являются «сильнодействующие» средства (тарифы, цены) и гибкие экономические методы. Зачастую эти методы являются основой или реальным инструментом нормативно-правового регулирования энергосбережения, которое присуще странам с различным типом государственного участия в области регулирования. Сущность всех программ сводится к единому принципу – инвестирование в те области энергосбережения, от которых наблюдается максимальная экономическая эффективность.[89]

Некоторые страны Западной Европы ввели обязательное требование назначения менеджера по энергетике, который составляет ежегодные программы энергосбережения и является ответственным лицом за их реализацию. Как правило, это чаще всего касается крупных потребителей энергии. В Италии, например, выполнение данного требования позволяет предприятиям использовать правительственные субсидии на энергосберегающие мероприятия. Субсидирование энергосбережения (в том числе правила его получения) при этом закрепляется на законодательном уровне и фиксируется в актах для получения дотаций. Данные нормы содержатся в законодательстве десяти стран – членов Европейского союза. Также в некоторых странах работает закон о налоговых стимулах. В нем закреплены условия получения налоговых скидок на затраты, связанные с приобретением оборудования или услуг, снижающих энергопотребление. Данный закон позволяет компенсировать налоги не только крупным предприятиям, но и коллективам и отдельным гражданам. Существуют программы, которые предлагают предприятиям выбирать способы получения налоговых скидок: инвестировать в энергосбережение собственного производства или платить налог за потребляемые ТЭР. [89]

В некоторых странах, таких как Франция, Бельгия и Дания создан возобновляемый государственный фонд, который предполагает выдачу займов предприятиям, инвестирующим в энергосбережение. Преимуществами фонда является постоянно действующий и легко управляемый (с точки зрения финансов) механизм, поскольку пополнение фонда осуществляется за счет возвращаемых средств. Процентная ставка по займу существенно ниже стандартных коммерческих предложений, поэтому займы из государственного фонда являются аналогом льготного кредитования.

Возобновляемый фонд является весьма затратным инструментом для правительства. Поэтому некоторые страны (Нидерланды, Люксембург, Германия) используют альтернативу ему, в качестве которой выступает норма ускоренной амортизации. Она подразумевает наличие возможности списания инвестиций в энергосберегающие проекты быстрее, чем другие капиталовложения, что существенно снижает налоговую нагрузку предприятий за короткий срок. [89]

В таких странах, как Ирландия, Нидерланды, Дания и Австрия применяются правовые нормы энергетического менеджмента спроса (ЭМС) коммунальных хозяйств. Суть заключается в том, что производитель энергии, следуя программе ЭМС, отдает часть своей прибыли не на строительство дополнительных генераторов энергии, а на финансирование энергосбережения для потребителей. Учитывая, что большая часть поставщиков энергии принадлежат государству, финансирование данных схем производится только после утверждения форм правового регулирования расходов, издержек и доходов за счет реализации энергосберегающих программ. [89]

Япония является примером государственного регулирования, поскольку закон, направленные на повышение энергоэффективности, позволяют правительству воздействовать на предприятия с помощью налоговых и финансовых мер, стимулирующих к рациональному расходованию ТЭР. Данный закон определяет преимущество инвестирования в энергосберегающие мероприятия перед затратами в иное оборудование. Например, если предприятие планирует внедрять оборудование, снижающее энергопотребление, то у него появляется возможность получения кредита на выгодный срок в одном из банков, который контролируется правительством. Яркими примерами являются:

- Японский банк развития (кредитует крупные компании);
- Финансовая корпорация (обслуживание среднего и малого бизнеса);
- Народная финансовая корпорация (финансирует малые предприятия).

Полный перечень банков, принадлежащих правительству, представлен в приложении к закону.

Налоговые льготы также используются в Японии, как одна из мер, стимулирования энергосбережения. В случаях, когда предприятие закупает оборудование, снижающее энергопотребление, в фискальном году, то оно может рассчитывать на следующие меры:

- уменьшение общего налога или снижения налога на прибыль (от 7 до 20% от стоимости приобретенного оборудования);

- дополнительная скидка в 30 % от стоимости оборудования. [89]

В США уделяют большое внимание вопросам повышения энергоэффективности, поэтому помимо законодательных и правовых инструментов широко используются и рыночные

механизмы стимулирования, которые могут быть представлены в виде скидок или компенсационных выплат. Примером таких механизмов являются:

- скидки потребителю за уменьшение установленной мощности и экономию энергии (и энергоресурсов);
- компенсационные вознаграждения за продажу энергоэффективной техники;
- компенсационные вознаграждения производителям энергоэффективной техники;
- премии за разработку проектов повышенной энергоэффективности;
- компенсационные выплаты за утилизацию устаревшей неэффективной техники;
- лизинг энергоэффективного оборудования. [36]

Одной из ключевых задач для США в сфере энергосбережения – это снижение энергоемкости производств в промышленном секторе (в основном нефтегазовая отрасль, которая потребляет треть энергоресурсов).[96] В стоимости производства одной единицы продукции на энергию приходится 18 % (в России значение данного показателя достигает 40 %). [73]

Главные инструменты, которые используются для стимулирования, контролирования энергосбережения и повышения энергоэффективности являются:[96, 101]

- введение налоговых льгот и грантов;
- финансирование проведения экспресс-аудитов (двух или трехдневные проверки стоимостью около 10 тыс. долл. США);
- добровольные соглашения предприятий с региональными и федеральными властями о снижении потребления энергоресурсов (обычно на 25% за 10 лет);
- наличие 26 образовательных центров в области энергосбережения для малых и средних предприятий;
- наличие в некоторых штатах программ софинансирования для предприятий, заключивших добровольное соглашение с администрациями регионов по энергосбережению и энергоэффективности;
- выделение значительных средств на научные исследования и разработки в области энергоэффективности выделяются в США федеральным правительством (финансирование осуществляется под конкретные проекты);
- отдельное финансирование пилотных проектов;
- массовое внедрение новых технологий стимулируется, в частности, через государственные гарантии под кредиты.

В Китае расходы на повышение энергоэффективности составляют значительную часть – 57млрд. долл. в 2011 г. Основным инструментом финансирования за счет бюджета в Китае являются прямые субсидии и субсидии на содержание региональных центров

энергоэффективности и их программы, а также налоговые льготы. В таблице 1.4 представлена статистика за 2011 г. по объемам и источникам финансирования на повышение энергоэффективности.

Также в Китае активно привлекают внебюджетные источники финансирования в повышение энергоэффективности [8, 118, 124, 128]:

- партнерство государства и бизнеса в различных формах (долгосрочные обязательные соглашения или добровольные обязательства);
- энергосервисные контракты и соглашения;
- стандартизация энергоэффективности (промышленное, бытовое оборудование и здания);
- программы субсидирования экономии энергии;
- программы льготного кредитования;
- корпоративное и потребительское кредитование.

Проведя анализ основных методов стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности можно сделать вывод о том, что в России еще остаются точки роста и развития стимулирующих мер. К этим направлениям можно отнести:

- развитие системы премирования за экономию ТЭР;
- запрет отдельных технологий;
- развитие системы тарифов, обеспечивающей стимулирование к сокращению потребления ТЭР;
- развитие систем налогового и кредитного льготирования для предприятий, внедряющих дорогостоящие или новейшие технологии, направленные на энергосбережение;
- развитие базы данных по наиболее эффективным технологиям и инструментам, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности.

Таблица 1.4 – Объемы и источники финансирования повышения энергоэффективности в Китае (2011 г.)

Показатель	Электро-энергетика	Тепло-энергетика	Промышлен-ность	Жилищный фонд	Бюджетная сфера и сфера услуг	Транспорт	Прочие	Всего
Бюджет	516	206	5 062	1 587	747	150	7	<b>8 275</b>
Субсидии	242	121	2 055	702	537	0	0	<b>3 657</b>
НИОКР	100	0	960	200	200	140	0	<b>1 600</b>
Налоговые льготы	54	0	828	61	10	10	7	<b>970</b>
Налоговые кредиты	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Льготные кредиты	0	0	144	0	0	0	0	<b>144</b>
Гарантии	0	0	72	0	0	0	0	<b>72</b>
Региональные бюджеты	121	85	1 003	624	0	0	0	<b>1 833</b>
Тарифы	6 138	106	236	0	0	0	0	<b>6 480</b>
Энергоснабжающие компании	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Фонды	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
ЭСКО	585	0	4 940	65	975	0	0	<b>6 565</b>
Товарный кредит/рассрочка	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Лизинг	0	0	1 365	0	0	0	0	<b>1 365</b>
Собственные средства и займы	0	0	4 786	7 081	0	1 225	987	<b>14 079</b>
в т.ч. займы	6 138	0	4 786	6 537	738	1 225	686	<b>20 110</b>
Всего финансирование мер по повышению энергоэффективности	13 377	312	21 175	15 270	2 460	2 600	1 680	<b>56 874</b>
Всего инвестиций в повышение энергоэффективности	78 688	1 835	70 583	76 350	12 300	26 000	16 800	<b>282 556</b>

Источник: [8]

## 1.4 Энергосбережение и повышение энергоэффективности в нефтедобывающей отрасли

### 1.4.1 Анализ текущего состояния и тенденций развития нефтедобывающей отрасли России

Нефтегазовый комплекс прочно закрепил лидирующие позиции в составе экономики России, поскольку во многом определяет качество и динамику экономического развития страны. Нефтяная промышленность находится в тесной взаимосвязи практически со всеми секторами российской экономики и зачастую тенденции ее развития определяют спрос на продукцию связанных с ней отраслей. Стоит отметить, что нефтегазовый комплекс вызывает мощный мультипликативный эффект, который создает спрос на сопряженные отрасли. Данный процесс представлен в виде показателя мультипликации. В России он составляет 1,9, что примерно соответствует уровню промышленно развитых нефтедобывающих стран. Для сравнения: в Австралии показатель мультипликации составляет 1,8-2,4, США – 2,1, в Норвегии – 1,6-1,7. [86]

Основными экспортируемыми товарами в России являются нефть и газ, поэтому на текущий момент их добыча и дальнейшая реализация обеспечивают наибольшие налоговые поступления в бюджет страны (рисунок 1.8). К примеру, в 2013 году доля ТЭК в совокупных налоговых отчислениях в бюджет РФ составляла 50%, из которых почти 48% - нефтегазовая отрасль.



Рисунок 1.8 – Роль нефтегазовой отрасли и ТЭК в целом в экономике России [56]

В таблице 1.5 представлены данные по добыче и потреблению нефти и газа в России и некоторых странах мира за период с 2008 по 2014 годы. Как видно из таблицы, в период с 2008 года Россия занимала лидирующие позиции в добыче нефти и газа, а по внутреннему потреблению – третье место после США и стран Евросоюза.

Таблица 1.5 – Динамика добычи и потребления нефти и газа некоторых стран мира

Страна	Годы	Добыча нефти	Доля в мировой добыче	Добыча газа	Доля в мировой добыче	Потребление нефти	Доля в мировом потреблении	Потребление газа	Доля в мировом потреблении
		млн.т	%	млрд.м3	%	млн.т	%	млрд.м3	%
Россия	2008	<b>486</b>	12.2%	<b>651</b>	20.7%	<b>127</b>	3.3%	<b>446</b>	14.2%
	2009	<b>491</b>	12.5%	<b>583</b>	19.1%	<b>121</b>	3.2%	<b>426</b>	13.9%
	2010	<b>504</b>	12.6%	<b>657</b>	20.1%	<b>127</b>	3.2%	<b>466</b>	14.0%
	2011	<b>512</b>	12.7%	<b>673</b>	19.9%	<b>139</b>	3.5%	<b>476</b>	14.1%
	2012	<b>519</b>	12.6%	<b>658</b>	19.2%	<b>140</b>	3.5%	<b>471</b>	13.7%
	2013	<b>525</b>	12.7%	<b>671</b>	19.3%	<b>145</b>	3.6%	<b>464</b>	13.3%
	2014	<b>529</b>	12.6%	<b>643</b>	18.4%	<b>149</b>	3.7%	<b>462</b>	13.2%
Канада	2008	<b>153</b>	3.8%	<b>177</b>	5.6%	<b>99</b>	2.6%	<b>98</b>	3.1%
	2009	<b>152</b>	3.9%	<b>164</b>	5.4%	<b>95</b>	2.5%	<b>95</b>	3.1%
	2010	<b>159</b>	4.0%	<b>160</b>	4.9%	<b>99</b>	2.5%	<b>97</b>	2.9%
	2011	<b>168</b>	4.2%	<b>160</b>	4.7%	<b>99</b>	2.5%	<b>104</b>	3.1%
	2012	<b>181</b>	4.4%	<b>156</b>	4.5%	<b>101</b>	2.5%	<b>106</b>	3.1%
	2013	<b>193</b>	4.7%	<b>155</b>	4.5%	<b>102</b>	2.5%	<b>109</b>	3.1%
	2014	<b>206</b>	4.9%	<b>160</b>	4.6%	<b>104</b>	2.6%	<b>110</b>	3.1%
США	2008	<b>299</b>	7.5%	<b>571</b>	18.1%	<b>804</b>	20.9%	<b>659</b>	21.0%
	2009	<b>322</b>	8.2%	<b>584</b>	19.1%	<b>755</b>	20.0%	<b>647</b>	21.1%
	2010	<b>333</b>	8.3%	<b>604</b>	18.4%	<b>775</b>	19.8%	<b>683</b>	20.6%
	2011	<b>346</b>	8.6%	<b>649</b>	19.2%	<b>761</b>	19.3%	<b>692</b>	20.5%
	2012	<b>391</b>	9.5%	<b>681</b>	19.9%	<b>723</b>	18.2%	<b>723</b>	21.0%
	2013	<b>442</b>	10.7%	<b>690</b>	19.9%	<b>736</b>	18.3%	<b>738</b>	21.1%
	2014	<b>510</b>	12.1%	<b>732</b>	20.9%	<b>739</b>	18.3%	<b>757</b>	21.6%
Китай	2008	<b>191</b>	4.8%	<b>2</b>	0.1%	<b>336</b>	8.7%	<b>81</b>	2.6%
	2009	<b>190</b>	4.8%	<b>2</b>	0.1%	<b>346</b>	9.2%	<b>90</b>	2.9%
	2010	<b>204</b>	5.1%	<b>2</b>	0.1%	<b>399</b>	10.2%	<b>106</b>	3.2%
	2011	<b>204</b>	5.1%	<b>1</b>	0.0%	<b>418</b>	10.6%	<b>129</b>	3.8%
	2012	<b>209</b>	5.1%	<b>1</b>	0.0%	<b>439</b>	11.1%	<b>144</b>	4.2%
	2013	<b>213</b>	5.2%	<b>1</b>	0.0%	<b>452</b>	11.3%	<b>166</b>	4.8%
	2014	<b>214</b>	5.1%	<b>1</b>	0.0%	<b>465</b>	11.5%	<b>181</b>	5.2%
Япония	2008	<b>0.7</b>	0.02%	<b>4</b>	0.1%	<b>193</b>	5.0%	<b>104</b>	3.3%
	2009	<b>0.7</b>	0.02%	<b>4</b>	0.1%	<b>187</b>	5.0%	<b>104</b>	3.4%
	2010	<b>0.7</b>	0.02%	<b>3</b>	0.1%	<b>187</b>	4.8%	<b>110</b>	3.3%
	2011	<b>0.6</b>	0.02%	<b>3</b>	0.1%	<b>189</b>	4.8%	<b>127</b>	3.8%
	2012	<b>0.6</b>	0.01%	<b>3</b>	0.1%	<b>191</b>	4.8%	<b>132</b>	3.8%
	2013	<b>0.5</b>	0.01%	<b>3</b>	0.1%	<b>186</b>	4.6%	<b>132</b>	3.8%
	2014	<b>0.5</b>	0.01%	<b>3</b>	0.1%	<b>179</b>	4.4%	<b>134</b>	3.8%
Евросоюз	2008	<b>112</b>	2.9%	<b>220</b>	7.0%	<b>590</b>	15.3%	<b>537</b>	17.1%
	2009	<b>106</b>	2.8%	<b>201</b>	6.6%	<b>555</b>	14.7%	<b>501</b>	16.3%
	2010	<b>99</b>	2.5%	<b>206</b>	6.3%	<b>552</b>	14.1%	<b>545</b>	16.4%
	2011	<b>86</b>	2.2%	<b>184</b>	5.5%	<b>529</b>	13.4%	<b>494</b>	14.6%
	2012	<b>77</b>	1.9%	<b>174</b>	5.1%	<b>510</b>	12.9%	<b>479</b>	13.9%
	2013	<b>73</b>	1.8%	<b>173</b>	5.0%	<b>502</b>	12.5%	<b>475</b>	13.6%
	2014	<b>72</b>	1.8%	<b>154</b>	4.4%	<b>499</b>	12.4%	<b>421</b>	12.0%

## Продолжение таблицы 1.5

Страна	Годы	Добыча нефти	Доля в мировой добыче	Добыча газа	Доля в мировой добыче	Потребление нефти	Доля в мировом потреблении	Потребление газа	Доля в мировом потреблении
		млн.т	%	млрд.м3	%	млн.т	%	млрд.м3	%
Саудовская Аравия	2008	507	12.7%	67	1.7%	84	2.2%	67	1.7%
	2009	457	11.7%	64	1.6%	81	2.1%	64	1.6%
	2010	461	11.5%	73	1.8%	84	2.2%	73	1.8%
	2011	520	12.9%	75	1.8%	89	2.3%	75	1.8%
	2012	547	13.3%	81	2.0%	96	2.4%	81	2.0%
	2013	540	13.1%	84	2.0%	101	2.5%	84	2.0%
	2014	546	13.0%	87	2.1%	108	2.7%	87	2.1%

Источник: составлено автором по данным статистического ежегодника 2015, Enerdata – 2015 г. [87]

Стоит отметить, что в 2015 году Россия вышла первое место в мире по добыче нефти, опередив Саудовскую Аравию почти на 30 млн. тонн [15]. На рисунке 1.9. представлена статистика стран-лидеров по добыче нефти в 2015 г.

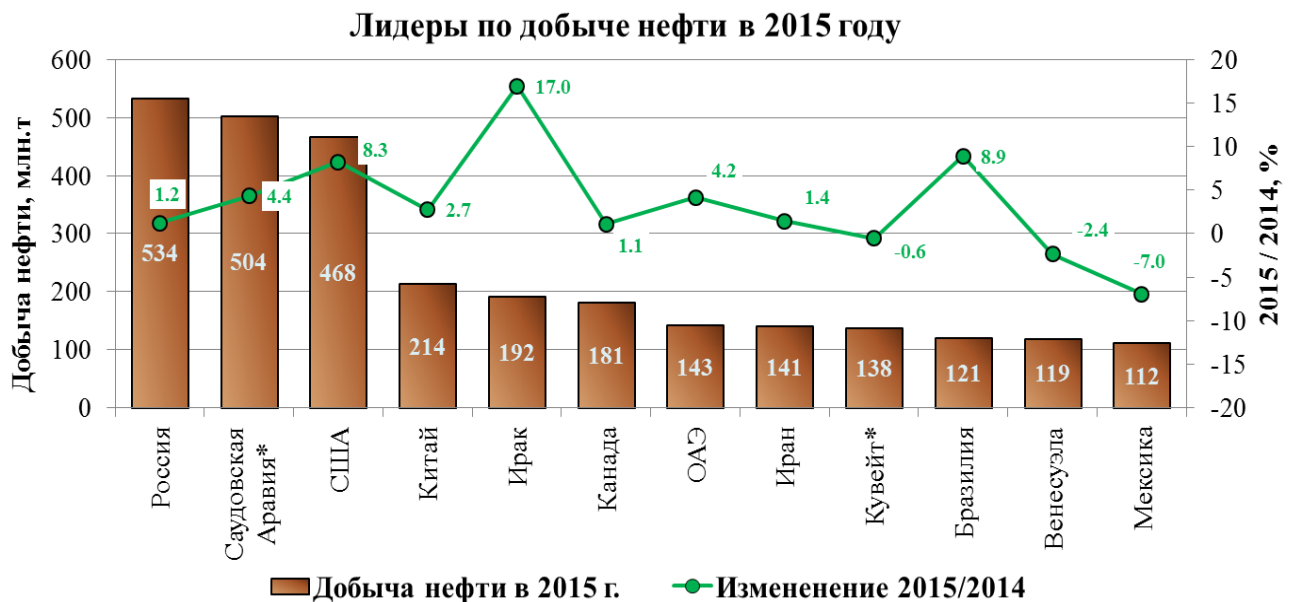


Рисунок 1.9 – Лидеры стран по добыче нефти в 2015 г. [15]

За последние 5-7 лет сформировались определенные тенденции развития нефтегазодобывающей отрасли России:

- интенсивное наращивание объемов добычи нефти и газа;
- развитие транспортной инфраструктуры;
- перераспределение экспортных потоков и смещение рынков сбыта в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона;
- ввод в разработку все большего числа нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;

- освоение месторождений континентального шельфа;
- увеличение объемов эксплуатационного бурения и снижение объемов разведочного бурения в 2015 г.;
- развитие сейсморазведки, переход от 2D к 3D-сейсмике;
- рост капитальных вложений в нефтедобычу;
- увеличение затрат на строительство скважин (бурение высокотехнологичных горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта);
- рост себестоимости добычи нефти.

В таблице 1.6 представлены некоторые показатели нефтяной промышленности России за период 2011-2015 гг.

Таблица 1.6 – Производственные показатели нефтяной отрасли России в 2011 – 2015 гг. [54]

Производственные показатели нефтяной отрасли	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015	2015/2014
Добыча нефти и газового конденсата	млн.т	511	518	523	527	534	+1.4%
Поставка нефти на экспорт	млн.т	242	240	235	221	242	+9.3%
Утилизация попутного нефтяного газа	%	75.5	76.2	78.8	85.5	88.2	+2.7%
Капитальные вложения ВИНК в нефтедобычу	млрд.руб	727	861	896	986	1081	+9.6%
Проходка в бурении (эксплуатационное)	тыс.м	18606	20293	21273	19825	22152	+11.7%
Проходка в бурении (разведочное)	тыс.м	877	894	914	994	818	-17.7%
Прирост запасов нефти	млн.т	745	742	713	776	710	-8.5%

Принимая во внимание сформировавшиеся реалии нефтегазовой отрасли, необходимо учитывать, что сокращается обеспеченность запасами нефти ввиду того, что снижается объем прироста запасов на вновь открываемых месторождениях. Поэтому для поддержания стабильно высоких показателей добычи нефти необходимо также повышать и коэффициент извлечения нефти на уже открытых и разрабатываемых месторождениях. За последние 10 лет успешно реализуются проекты по повышению нефтеотдачи на месторождениях с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Развитие технологий бурения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП, проведение повторных ГРП в уже пробуренных скважинах, усовершенствование химических методов воздействия на пласт и другие методы позволили продлить безубыточную разработку старых месторождений и ввести в разработку новые месторождения, ранее считавшиеся нерентабельными. Однако зачастую этих мероприятий недостаточно для того, чтобы обеспечить необходимые уровни добычи нефти.

Можно выделить 3 ключевые проблемы развития нефтедобычи в России:

- рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- снижение величины конечного коэффициента извлечения нефти;
- существенный рост себестоимости добычи нефти;

Кроме того, многие эксперты обращают внимание еще на одну важную тенденцию – сокращение объемов геолого-разведочных работ, которое приводит к снижению количества новых месторождений. ГРП являются дорогостоящим направлением, которое сопровождается большими геологическими и экономическими рисками и зачастую даже крупные нефтяные компании не заинтересованы в масштабном финансировании ГРП.

Рассмотрим подробнее каждую из ключевых проблем нефтегазового сектора России.

#### 1. Рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти.

Трудноизвлекаемые запасы нефти можно описать с помощью двух факторов – ухудшенные свойства нефти и (или) неблагоприятные условия добычи нефти. Сюда можно отнести запасы шельфовых месторождений, высоковязкие нефти, а также остаточные запасы месторождений на поздней стадии разработки. На основе различных источников литературы автором проанализированы и выделены возможные категории запасов, которые можно отнести к трудноизвлекаемым:

- низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью;
- нетрадиционные коллектора;
- остаточные запасы нефти на месторождениях с высокой обводненностью;
- залежи с высоковязкой нефтью;
- нефтяные оторочки в низкопроницаемых карбонатных коллекторах;
- недонасыщенные залежи;

Также к ТРИЗ относят невостребованные запасы нефти: запасы законсервированных месторождений, запасы неразбатываемых месторождений на участках санитарных, водоохранных и прочих ограничений. [117]

Неуклонно растет доля трудноизвлекаемой нефти в структуре общих запасов. На текущий момент она составляет 60%. Это влечет за собой дополнительные затраты на интенсификацию притока нефти. [21] На рисунке 1.10 показана динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России.

Необходимо отметить, что одним негативных факторов является высокая себестоимость добычи трудноизвлекаемых запасов. Себестоимость традиционной нефти составляет примерно 3-7\$ США за баррель, тогда как себестоимость трудноизвлекаемой нефти в среднем 20\$ США [123]. В 2013 году президент РФ подписал закон о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемой нефти. По прогнозам министерства энергетики РФ меры, предусмотренные новым законом, позволят привлечь больше инвестиций в разработку месторождений с трудноизвлекаемой нефтью, тем самым стимулируя нефтяные компании применять новые технологии и методы разработки, которые требуют рационального подхода к их внедрению и управлению.

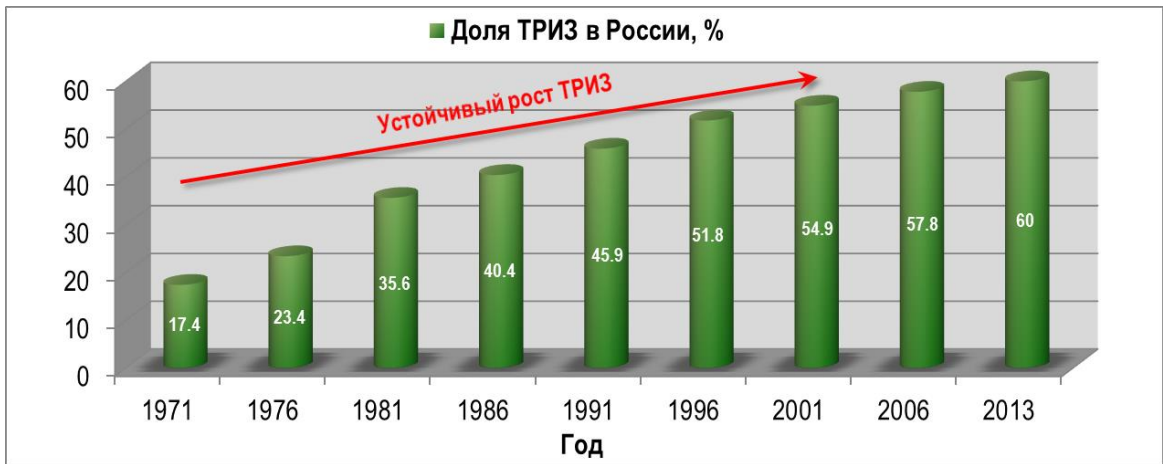


Рисунок 1.10 – Динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России [3]

Комплексный рациональный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемой нефтью позволит России сохранять текущие высокие уровни добычи нефти.

## 2. Снижение величины конечного коэффициента извлечения нефти.

Увеличение выработанности крупных месторождений нефти, рост обводненности и переход на поздние стадии разработки, а также добыча трудноизвлекаемой нефти, влекут за собой системное снижение среднего значения проектного коэффициента извлечения нефти, который является основным индикатором эффективности разработки месторождений, применяемых технологий и подходов.

Как видно из рисунка 1.11, на котором отражена динамика коэффициента извлечения нефти (КИН) в России и США, в начале 70-х годов величина КИН составляла 0.46 д.ед. в СССР и 0.31 д.ед. в США, однако через 30 лет наблюдается обратная тенденция. Текущий КИН по месторождениям России составляет в среднем 0.3 д.ед, в США – 0.43 д.ед. [63]

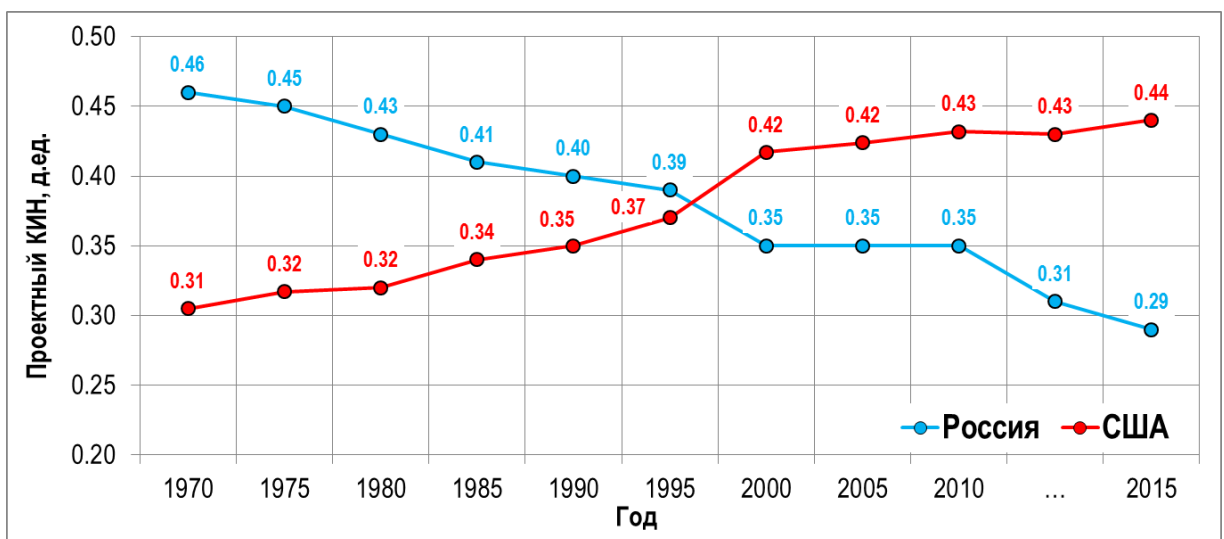


Рисунок 1.11 – Динамика проектного КИН в России и США [63]

Такая ухудшенная динамика в России могла быть обусловлена несколькими ключевыми факторами:

- снижение доли месторождений с хорошими коллекторскими свойствами;
- интенсивное обводнение добывающего фонда скважин в результате форсирования отборов на месторождениях с 3-й и 4-й (поздней) стадией разработки;
- вовлечение в разработку большего числа нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами (карбонатные коллектора) и месторождений с высоковязкой нефтью;
- низкие темпы развития гибких систем налоговых обязательств для месторождений с поздней стадией разработки и месторождений с ТРИЗ.

Стоит отметить, что в США динамика величины КИН имеет устойчивый рост, что во многом обусловлено применением новых эффективных технологий повышения нефтеотдачи и реализацией гибкой налоговой системы. В России же в силу дороговизны и длительности получения эффекта нефтяные компании стараются сохранить свои доходы на высоком уровне и поэтому стараются не вкладывать в долгосрочные и дорогие проекты по повышению нефтеотдачи, которые могли бы увеличить КИН и срок разработки нефтяного месторождения в перспективе.

### 3. Рост себестоимости добычи нефти.

Наблюдается общий тренд увеличения себестоимости добычи нефти, как в России, так и во всем мире. Он вызван не только разработкой месторождений с ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками пласта, на которых необходимо проводить дополнительные стимуляции притока нефти (например, гидроразрыв пласта), но и увеличением эксплуатационных затрат при разработке месторождений на поздних стадиях, характеризующихся высокой обводненностью продукции и большими объемами закачки воды в пласт для поддержания пластового давления.

Некоторые авторы отмечают, что себестоимость добычи нефти является зависимой величиной от таких факторов как применяемые технологии, политика компании, состояние рынка и др.[6, 9]

На рисунках 1.12-1.13 представлены значения себестоимости добычи нефти крупнейших нефтяных российских и зарубежных компаний.

Стоит отметить, что представленные на рисунках 1.12-1.13 показатели являются среднеарифметическими, и поэтому величина себестоимости в пределах даже одной компании может изменяться в зависимости от климатических, геологических и иных условий, в которых находятся разрабатываемые месторождения.

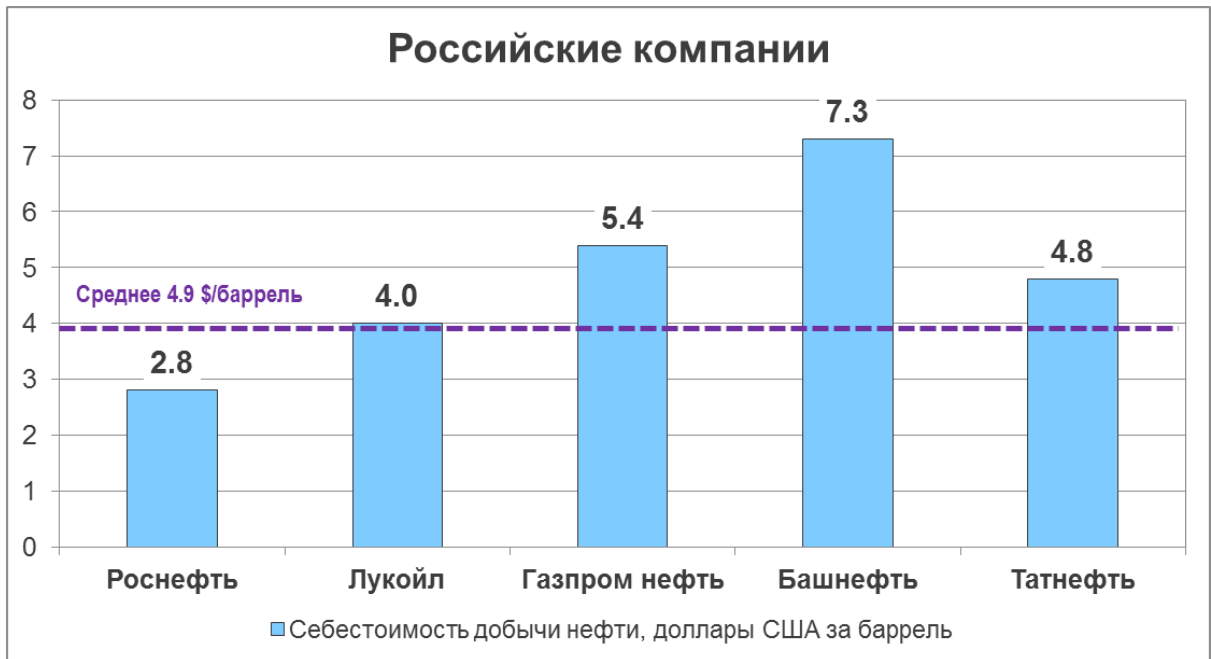


Рисунок 1.12 – Себестоимость добычи нефти крупнейших нефтяных компаний России

Источник: построено автором по данным [6, 8, 90]

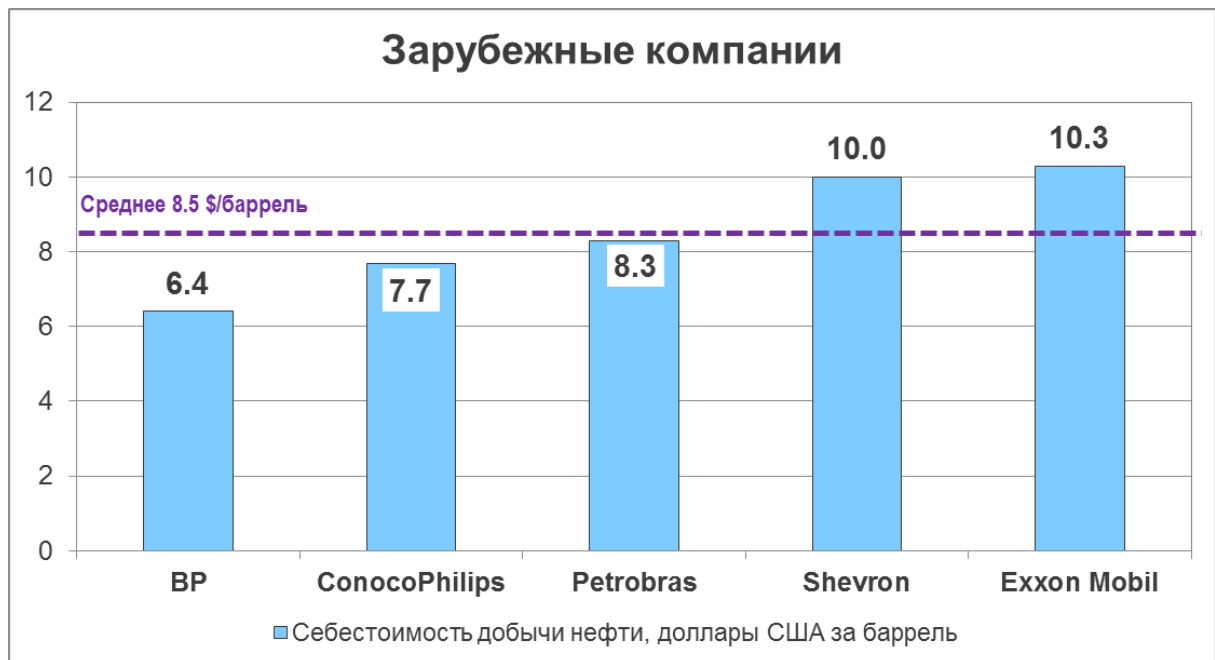


Рисунок 1.13 – Себестоимость добычи нефти крупнейших зарубежных нефтяных компаний

Источник: построено автором по данным [6, 8, 90]

Так, например, на месторождениях Западной Сибири себестоимость барреля нефти может составлять примерно 5 долларов США, а в Восточной – 15 долларов США. Самая дешевая нефть – 3 доллара США в Персидском заливе.[90] Себестоимость добычи нефти на новых месторождениях может в 2-3 раза превышать себестоимость месторождений, расположенных на традиционных территориях.[108] Такой высокий показатель может быть

обусловлен ростом издержек, которые связаны с неразвитой инфраструктурой, сложными климатическими условиями и геологическими характеристиками (глубокое залегание нефтеносных пластов, низкопроницаемые карбонатные коллектора и др.). [41]

В таблице 1.7 представлены основные причины роста себестоимости добычи нефти в России.

Таблица 1.7 – Причины роста себестоимости добычи нефти в России

Причины роста себестоимости добычи нефти	Факторы роста себестоимости
Разработка месторождений на поздних стадиях	Увеличение эксплуатационных затрат, вызванное: <ul style="list-style-type: none"> <li>- ростом обводненности (рост затрат на подъем жидкости, доп. затраты на транспортировку, отделение нефти от воды и др.);</li> <li>- большими объемами закачки воды в пласт для поддержания системы ППД;</li> <li>- применением дорогостоящих ГТМ для повышения нефтеотдачи пластов (бурение БГС, уплотняющие бурение, ГРП)</li> </ul>
Разработка месторождений на шельфе и сложных климатических условиях	Высокие капитальные вложения, вызванные: <ul style="list-style-type: none"> <li>- отсутствием инфраструктуры;</li> <li>- применением дорогостоящих новейших материалов конструкций платформ, скважин и других объектов;</li> <li>- бурение дорогостоящих горизонтальных скважин с увеличенной длиной ГС (более 2 километров);</li> </ul> Высокие эксплуатационные расходы, вызванные транспортировкой нефти и др.

На текущий момент нефтедобывающая отрасль является одной из ведущих в структуре российской экономики, которая очень сильно реагирует на любые изменения в ней (высокая доля доходов от продажи нефти за рубеж, сумма налоговых отчислений в бюджет, сохраняющаяся зависимость между ценой на нефть и объемом ВВП РФ) [3, 8, 82], поэтому крайне важно поддерживать состояние отрасли на высоком уровне, несмотря на объективные сложности, связанные как с геологическими, так и с технологическими вызовами.

В связи с выше изложенным, необходимо развивать универсальные подходы, которые независимо от категории разрабатываемых месторождений, величины нефтедобывающей компании и других факторов, способны обеспечить стабильный рост экономической эффективности нефтедобывающих компаний. Одним из таких гибких и универсальных направлений является внедрение энергосберегающих технологий и повышение энергоэффективности.

### 1.4.2 Направления энергосбережения и повышения энергоэффективности в нефтедобыче

Процесс добычи нефти является очень энергоемким процессом. Это подтверждается статистикой энергозатрат по направлениям деятельности ряда крупнейших нефтяных компаний в России. Так, например, в одной из крупнейших нефтяных компаний России ПАО «Роснефть» энергозатраты на добычу нефти составляют более 63% от общего количества по направлениям деятельности. В таблице 1.8 представлены данные ПАО «Роснефть» по потреблению энергии за 2015 г. Похожая тенденция распределения энергозатрат по направлениям деятельности наблюдается и в компании «Газпром нефть», примерно 57% всех энергозатрат приходится на добычу нефти. В таблице 1.9 представлена статистика потребления энергии ПАО «Газпром нефть» в блоке разведки и добычи нефти и блоке логистики, переработки и сбыта.

Таблица 1.8 – Потребление ТЭР по направлениям деятельности ПАО «Роснефть»

Направление деятельности	Потребление ТЭР			Приведено к тыс. т у.т.	Доля, %
	Электроэнергия, тыс. кВт*ч	Тепловая энергия, тыс. Гкал	Топливо, тыс.т		
Добыча нефти и газа	34 679 126	2 370	1 668	14 646	63
Переработка нефти	4 078 976	13 270	3 048	7 555	33
Нефтехимия	296 123	2 689	226	819	4
Нефтепродуктообеспечение	288 685	45		106	1
Сервис	172 207	195		88	0
<b>ИТОГО</b>	<b>39 515 117</b>	<b>18 569</b>	<b>4 942</b>	<b>23 215</b>	<b>100</b>

Источник: открытые данные ПАО «НК «Роснефть», годовой отчет Компании за 2015 г.[26]

Таблица 1.9 – Потребление ТЭР по направлениям деятельности ПАО «Газпром нефть»

Направление деятельности	Расход электроэнергии в 2015 г.		Потребление тепловой энергии		Перевод в т у.т.	
	тыс. кВт*ч	Доля, %	Гкал	Доля, %	тыс. т у.т.	Доля, %
Блок разведки и добычи	6 420 000	66%	234 539	6%	2 247	57%
Блок логистики, переработки и сбыта	3 341 000	34%	3 843 665	94%	1 722	43%
<b>ИТОГО</b>	<b>9 761 000</b>	<b>100%</b>	<b>4 078 204</b>	<b>100%</b>	<b>3 969</b>	<b>100%</b>

Источник: открытые данные ПАО «Газпром нефть», годовой отчет Компании за 2015 г.[25]

Затраты на электроэнергию составляют значимую часть операционных расходов при добыче нефти, поэтому крайне важно их оптимизировать. На рисунке 1.14 представлена структура энергозатрат при добыче нефти. К наиболее энергоемким направлениям относится процесс механизированной добычи жидкости из скважин, ППД, подготовка и перекачка нефти.

В среднем по России общий расход электроэнергии на подъем жидкости по нефтяным компаниям составляет 55-62% от общего потребления, на работу системы ППД – 23-30%, на подготовку и транспортировку нефти – 8-23%. [31, 103]



Рисунок 1.14 – Структура энергозатрат нефтедобычи по технологическим процессам [31]

Ниже приведены примеры энергосберегающих мер, которые позволили компании «Газпром нефть» сэкономить 205 млн. кВт\*ч электроэнергии (что равняется примерно 640 млн.руб) [25]:

- применение установок электроцентробежных насосов с повышенным КПД;
- внедрение вентильных электродвигателей;
- эксплуатация погружного оборудования в периодических режимах работы;
- сокращение попутно добываемой воды и закачки ее в пласт (остановка нерентабельного фонда скважин и проведение геолого-технических мероприятий);
- подбор оптимального типоразмера и замена насосных агрегатов на кустовых и дожимных насосных станциях, установках предварительного сброса воды;
- установка частотно-регулируемых приводов на насосное оборудование;
- сокращение потерь в электрических сетях.

Основные производственные процессы и направления для энергосбережения при добыче нефти можно разделить на группы: разработка месторождения, добыча нефти, сбор и подготовка нефти и воды, транспортировка нефти и воды, оборудование. В таблице 1.10 приведены примеры энергосберегающих мероприятий и потенциальные результаты (как технико-экономические, так и социальные) от их внедрения.

Таблица 1.10 – Направления энергосбережения и повышения энергоэффективности при производственных процессах на объектах нефтедобычи

Направление (группа)	Потенциальные мероприятия (средства) энергосбережения	Потенциальные результаты от внедрения
Разработка месторождения	1. Управление фондом добывающих и нагнетательных скважин 2. Ограничение закачки воды в пласт 3. Воздействия на призабойную зону скважин 4. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах 5. Закачка полимерных составов в пласт 6. Прочие мероприятия	1. Уменьшение переменной части затрат по статьям: электроэнергия на подъем жидкости из пласта, сбор и транспортировка нефти, содержание и эксплуатация оборудования, поддержание пластового давления; 2. Возможность экономии капитальных вложений или проведения дополнительных ремонтов с приростом добычи нефти и прибыли, высвобождение средств на социальные нужды. 3. Снижение потребления энергии; уменьшение энергетических затрат; изменение платы за потребление электроэнергии. 4. Повышение нефтеотдачи пластов без увеличения объемов извлечения попутной воды; экономия электрической энергии 5. Уменьшение количества отбираемой жидкости; увеличение добычи нефти; снижение переменных затрат, зависящих от объемов добываемой жидкости; уменьшение платы за потребление электроэнергии, потребляемую мощность. 6. Возможность дополнительной добычи нефти за счет более рационального использования энергии закачиваемой воды; снижение энергетических затрат; повышение экологической безопасности и безопасности жизнедеятельности в целом
Добыча нефти	Применение современных УЭЦН с увеличенным КПД, установка ЧРП на УЭЦН	Снижение энергопотребления, уменьшение энергетических затрат. Увеличение МРП
Сбор и транспортировка нефти, воды	Применение труб с большим ресурсом	Снижение порывов трубопроводов и затрат на их ликвидацию; увеличение срока службы и чистой прибыли от снижения недоборов; экономия электроэнергии; улучшение экологической обстановки, условий жизнедеятельности, снижение заболеваемости персонала

Продолжение таблицы 1.10

Направление (группа)	Потенциальные мероприятия (средства) энергосбережения	Потенциальные результаты от внедрения
Оборудование	Замена силовых трансформаторов с большей мощностью на меньшую; реконструкция сетей, замена сечений, материала, сокращение длины; замена асинхронных двигателей синхронными; замена сырьевых насосов большей мощности на меньшую; учет тепловой энергии; снижение температуры теплоносителя в системах отопления производственных, административных зданий в выходные и праздничные дни, ночное время	Сокращение потерь и экономия электроэнергии; снижение оплаты реактивной составляющей электроэнергии; уменьшение энергетических затрат  Экономия тепла и снижение затрат на оплату тепловой энергии; уменьшение платы за природопользование; увеличение прибыли за счет снижения эксплуатационных затрат; оздоровление экологической обстановки, улучшение среды обитания и здоровья населения за счет уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате сжигания топлива

Источник: составлено по данным [102] с дополнениями автора

Стоит отметить, что для месторождений, разрабатываемых на поздних стадиях (т.е. в условиях высокой обводненности добываемой продукции) важной, и в тоже время энергозатратной частью является подготовка нефти.

При контакте нефти с водой при существующих в России методах нефтедобычи происходит образование достаточно стабильных водонефтяных эмульсий, получение товарной обезвоженной нефти из которых обычно достигается термохимическим методом, т.е. нагревом эмульсии до 40°C – 60°C и введением специальных реагентов – деэмульгаторов. Для сокращения энергозатрат все больше усилий прилагают на разработку технологии и создания производства высокоэффективных деэмульгаторов, которые способны обеспечить обезвоживание нефти при более низкой степени ее нагрева (или с использованием естественного тепла поступающих в пункты сбора продукции). [113]

Для нефтедобывающих предприятий, разрабатывающих месторождения на поздних стадиях со сформированной системой поддержания пластового давления, вопросы оптимизации энергозатрат являются одними из приоритетных, так как во многом от того, насколько эффективно расходуются ТЭР зависит экономическая рентабельность предприятия.

## 1.5 Риски при реализации энергосберегающих мероприятий на промышленных предприятиях

Риск – это характеристика возможных потерь или выигрыша в случае наступления рисковог о события. Как правило, риск можно описать тремя ключевыми характеристиками: идентификация события и его факторов, вероятность возникновения, величина ущерба при наступлении рисковог о события. Учитывая внешнюю и внутреннюю среду проектной деятельности, руководство предприятий уделяют внимание причинам (источникам) возникновения рисков, таким образом, определяя вероятность наступления события, и оценивают отрицательный результат (размер возможного ущерба). На рисунке 1.15 представлена типовая схема управления рисками проекта. [71]

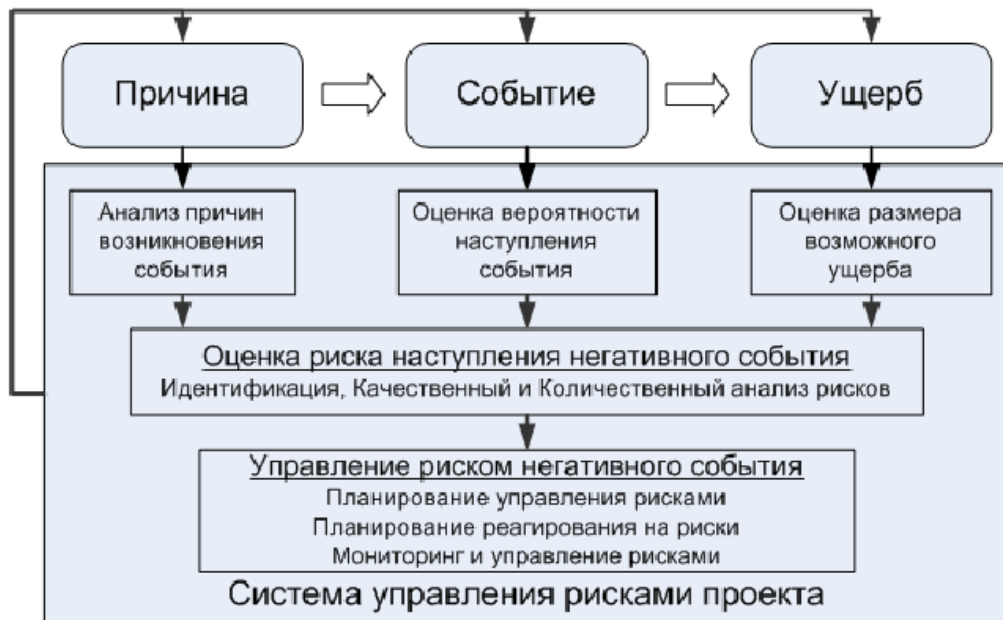


Рисунок 1.15 – Схема управления рисками проекта [71]

Энергосберегающие мероприятия практически всегда имеют неопределенности, связанные со спецификой отрасли, внешними факторами, внутренними особенностями организации производства. Причинами неопределенности могут служить недостаток информации и фактор случайного события.

Снижение негативного влияния рисков является одним из приоритетных направлений при формировании оптимальных инвестиционных проектов, поэтому менеджеры предприятий уделяют этому вопросу большое внимание.

Некоторые ученые подразделяют восприятие рисков менеджерами на три группы [12]: осторожное, сознательное, смелое.

В таблице 1.11 дана характеристика по каждой из выделенных групп.

Таблица 1.11 – Восприятие рисков менеджерами предприятий

Восприятие рисков менеджерами	Описание
Осторожное	- пассивное управление рисками - потери из-за отказа от потенциально выгодных инвестиций
Сознательное	- активное управление рисками - повышение оптимальности (портфель проектов)
Смелое	- игнорирование рисков - потери из-за рискованных выгодных проектов

Источник: [12]

Идентификация рисков – один из ключевых аспектов управления рисками и представляет собой выявление и классификацию рисковых событий для проекта и видов потерь (ущерба) от наступления данных рисковых событий. В качестве методов идентификации рисков выступают: анализ документов, SWOT-анализ, экспертный опрос, контрольные данные. [12]

Процесс определения рисков является неотъемлемой частью сопровождения любого инвестиционного проекта от его начальной стадии разработки и заканчивая этапом завершения. В энергосбережении анализ рисков рекомендуется начинать с дерева решений с применением структуризации. На рисунке 1.16 представлена схема дерева рисков проектов энергосбережения.

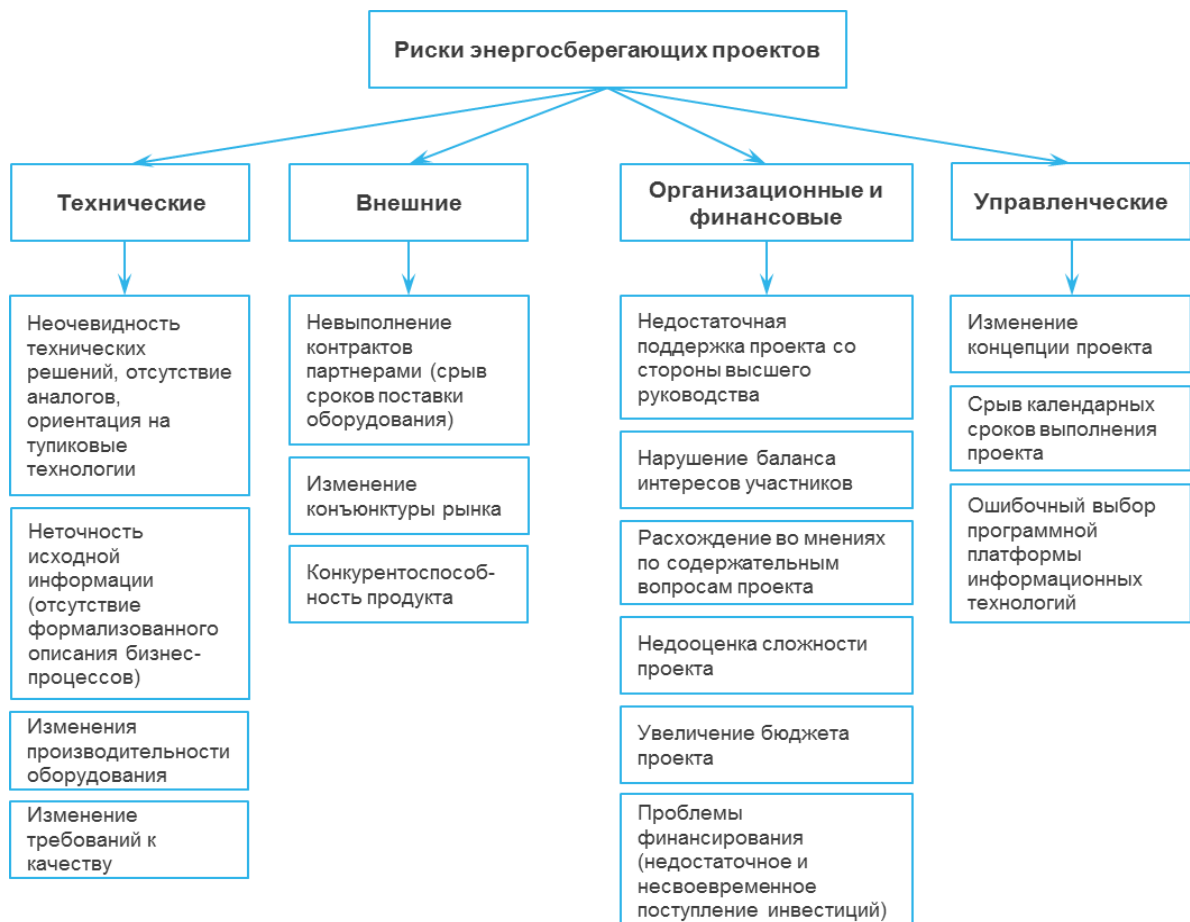


Рисунок 1.16 – Дерево факторов рисков энергосберегающих проектов [11]

Как видно из рисунка 1.16, риски энергосберегающих проектов подразделяются на 4 группы, которые отражают технические, внешние, организационные, финансовые и управленческие факторы. В процессе планирования проекта каждая из этих групп оценивается на качественном уровне. Качественный анализ рисков проводится для описания неопределенностей и причин их возникновения, которые характерны для инвестиционного проекта, а дерево рисков является инструментом качественного анализа, поскольку структура разбиения рисков проекта позволяет систематически идентифицировать риски в зависимости от уровня детализации и выявить взаимосвязь с другими элементами проекта.

Чаще всего при управлении энергосберегающими проектами используют типовые шаблоны структур разбиения рисков проекта.[11]

Количественный анализ рисков представляет собой численное определение величин отдельных рисков и риска проекта в целом. Существует несколько подходов проведения данного анализа [30]:

- анализ чувствительности (определение влияния отдельных факторов);
- сценарный анализ (определение влияния комплекса факторов);
- метод Монте-Карло (имитационное моделирование).

Анализ чувствительности заключается в изменении значений критических параметров, подстановке их в экономическую модель проекта и расчете показателей эффективности проекта при каждом изменении. Данный метод является наглядным, однако его главным недостатком является анализ влияния только одного фактора при неизменной величине остальных.

Сценарный метод позволяет учесть сразу несколько критичных параметров. Сначала определяется их перечень (чаще всего на основе анализа чувствительности), затем выбирают 3-4 фактора, которые оказывают наибольшее влияние и формируются сценарные условия: пессимистичный вариант, оптимистичный и наиболее вероятный. Каждому сценарию на основе экспертных оценок присваивается величина вероятности его реализации. Затем проводится расчет показателей эффективности на основе экономической модели проекта.

Имитационное моделирование применяется в случаях, когда аналитики могут задать только диапазоны изменения показателей. Расчеты по методу Монте-Карло являются трудоемкими, поэтому их проводят на специализированном ПО. Основным смыслом расчетов сводится к тому, что программа случайным образом выбирает значения из заданных диапазонов и рассчитывает показатели эффективности проекта. При этом получается множество значений показателей эффективности, а также величина риска. Затем в соответствии со статистическими правилами значения показателей эффективности проекта окажутся в определенных диапазонах.

При оценке инвестиционных проектов энергосбережения некоторые авторы рекомендуют уделять внимание следующим видам неопределенностей [17]:

- риски, связанные с тарифообразованием на энергоресурсы и нормативно-правовой нестабильностью в экономической сфере;
- внешнеэкономические риски, связанные с ограничениями в торговле, поставками оборудования и др.;
- неточность исходной информации о технико-экономических показателях технологий, новой техники;
- колебание валютных курсов, рыночной конъюнктуры и др.;
- климатические условия;
- производственно-технологические риски (аварии, отказы и др.);
- неопределенность интересов и целей участников проекта;
- недостоверная информация о финансовом положении предприятий-участников.

Одним из способов учета рисков энергосберегающих мероприятий является их участие в расчете показателей эффективности, а именно: умножением плановых показателей на коэффициент риска и корректировкой коэффициента дисконтирования при расчётах экономических показателей. [79, 37]

Данный способ является более предпочтительным, поскольку он позволяет учитывать проекты с различной продолжительностью, а также возможностью учитывать индивидуальный набор специфических рисков для каждого проекта. Существует несколько вариантов определения рисковой надбавки  $R_r$  [32]:

- индивидуальный (для каждого мероприятия),
- групповой (применяется для определенного типа мероприятий)
- общий (определяется для предприятия в целом).

В таблице 1.12 представлено сравнение вариантов определения рисковой надбавки для энергосберегающих мероприятий.

Таблица 1.12 – Сравнение различных подходов определения рисковой надбавки  $R_r$  [32]

<b>Критерий</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> индивидуально для каждого проекта</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> для типовых групп проектов</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> для всего предприятия</b>
Трудоемкость подхода	Необходимо проводить расчёты для каждого проекта	Затраты времени преимущественно на предварительном этапе расчётов	Наименее трудоёмок

Продолжение таблицы 1.12

<b>Критерий</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> индивидуально для каждого проекта</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> для типовых групп проектов</b>	<b>Оценка величины <math>R_r</math> для всего предприятия</b>
Использование статистических данных	Применение исторической информации должно обосновываться в каждом конкретном случае	Используются ранее полученные данные, которые должны обновляться в процессе реализации проектов	Использует все имеющиеся в наличии статистические данные
Применимость подхода	Для особенно дорогих и оригинальных проектов	Для большого количества однотипных проектов	Позволяет меньшими затратами, за счёт большего обобщения информации дать представление о специфических рисках
Точность подхода	Большая точность при наличии достоверных исходных данных и квалифицированных экспертов	Определяется ошибками при определении параметров типовых групп проектов и соответствием проекта типовой группе	Точность сложно проверить, она может быть как высокой, так и с большой вероятностью низкой

Существуют практики, при которых риски реализации энергосберегающих проектов разделяют на традиционные, которые имеют место практически в любых инвестиционных проектах, и специфические, которые характерны для энергосберегающих проектов определенной отрасли. [32]

В таблице 1.13 приведены примеры традиционных и специфических рисков для предприятий добывающей промышленности (с примерами из нефтяной отрасли).

Для нефтедобывающей отрасли также выделяют и ряд характерных рисков, связанных с геологическими и климатическими особенностями разрабатываемых месторождений. В качестве примера, связанного с геологическими рисками можно отметить, что в процессе разработки месторождений ввиду увеличения обводненности добываемой продукции растут и эксплуатационные затраты. Таким образом, прорывы воды, связанные с наличием вертикальной трещиноватости или неоптимальной депрессией, создаваемой на пласт, при эксплуатации добывающих скважин влекут за собой риски роста эксплуатационных затрат и затрат на проведение дополнительных мероприятий по ограничению водопритока. Эти факторы должны учитываться при реализации таких наиболее распространённых в нефтедобыче энергосберегающих мероприятий, как внедрение энергоэффективных УЭЦН.

Риски, связанные с климатическими условиями, как правило, влияют на общую эффективность реализации энергосберегающих мероприятий. Например, при реализации некоторых энергосберегающих проектов следует учитывать сезонность.

Таблица 1.13 Примеры традиционных и специфических рисков предприятий добывающей промышленности (с примерами из нефтяной отрасли)

<b>Риски</b>	<b>Подкатегория</b>	<b>Примеры</b>
<b>Традиционные риски</b>	1. Отраслевые	<ul style="list-style-type: none"> <li>• неустойчивость цен на нефть;</li> <li>• изменение цен на нефтегазовое оборудование</li> </ul>
	2. Страновые	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ухудшение условий налогообложения;</li> <li>• социальная нестабильность</li> <li>• политическое давление со стороны других стран</li> </ul>
	3. Финансовые	<ul style="list-style-type: none"> <li>• колебания курсов валют;</li> <li>• инфляция;</li> <li>• изменение ставки рефинансирования ЦБ</li> </ul>
	4. Правовые	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ухудшение условий налогообложения;</li> <li>• изменения таможенного законодательства;</li> <li>• изменение правил валютного регулирования;</li> <li>• изменение норм лицензирования;</li> <li>• изменение экологических норм и правил</li> </ul>
<b>Специфические риски</b>	1. Информационные риски	<ul style="list-style-type: none"> <li>• недостаточное качество энергообследований;</li> <li>• неточные оценки потенциала энергосбережения;</li> <li>• неточный или неверный учет потребляемых энергоресурсов</li> </ul>
	2. Организационные риски	<ul style="list-style-type: none"> <li>• недостаточный уровень развития энергоменеджмента;</li> <li>• недостаточный опыт реализации сложных технологий;</li> <li>• повышенные нормативные расходы энергоресурсов.</li> </ul>
	3. Мотивационные риски	<ul style="list-style-type: none"> <li>• неквалифицированный персонал;</li> <li>• низкая мотивация персонала на выполнение поставленных задач;</li> <li>• несоблюдение правил бережливого производства.</li> </ul>

Продолжение таблицы 1.13

Риски	Подкатегория	Примеры
Специфические риски	4. Технические и технологические риски	<ul style="list-style-type: none"> <li>• несоответствие фактических характеристик паспортным;</li> <li>• повышенный расход топлива;</li> <li>• малоизученные технологии</li> </ul>

Источник: составлено по данным [32, 50] с дополнениями автора

Величина чистого дисконтированного дохода с учетом факторов неопределенности и риска определяется по формуле (1.1) [32]:

$$ЧДД = -I + \sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} = -I + \sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r_0+r_{трад}+r_{спец})^t} \quad (1.1)$$

где  $I$  - инвестиции;

$PV_t$  - планируемый денежный поток;

$r$  - ставка дисконтирования;

$r_0$  - безрисковая ставка доходности;

$r_{трад}$  - надбавка за традиционные риски;

$r_{спец}$  - надбавка за специфические риски.

Таким образом, учет рисков энергосберегающих проектов в нефтедобыче является важной составляющей при оценке экономической эффективности. Важным фактором является учет специфических рисков, которые имеют наибольшее влияние на общую эффективность энергосберегающих проектов.

## 1.6 Теоретические основы энергоменеджмента и его роль в развитии энергосберегающей деятельности предприятий

### *Понятие энергоменеджмента*

Для понимания сущности и области применения понятия «энергоменеджмент», нужно дать научное определение терминам «энергия» и «менеджмент», а также рассмотреть основные аспекты (технические и экономические) понятия «энергоменеджмент».

Термин «энергия» впервые появился в работах Аристотеля, однако оно имело отношение к человеку. Энергия Аристотелем понималась не только как количественная величина, но и как деятельная сила, выступая как настойчивость, решительность в достижении цели. [53]

В 1807 году физик Томас Юнг ввел термин «энергия», как физическую величину, что позволило в дальнейшем определить энергию в качестве неразрывной системы связанной со способностью совершать определенные действия, называемые работой. Энергия – это скалярная физическая величина, являющаяся мерой различных форм движения и взаимодействия материи, мерой перехода движения материи из одних форм в другие. Впоследствии наука об энергии разделилась на множество различных областей, таких, например, как термодинамика. [7]

Для исследования энергоменеджмента важно определить смысл и категорию менеджмента. Понятие «менеджмент», по мнению Глухова В.В. – это совокупность принципов, методов и средств управления с целью повышения эффективности предпринимательской деятельности и увеличения прибыли. Также есть формулировки, которые характеризуют менеджмент как управление производством, совокупность принципов, методов, средств и форм управления с целью повышения эффективности производства и его прибыльности. [61]

Понятие энергетического менеджмента появилось сравнительно недавно в отечественной литературе. Энергоменеджмент является синонимом управления энергопотреблением и означает грамотное, гибкое, непрерывное и научно обоснованное управление энергетическими ресурсами производства, начиная с уровня цеха и заканчивая предприятием. Энергетический менеджмент включает в себя создание оптимального функционирования и развития энергетической части производства на основе достижений науки, техники, технологии.

Энергоменеджмент представляет собой постоянно действующую систему управления, которая направлена на уменьшение энергетических затрат предприятия. Его цель - последовательное снижение энергопотребления до оптимального уровня, который требуется для эффективного функционирования предприятия. В основе энергоменеджмента лежат такие процессы, как учет энергопотребления, анализ энергоэффективности, разработка, планирование

и внедрение энергосберегающих мероприятий, мониторинг и анализ энергоэффективности. Энергоменеджмент является одним из инструментов общего менеджмента, который включает в себя совокупность средств управления потреблением энергии и затратами на ее потребление. Его применение, по разным оценкам, позволяет снизить энергозатраты предприятий примерно на 10-15%. [67, 83]

По мнению Ляхомского А.В. энергетический менеджмент и энергетический аудит являются основой процесса повышения энергетической эффективности. Вопросы управления энергопотреблением необходимо рассматривать не только с технической точки зрения, но и с точки зрения современных положений теории менеджмента. [44]

#### *Основы формирования системы энергоменеджмента*

Система энергоменеджмента – это совокупность взаимодействующих (или взаимосвязанных) элементов, которые требуются для формирования и внедрения энергетической политики и энергетических целей, а также процедур и процессов для осуществления этих целей. Она основана на стандартизированных измерениях и проверках, позволяет обеспечить режим работы, при котором потребляется только объем энергии, который необходим для функционирования предприятия. [122]

Как правило, система энергоменеджмента должна задействовать несколько основных направлений: закупка и выбор оборудования, управление, проектирование. Для эффективной реализации системы энергоменеджмента необходимо назначить на предприятии должность энергетического менеджера, который будет являться единым ответственным лицом, и сформулировать основные цели и задачи на несколько лет.

На рисунке 1.17 представлен комплекс целей, наиболее характерных для предприятий ТЭК России.



Рисунок 1.17 – Основные цели системы энергоменеджмента предприятий ТЭК [85]

Основными обязанностями энергоменеджера являются [84]:

- сбор данных по потреблению ТЭР с использованием счетчиков;
- составление карты потребления энергии на предприятии;
- подготовка предложений по усовершенствованию производственного процесса, оборудования, технического обслуживания и функционирования оборудования;
- сбор данных по потокам сырья, ТЭР и готовой продукции;
- создание и автоматизация систем учета энергопотребления;
- проведение внутреннего энергетического аудита;
- расчет основных показателей энергоэффективности по предприятию и отдельным производствам;
- анализ, внедрение и ранжирование энергосберегающих мероприятий с минимальными инвестициями;
- информирование персонала предприятия о деятельности энергоменеджмента и мероприятий, направленных на энергосбережение;
- разработка производственной стратегии, бизнес-планов предприятия на одном уровне с руководителями других подразделений.

На рисунке 1.18 представлена типовая схема управления предприятием с участием энергетической службы.

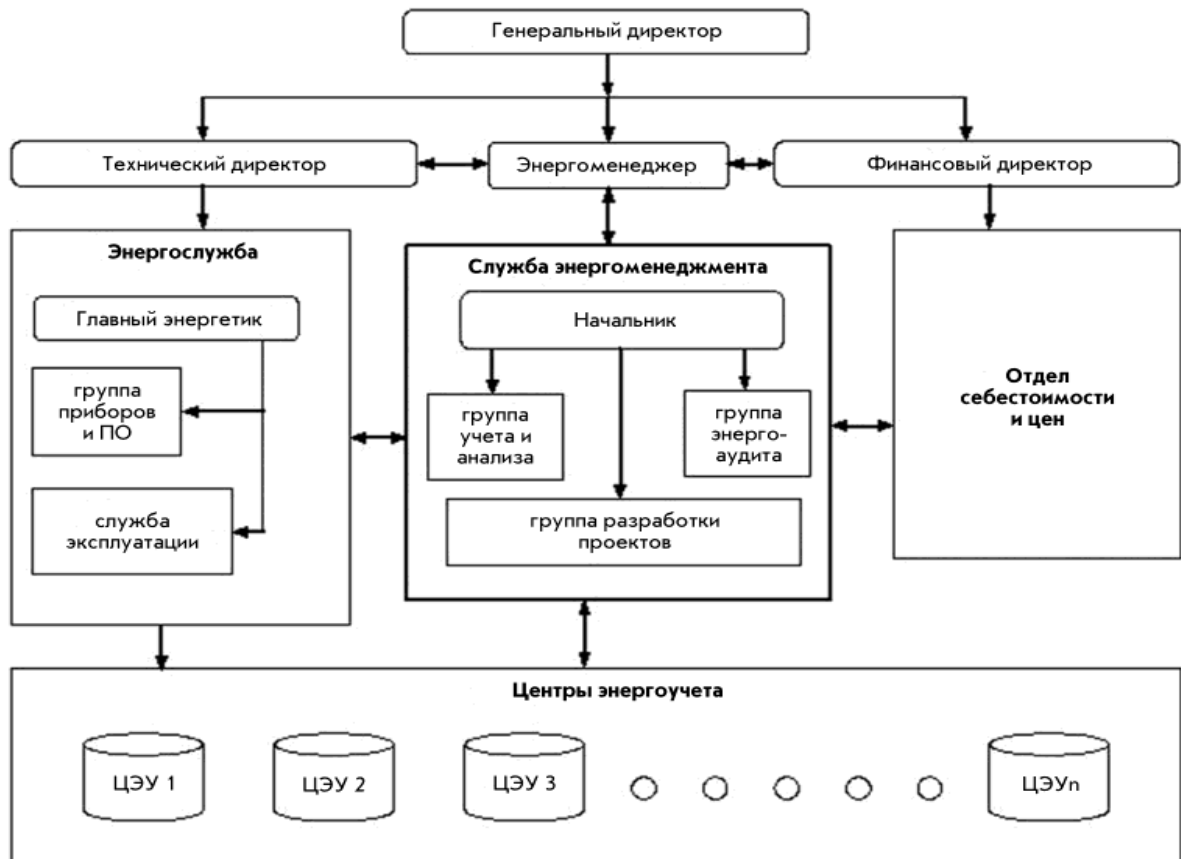


Рисунок 1.18 – Структура управления энергопотреблением на предприятии [84]

Формирование или совершенствование структуры управления энергохозяйством является актуальной задачей, особенно для промышленных предприятий с высоким уровнем потребления энергетических ресурсов. При грамотном подходе к управлению энергетическим хозяйством повышается экономическая и технологическая эффективность, что формирует устойчивое развитие предприятия. Основные тенденции, которые наблюдаются на большинстве промышленных предприятий подтверждают данный факт.

Из них можно выделить следующие [23]:

- создание или выделение самостоятельных структурных подразделений, подчиняемых напрямую главному энергетик и выполняющих управленческие функции (рисунок 1.19);
- создание дирекции на базе управления главного энергетика, что позволит повысить значимость сферы энергоменеджмента в общей системе управления предприятием;
- формирование системы управления энергосбережением и ее подразделения, которое должно выполнять следующие функции: руководство работой по энергосбережению, внедрение новых технологических решений, осуществление контроля за работой системы управления, работа по подготовке управленческих решений, разработка рекомендаций и инструкций, методик и нормативных документов, разработка и обоснование среднесрочных и долгосрочных планов по оптимизации затрат на энергоресурсы и др. (рисунок 1.20).



Рисунок 1.19 – Организационная схема управления главного энергетика на примере промышленного предприятия [23]



Рисунок 1.20 – Система управления энергосбережением на примере промышленного предприятия [23]

Для обеспечения максимальной эффективности энергоменеджмента необходимо осознание важности данного процесса, как рядовыми специалистами, так и руководством предприятия. Кроме того, одним из ключевых элементов функционирования системы является четкое формулирование, документальное оформление и осуществление работы по достижению энергетических целей на соответствующих функциональных уровнях системы энергоменеджмента. [98]

К достоинствам системного подхода можно отнести:

1. Оценка и анализ большого количества факторов, влияющих на энергоэффективность и на постоянное улучшение.
2. Бизнес-процессы, связанные с энергоменеджментом, имеют четко заданные показатели и возможность внутренней и внешней проверки, в том числе сертификацию.
3. Энергоменеджмент является постоянно действующей системой с документированными энергоцелями, включающей определенные параметры для сравнения (базовые уровни) для достигнутых результатов.
4. Использование лучших мировых практик и подходов, которые совершенствуются международной организацией ISO.

В таблице 1.14 представлено сравнение основ моделей энергоменеджмента в Европе и России. Как видно из таблицы, они имеют достаточно много схожих позиций, однако в российской модели имеется ряд недостатков: недостаточный объем финансирования, ограниченное применение альтернативных источников энергии, отсутствие налаженной системы энергоменеджмента.[85]

Таблица 1.14 – Концептуальные основы модели энергоменеджмента Европы и России [85]

№	Концептуальные основы модели энергоменеджмента Европы	Концептуальные основы модели энергоменеджмента России
1	Базирование на международных стандартах и гостах энергоменеджмента и энергосбережения	Базирование на российских и международных стандартах и гостах энергоменеджмента и энергосбережения
2	Применение в работе предприятий системы энергоменеджмента	Применение приборов учета потребления энергоресурсов
3	<u>Развитие и широкое применение</u> всех видов альтернативной энергетики	<u>Ограниченное применение</u> альтернативных источников энергии
4	Широкое применение современных энергосберегающих технологий и оборудования	<u>Малый объем</u> внедрения энергосберегающих технологий
5	Постепенная замена <u>всего старого оборудования</u> более экологичным с применением энергосберегающих технологий	<u>Частичная замена</u> старого оборудования более экологичным с применением энергосберегающих технологий и продление срока службы старого оборудования.
6	Обучение персонала предприятий работе с новыми технологиями и оборудованием	Обучение персонала предприятий работе с новыми технологиями и оборудованием
7	Снижение вреда экологии	Снижение вреда экологии
8	Вложение <u>большого объема инвестиций</u> в новые энергосберегающие проекты	Вложение инвестиций в новые энергосберегающие проекты
9	Вовлечение и мотивация населения и рабочего персонала в процесс экономии энергетических ресурсов	Вовлечение населения и рабочего персонала в процесс экономии энергетических ресурсов

Руководители многих предприятий с энергоемкими производствами, осознавая важность вопросов энергосбережения и повышения энергоэффективности, стараются модифицировать свою систему энергоменеджмента. Предприятия нефтедобычи, являясь одним из самых крупных потребителей энергии, также становятся объектами внедрения передовых систем управления энергопотреблением. Одной из таких действенных систем является стандарт энергоменеджмента ISO 50001:2011, который ориентирован на реализацию мер по эффективному расходованию энергии с помощью эффективного аппарата энергоменеджмента. В таблице 1.15 представлены основные составляющие системы управления энергопотреблением на предприятии на основе ISO 50001:2011, а на рисунке 1.21 этапы внедрения стандарта ISO 50001 на предприятии.

Таблица 1.15 – Основные составляющие энергоменеджмента на основе ISO 50001:2011 [16]

Ключевые элементы ЭМ	• Энергетическая политика, которую разрабатывает высшее руководство организации
	• Цели и задачи в области энергоменеджмента
	• Планы реализации целей и задач
	• Обеспечение ресурсов и полномочий Представителю руководства и группе сотрудников организации, ответственных за внедрение энергоменеджмента
	• Периодический энергоанализ организации
	• Установление Базовой(ых) линии(й) энергопотребления
	• Установление индикаторов энергоэффективности, которые разработаны для конкретной организации и, в совокупности с базовой линией
	• Операционный контроль и процедуры в части существенного энергопотребления
	• Измерения и документирование в части энергоменеджмента
	• Периодический анализ СЭнМ со стороны руководства
Возможности ЭМ	• Обеспечение прозрачности и объективности оценки эффективности энергопотребления
	• Получение максимального эффекта управления энергопотреблением при минимальных затратах ресурсов, в первую очередь финансовых
	• Повышение конкурентоспособности продукции и услуг
	• Повышение капитализации активов организации
Инструменты внедрения ЭМ	• Методика рейтинговой оценки состояния СЭнМ организации
	• Методика внедрения СЭнМ
	• Методика обучения сотрудников необходимым навыкам для внедрения и поддержания СЭнМ



Рисунок 1.21 – Этапы внедрения стандарта ISO 50001:2011 на предприятии [114]

Повышение энергоэффективности является основной целью внедрения системы энергоменеджмента, поэтому необходимо проводить оценку и корректировать состояние системы на разных этапах с целью улучшения.

Управленческая эффективность энергосберегающих мероприятий – это часть результативности системы энергоменеджмента, отражающая динамику развития управления, которую необходимо оценивать с помощью количественных и качественных критериев.

Технико-экономические показатели, которые отражают уровень энергетического хозяйства, объединяются в четыре группы: [39]

- параметры производства и распределения энергии – удельные нормы расхода топлива на производство всех видов энергии, КПД установок;
- удельный расход энергии (например, на 1 тонну добываемой нефти, жидкости);
- показатели себестоимости производства энергии;
- показатели энерговооруженности труда.

Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. предлагают оценивать эффективность (результативность) энергоменеджмента по показателю обобщенного критерия эффективности энергоменеджмента, который рассчитывается по формуле (1.2):

$$E_{\text{Э}} = \frac{W_c - \Delta W_{\text{ном}} + W_p}{I_{\text{нок}}^{\text{Э}} + I_{\text{нок}}^{\text{T}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пр}} - (D_{\text{ген}} + D_{\text{ус}})} \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч} (\text{Гкал})}{\text{руб} \cdot \text{период}} \quad (1.2)$$

где  $W_c$  - суммарный объем покупной и произведенной энергии, поставленной для собственных потребителей за расчетный период;  $\Delta W_{\text{ном}}$  - потери энергии;  $W_p$  - поставки энергии на внешние рынки;  $I_{\text{нок}}^{\text{Э}}$  - затраты на покупную энергию;  $I_{\text{нок}}^{\text{T}}$  - затраты на покупное энергетическое топливо;  $I_{\text{экс}}$  - полные затраты на эксплуатацию и управление энергохозяйством;  $I_{\text{пр}}$  - прочие затраты, связанные с нарушением надежности и качества внешнего энергоснабжения;  $D_{\text{ген}}$  - доходы от продажи энергии;  $D_{\text{ус}}$  - доходы от реализации на рынках энерготехнологических услуг.

Данный показатель анализируется в динамике при одинаковых расчетных периодах и характеризует основные факторы, которые показывают эффективность энергоменеджмента, а именно: энергосбережение, оптимальный выбор поставщиков топлива и энергии, собственный энергетический потенциал и бизнес предприятия.

Также авторы предлагают некоторые вспомогательные показатели, такие как коэффициент независимости электро- и теплоснабжения, коэффициент участия ВЭР в энергосбережении предприятия, коэффициент маневренности топливо- и энергоснабжения, коэффициент развития энергетического бизнеса. [23]

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

1. Повышение энергоэффективности в различных сферах экономики является одной из стратегических задач России, поскольку практические достижения в этой области позволяют решить целый комплекс проблем: энергетические, экологические и экономические. Для решения ключевых вопросов в данной сфере необходимо более расширенное участие государственных структур через различные правовые, финансовые и иные механизмы. Развитие сферы энергосбережения напрямую зависит от законодательных инструментов, поэтому важно приложить усилия для укрепления существующих норм и формирования новых, регулирующих энергосберегающую деятельность с учетом текущих тенденций развития отечественной и мировой экономики.

2. На текущий момент энергоемкость производств в России остается на высоком уровне, что обусловлено наличием большого количества топливно-энергетических ресурсов и, как следствие, низкими темпами развития сферы энергосбережения. Для решения этой проблемы необходимо совершенствование системы управления энергосбережением, усилением контроля выполнения требований основных законов энергосбережения и повышения энергоэффективности со стороны государства, повышением уровня заинтересованности в энергосбережении путем льгот и компенсаций за достижения в этой области, внедрением современных энергосберегающих технологий и применением зарубежного опыта.

3. В структуре российской экономики ключевое место занимает топливно-энергетический комплекс (ТЭК), центральной частью которого является нефтегазовый сектор. Более 17% составляет доля нефтяной отрасли в добавленной стоимости ВВП России и более 41% доля совокупных налоговых отчислений в бюджет. Одновременно с этим, нефтяная промышленность является одной из самых энергоемких в России. Основные энергозатраты в данной отрасли приходятся на нефтедобывающий сектор (более 60% от общих энергозатрат в нефтяной отрасли).

4. В нефтедобывающем секторе России с учетом текущих тенденций развития можно выделить ряд ключевых проблем:

- рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти в общей структуре запасов, вызванный увеличением числа месторождений с поздней стадией разработки, характеризующимся высокой обводненностью и большой долей остаточных запасов нефти, вводом в разработку месторождений с нетрадиционными запасами нефти, шельфовых месторождений и др.;

- снижение величины конечного коэффициента извлечения нефти, который является основным индикатором рационального использования сырьевой базы нефтедобычи;

- увеличение себестоимости добычи нефти, вызванное применением различных методов интенсификации притока нефти, бурением высокотехнологичных скважин на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, инфраструктурными особенностями месторождений шельфа, добычей высокообводненной продукции из скважин зрелых месторождений, увеличением закачки для поддержания пластового давления и применением геолого-технических мероприятий.

5. С учетом текущих тенденций в нефтедобывающей отрасли для поддержания текущих уровней добычи нефти и повышения общей экономической эффективности разработки месторождений необходимо усилить внимание на оптимизации текущих затрат на добычу нефти на разрабатываемых месторождениях. Одним из действенных механизмов является внедрение энергосберегающих технологий и повышение энергоэффективности. При этом в первую очередь необходимо анализировать те направления в общей структуре добычи продукции из скважины, которые являются самыми энергозатратными – механизированная добыча, система поддержания пластового давления, подготовка и транспортировка нефти и воды.

6. Реализация энергосберегающих мероприятий сопровождается наличием неопределённостей, которые необходимо учитывать при планировании инвестиционных проектов. Идентификация и управление рисками позволяет уточнить прогноз экономической эффективности, снизить негативное воздействие при наступлении рисков событий. Особенно важно проведение анализа и учета рисков при формировании программы энергосбережения на нефтедобывающих предприятиях, где величина инвестиций в энергосбережение достаточно существенна.

7. Энергоменеджмент на предприятии является важной частью эффективной деятельности, направленной на энергосбережение и повышение энергоэффективности. Формирование системы энергоменеджмента и ее дальнейшее развитие позволит снизить энергопотребление на 10-15%. Для обеспечения оптимального развития системы управления энергопотреблением необходимо проведение регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента, которая позволит выявить сильные и слабые стороны и скорректировать программу развития системы управления энергопотреблением.

## 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

### 2.1. Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности на предприятии

Энергосбережение является организационным процессом, который направлен на эффективное использование энергоресурсов. В зависимости от масштабов цели энергосбережения можно разделить на три группы: федеральные, региональные и отраслевые (таблица 2.1). [27, 42]

Таблица 2.1 – Цели и ожидаемый результат энергосбережения [27, 42]

Уровень цели энергосбережения	Результат энергосбережения
Федеральные	<ul style="list-style-type: none"> <li>- оптимизация затрат сфер экономики на энергоснабжение для обеспечения энергоэффективного экономического роста и повышения уровня жизни населения страны</li> <li>- рост эффективности использования энергоресурсов в результате рационального территориального размещения и организации производства и услуг;</li> <li>- повышение конкурентоспособности продукции отраслей специализации регионов на межрегиональных рынках в результате снижения ее энергоемкости;</li> <li>- увеличение экспорта энергоресурсов за счет сэкономленного их объема;</li> <li>- снижение загрязнения среды в соответствии с Киотским протоколом</li> </ul>
Региональные	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повышение уровня энергоэффективности экономического региона;</li> <li>- снижение совокупных общественных затрат на выполнение основных хозяйственных функций региона в результате уменьшения энергетических издержек;</li> <li>- энергоэффективное размещение объектов производства, услуг и жилищно-коммунальной сферы;</li> <li>- улучшение топливно-энергетического баланса региона;</li> <li>- повышение уровня и качества жизни населения в результате снижения расходов регионального бюджета на энергоснабжение, затрат населения на коммунальные услуги, загрязнения окружающей среды объектами энергетики</li> </ul>
Отраслевые	<ul style="list-style-type: none"> <li>- энергоэкономичное производство общественно необходимой продукции и услуг;</li> <li>- оптимизация энергетических затрат;</li> <li>- расширение объема и номенклатуры продукции в результате производства энергоэффективной техники, оборудования и материалов;</li> </ul>

Обозначенные цели энергосбережения говорят о важности проведения мероприятий, снижающих энергопотребление на уровне страны, а не только в рамках промышленных предприятий.

В зависимости от целей и объектов энергосбережения выделяют различные направления:

- технико-технологическое (реализация мероприятий по экономии ТЭР – модернизация, реконструкция, использование современных технологий и техники, устранение потерь ТЭР, совершенствование энергетического хозяйства предприятия и др.);

- организационное (планирование мероприятий по повышению энергоэффективности, учет, нормирование и контроль за расходованием ТЭР и т.д.);

- социально-экономическое (стимулирование к энергосбережению, обучение персонала, управление процессом повышения энергоэффективности на предприятии); [42, 45]

- нормативно-правовое (федеральные, региональные и муниципальные программы повышения энергоэффективности, законы, указы, постановления, и т.д.). [107]

Для реализации постановленных целей необходимо комплексное внедрение и развитие системы энергоменеджмента на предприятиях.

На текущий момент большинство нефтедобывающих компаний провели и проводят целенаправленную работу по созданию постоянно действующей системы энергосбережения – системы энергоменеджмента, соответствующей стандарту ISO 50001:2011. [18]

В учебных изданиях энергоменеджмент включают в систему энергосбережения, которая состоит из субъектов и объектов деятельности, методов и средств, процедур и регламентов, обеспечивающих на постоянной основе управление энергосбережением, рациональное использование ТЭР и внедрение возобновляемых источников энергии. [62]

Система энергоменеджмента включает в себя внедрение технологических и системных мероприятий, механизмы проведения мониторинга, аудита, анализа, корректирующих мероприятий. Это позволит перейти от отдельных технических мероприятий к системным решениям, как в области технологий, так и в области управления. [68, 122]

Стандарт ISO 50001:2011 базируется на подходе, который известен как цикл постоянного улучшения «Plan – Do – Check – Act» (PCDA), и включает направления энергоменеджмента в состав ежедневных организационных практик. На рисунке 2.1 изображен схематический процесс модели PCDA.

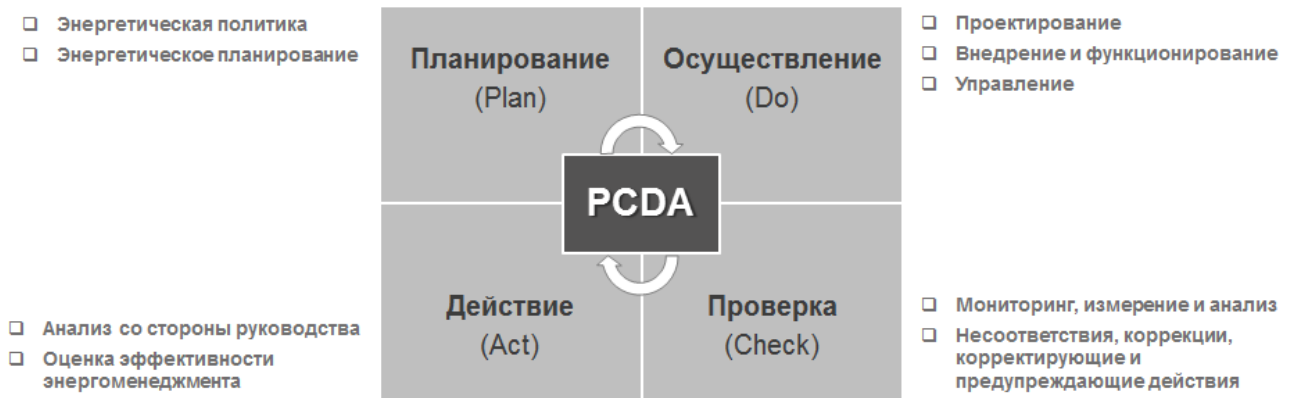


Рисунок 2.1 – Модель системы энергоменеджмента на основе PDCA-подхода

Источник: построено автором на основе ISO 50001 [104, 122]

Модель PDCA можно расшифровать следующим образом [122]:

- планирование (Plan) – проведение энергоанализа и определение базовых критериев, показателей энергетической эффективности, постановка задач и планирование мероприятий, требуемых для достижения результатов, которые повысят энергетическую результативность в соответствии с энергетической политикой организации;
- осуществление (Do) – внедрение планов мероприятий в области энергетического менеджмента;
- проверка (Check) – мониторинг основных характеристик операций и процессов, которые составляют энергетическую результативность при реализации энергетической политики и достижении целей, и сообщение о результатах;
- действие (Act) – принятие решений для бесперебойного повышения результативности в энергетике и системы энергоменеджмента.

Внедрение и развитие системы энергетического менеджмента на предприятии, позволяющей эффективно управлять энергопользованием, включает несколько основных стадий:

- внедрение и утверждение политики энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятия;
- планирование объемов производства и энергопотребления;
- внедрение и использование энергетических установок;
- измерение и контроль энергопотребления;
- корректирующие и предупреждающие действия по выявленным и прогнозируемым несоответствиям;
- проведение внутренней энергетической оценки (энергоаудит);
- проведение анализа системы менеджмента в энергопотреблении;

- совершенствование системы энергетического менеджмента. [34, 65]

Стандарт ISO 50001:2001 направлен на получение различных полезных эффектов, а именно организационного, финансового и репутационного. Они позволяют обеспечить стабильную конкурентоспособность организации на отечественных и зарубежных рынках. Организационный эффект направлен на повышение управляемости компании и включает в себя: улучшение общей управляемости предприятия, эффективное управление, оптимизацию всех бизнес-процессов и улучшение производственного цикла. Финансовый эффект направлен на повышение инвестиционной привлекательности компании, а также на увеличение ее стоимости. Он включает в себя: улучшение финансовых показателей в результате прямой экономии ТЭР, снижение затрат, устранение непроизводительных расходов (непланируемые затраты и потери, вызванные плохой организацией снабжения и иных недостатков управления производством), гарантии инвестирования в энергосбережение и повышение финансовой прозрачности компании. Репутационный эффект направлен на поддержание имиджа компании в глазах органов власти (государства), населения и бизнеса. Он характеризуется имиджевой привлекательностью компании, которая реализует энергоэффективную политику. [2, 104]

Необходимо отметить, что энергетическая политика является важным элементом системы энергоменеджмента. Она представляется собой комплекс мероприятий (материального, организационного, правового, финансового и другого характера), обеспечивающих необходимые условия для рационального использования ТЭР. [92]

Энергетическая политика предприятия должна соответствовать следующим пунктам [34]:

- определение основных задач в сфере энергопользования и доступные предприятию границы применения системы энергоменеджмента;
- наличие требований по энергоэффективности и энергосбережению;
- наличие обязательств по правовому и информационному обеспечению эффективного энергопользования;
- возможность внесения корректив и пересмотра задач.

В различных отечественных и зарубежных источниках отмечают еще одну важную составляющую энергетического менеджмента – мотивационное обеспечение. Авторы Бернер М.С., Лоскутов А.В., Понаровкин Д.Б. и Тарасова А.Н. описывают зарубежный опыт энергетического менеджмента на промышленном предприятии Великобритании, на котором был эффективно реализован потенциал персонала. Успех реализации потенциала включал три фактора:

- активное участие руководства в реализации программы энергосбережения;

- вовлечение персонала, повышение его осведомленности в эффективности рационального использования ТЭР, обучение работников предприятия;
- непрерывность действия программы, т.е. она является постоянно действующим проектом. [10]

Программа повышения мотивации и осведомленности персонала должна включать следующие этапы [35]:

- создание энергогруппы предприятия по вопросам повышения энергоэффективности из руководителей предприятия и подразделений. Руководитель группы - главный инженер;
- издание методической брошюры по способам энергосбережения применительно к специфике предприятия и способам энергосбережения в быту;
- объявление конкурса для работников предприятия на предложение проектов повышения энергоэффективности;
- открытая публикация отчетов системы целевого энергомониторинга в информационных листках и на электронных панелях;
- создание локальных энергогрупп повышения энергоэффективности в подразделениях предприятия;
- проведение еженедельных локальных энергоаудитов силами работников предприятия;
- выделение подразделений и работников, достигающих наилучших показателей в повышении энергоэффективности;
- анализ в энергогруппе предложений, поступивших на конкурс проектов повышения энергоэффективности;
- популяризация опыта повышения энергоэффективности и лучших предложений, поступивших на конкурс.

Одним из барьеров эффективного энергоменеджмента на российских предприятиях является отсутствие мотивационного обеспечения. [66]

Мотивация сотрудников к энергосберегающей деятельности должна реализовываться совместно с технологическими мероприятиями и обеспечивать получение материального или иного вознаграждения сотрудников при участии в том или ином проекте.

При этом следует сочетать психологическое и экономическое стимулирование персонала, исходя из соответствия величины вознаграждения полученному предприятием экономическому эффекту. [104, 106]

### **2.1.1 Механизм проведения оценки текущего состояния энергоменеджмента на предприятии**

Определение текущего состояния энергоменеджмента на предприятии является важной задачей, поскольку результаты оценки показывают соответствие целей и задач в области энергетики, которые были сформированы руководством предприятия, а также позволяют определить основные направления энергосберегающей политики, способные повысить эффективность деятельности предприятия. Для этих целей необходимо проводить регулярные внутренние энергоаудиты. [104]

Энергоаудит – комплекс мер, направленных на выявление резервов энергопотребления и выработку эффективных предложений по энергосбережению. [78]

Важными условиями для проведения внутренней оценки текущего состояния энергоменеджмента являются простота, прозрачность ключевых параметров и оперативность использования, так как зачастую руководство предприятий не заинтересовано в проведении частых (более 1 раза в пять лет) длительных, сложных и дорогостоящих процедур энергоаудита.

Ученые, занимающиеся вопросами энергосбережения и повышения энергоэффективности, предлагают проводить анализ с помощью матрицы энергоменеджмента (особенно популярной в западных странах).

Матрица, как правило, состоит из шести направлений деятельности в области энергоменеджмента: энергетическая политика, организационная структура, мотивация, информационная система, маркетинг и инвестиции. Каждое направление оценивается по пятибалльной шкале от 0 до 4 в соответствии с уровнем развития. Классическая вид матрицы, которая распространена в России представлена в таблице 2.2. [40, 65]

Также по результатам тестирования рассчитывают интегральные оценки (путем суммирования баллов по направлениям), которые отражают уровень энергоменеджмента в целом по исследуемому предприятию. Пример интегральных оценок и их характеристика классической матрицы энергоменеджмента представлены в таблице 2.3. [84]

Учитывая специфику матриц, интегральные оценки отражают только уровень организационных показателей энергоменеджмента, характеризуя процесс управления и структуру энергетического хозяйства предприятия. Анализ различных зарубежных вариаций матриц энергоменеджмента показывает, что все матрицы, в основном, имеют общие черты: наличие пяти уровней развития энергоменеджмента (от 0 до 4), ключевые направления энергоменеджмента, такие как организационная структура и энергетическая политика. Сравнительный анализ представлен в таблице 2.4, в которой показаны наличие того или иного направления в энергоменеджменте различных вариантах зарубежных матриц. [104, 105]

Таблица 2.2 – Классическая матрица энергоменеджмента, распространенная в России [40, 65]

Уровень	Энергетическая политика	Организация	Мотивация	Информационная система	Маркетинг	Инвестиции
4	Энергетическая политика, план действий на 5 лет и ежегодный отчёт по снижению энергозатрат входят в обязанности топ-менеджеров. Рассматривается как часть стратегии охраны окружающей среды и стратегии снижения издержек.	Энергоменеджмент полностью интегрируется в общую структуру менеджмента компании.  Четкое распределение ответственности за планирование и реализацию программ энергосбережения и снижение издержек.	Многоуровневая система стимулирования снижения энергозатрат для персонала, среднего и высшего менеджмента. Основана на доле участия менеджмента и персонала в фактической экономии.	Развернутая компьютерная система контролирует потребление, определяет ошибки, измеряет количество сбережений, обеспечивает мониторинг затрат и дохода.	Систематический маркетинг оценки энергоэффективности и деятельности по энергоменеджменту. Должен проводиться как внутри, так и за пределами организации.	Инвестируются мероприятия по энергоэффективности с длительным сроком окупаемости, а также имеющие экологический эффект.  Инвестирование в развитие и модернизацию производства осуществляется с учетом энергоэффективных критериев.
3	Утверждается официальная энергетическая политика, но нет обязанностей топ-энергоменеджера.	Энергоменеджер отчитывается перед правлением, представляющим всех пользователей, возглавляемым представителем собственника компании.	Правление выступает основным звеном подготовки и оценки планов наравне с основными руководителями подразделений. Вводится премирование на систематической основе, пропорциональное фактической экономии.	Реализуется автоматизированная система сбора данных об энергопотреблении всех потребителей. Создаётся центр управления энергоиспользованием.	Программа повышения сознания персонала и регулярные образовательные компании. Специальное обучение энергосбережению для высшего менеджмента.	Критерии окупаемости, применяемые для всех других вложений. Имеется программа инвестиций в энергоэффективность.
2	Еще не принята энергетическая политика, она реализуется топ-менеджером или старшим менеджером отдела главного энергетика.	Вводится штатная должность энергоменеджера, который отчитывается перед руководством, но линия руководства и его полномочия еще не ясны.	Из стимулов к снижению энергозатрат применяются только призывы и наказания. Нет системы оценки за фактическую экономию.	Систематический контроль и отчетность, основан на данных энергопотребления цехов. Учёт экономии бухгалтерскими методами не ведётся.	Проводятся совещания и оценки эффективности мероприятий и персонала.	Инвестируются проекты только по критерию малого срока окупаемости. Введены процедуры защиты и обеспечения возврата инвестиций.
1	Политика энергосбережения реализуется на основе энтузиазма среднего менеджмента.	Энергоменеджмент входит в состав второстепенных обязанностей с ограничением полномочий или влияния.	Мотивация персонала и высшего менеджмента к снижению энергозатрат отсутствует.	Ручные отчеты о затратах, основанные на данных коммерческих счетчиков. Учёт на производстве отсутствует.	Немотивированные и нерегулярные призывы беречь энергоносители.	Финансируются только малозатратные энергосберегающие мероприятия.
0	Никакой явной политики энергоменеджмента не существует.	Не существует структуры энергоменеджмента или подразделения, ответственного за энергосбережение.	У персонала и менеджмента предприятия нет мотивации к энергосбережению.	Не существует информационной системы. Нет отчета по энергопотреблению.	Идея энергоэффективности не рассматривается вообще.	Вложения в энергосбережение и повышение энергоэффективности отсутствуют

Таблица 2.3 – Интегральные оценки тестирования по классической матрице энергоменеджмента, состоящей из шести направлений [84]

Оценка	Состояние	Рекомендации
22-24 Отлично	Энергетический менеджмент имеет высший приоритет в компании	Отслеживание передовых технологий и методов управления энергопотреблением и их внедрение
19-21 Хорошо	Энергетический менеджмент интересует компанию в целом, однако руководство относит управление энергетикой скорее к техническим вопросам, чем к общему менеджменту	Необходимо пересмотреть базовые аспекты организации, включение эффективного энергопотребления в приоритетные направления по контролю затрат. Совершенствование структуры и процедуры энергоменеджмента
13-18 Посредственно	Энергетический менеджмента носит непоследовательный характер. Потенциал энергоменеджмента используется слабо	Основная задача – поднять престиж энергоменеджера, внедрить в практику все аспекты целевого мониторинга
7-12 Плохо	Имеются элементы энергетического менеджмента, реализуемые в различных группах, занятых эксплуатацией оборудования. Возможности энергоменеджмента используются слабо	Необходимо выявить основные препятствия. Мешающие развитию системы энергоменеджмента и устранить их. Требуется существенные усилия по интеграции энергоменеджмента в структуру управления предприятием
0-6 Очень плохо	Энергетический менеджмента отсутствует или находится на стадии формирования. Предприятие несет потери от неэффективного использования энергии	Необходимо планомерно налаживать систему управления энергопотреблением во всех ее аспектах: техническом оснащении, создании структуры и процедуры, обучения персонала

Таблица 2.4 – Сравнение зарубежных матриц энергоменеджмента

Направление энергоменеджмента	Матрицы энергоменеджмента			
	BRECSU 1993 [120]	Carbon Trust [121]	BRECSU 1995 [120]	Energy Star [126, 130]
Энергетическая политика	+	+	+	-
Планирование	-	-	-	+
Использование возможностей	-	-	+	-
Документооборот	-	-	-	+
Организационная структура	+	+	+	+
Обучение персонала	-	+	-	-
Мотивация	+	-	-	+
Оценка качества работы	-	+	-	-
Маркетинг	+	+	-	-
Проверка	-	-	-	+
Информационные системы	+	-	+	+
Методы оценки	-	-	+	-
Инвестиции	+	+	+	-

Источник: [104, 105]

Существуют практики, при которых оценку уровня состояния энергоменеджмента проводят с помощью организационного профиля, который строится на основе оценок по каждому из направлений, входящих в матрицу. Организационный профиль представляет собой график или диаграмму, на которых отражены уровни по каждому из направлений энергоменеджмента. Типовой организационный профиль энергоменеджмента представлен на рисунке 2.2.

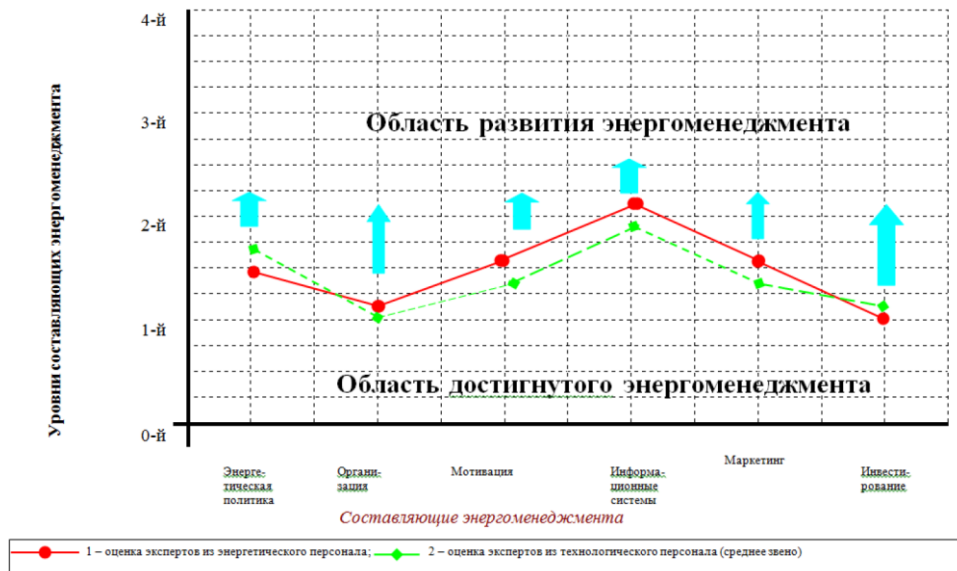


Рисунок 2.2 – Типовой организационный профиль энергоменеджмента [65]

Нефтедобывающая отрасль является одной из самых энергозатратных, поэтому использование матрицы энергоменеджмента в классическом ее виде для предприятий нефтедобычи нецелесообразно, так как необходимо учитывать гораздо большее количество факторов, влияющих на энергоэффективность. [18]

Учитывая особенности нефтедобычи (особенно на месторождениях с поздней стадией разработки и высокой обводненностью добываемой продукции), необходимо адаптировать матрицу энергоменеджмента для условий нефтедобывающей отрасли.

Как было описано выше, руководство предприятий не заинтересовано в частых проведениях энергоаудитов, поскольку они требуют значительных трудовых и финансовых ресурсов, поэтому в России текущий уровень энергоменеджмента на предприятии зачастую не оценивается. Однако этот показатель должен использоваться как один из основных инструментов энергосберегающей политики, направленной на повышение энергоэффективности, поэтому требуется разработка методики, с помощью которой нефтедобывающие предприятия смогут получить необходимую информацию и провести многосторонний анализ уровня энергоменеджмента и обозначить ключевые направления его развития.

## 2.1.2 Анализ системы показателей эффективности энергосбережения на предприятиях нефтедобычи. Потенциал энергосбережения в нефтедобыче

Ученые выделяют иерархию в системе показателей. Так называемая пирамида показателей энергоэффективности представлена на рисунке 2.3.

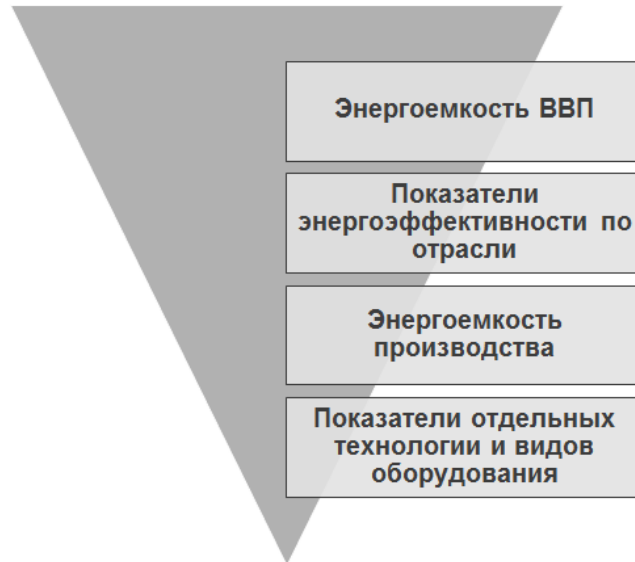


Рисунок 2.3 – Пирамида показателей энергоэффективности

*Источник: составлено автором по данным [8]*

На первом уровне пирамиды стоит интегральный показатель по всей экономике в целом – энергоемкость ВВП, производительность энергии, или интегральный индекс энергоэффективности. На втором уровне пирамиды – сводные показатели энергоэффективности по отдельным отраслям промышленности и т.д. На третьем уровне, как правило, оцениваются физические удельные показатели энергоэффективности производства. На четвертом уровне расположены показатели энергоэффективности отдельных технологий и видов оборудования (например КПД, расход топлива и др.). [8]

Применительно к нефтедобывающей отрасли могут быть использованы показатели, представленные в таблице 2.5, которые отражают общее потребление ТЭР, удельные показатели энергозатрат на тонну добываемой продукции, в том числе совокупность энергетических затрат при добыче нефти и последующих технологических процессах, а также учет эффективности энергосберегающих мероприятий.

При анализе энергосбережения на нефтедобывающем предприятии следует учитывать специфику отрасли. Например, в большинстве месторождений со сформированной системой поддержания пластового давления в процессе добычи наблюдается рост обводненности продукции, поэтому энергетические затраты в данном случае следует учитывать не только с

точки зрения энергии (т.е. дебит по жидкости), но и с точки зрения экономической позиции, так как при оценке удельного расхода энергии необходимо использовать дебит нефти.

Таблица 2.5 – Система показателей энергоэффективности и энергосбережения на предприятиях нефтедобычи

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Формула расчета, обозначения
1	Потребление энергии: - электрической - тепловой	кВт*ч Гкал	$E_e, E_n$
2	Доля энергозатрат	%	$C_E = E / C$ , где $C$ - эксплуатационные затраты на добычу
3	Потребление энергии в усл.ед.	т.у.т	$E = E_e \cdot k_e + E_n \cdot k_n$ , где $k_e = 0.12284 \cdot 10^{-3}$ и $k_n = 0.14286$ - переводные коэффициенты для электрической и тепловой энергии из физических в условные единицы
4	Удельный расход энергии на добычу 1 тонны жидкости	$\frac{т.у.т}{т}$	$\bar{E} = E / Q_{жс} = E / q_{жс} \cdot t$ , где $Q_{жс}$ - добыча жидкости, т; $t$ - время работы скважины в добыче, сут; $q_{жс}$ - дебит жидкости скважины
5	Удельный расход энергии на добычу 1 тонны нефти	$\frac{т.у.т}{т}$	$\bar{E} = E / Q_n = E / q_n \cdot t$ , где $Q_n$ - добыча нефти, т; $q_n$ - дебит жидкости скважины
6	Показатель снижения удельного расхода энергии	$\frac{т.у.т}{т}$	$\Delta \bar{E} = \bar{E}_i - \bar{E}_{i-1}$ , где $\bar{E}_i, \bar{E}_{i-1}$ - удельные расходы энергии на $i$ -й и $(i-1)$ -й периоды реализации программы энергосбережения, где $i=1..n$ , т у.т/т
7	Экономия ТЭР в результате энергосберегающих мероприятий	т.у.т	$\Delta E = E_i - E_{i-1}$
8	Коэффициент эффективности формирования совокупности энергосберегающих мероприятий	д.ед.	$\Delta e_m = \Delta E_m / E_{m, \max}$ , где $E_m$ - расчетный эффект по удельному расходу энергии, полученный в результате прогнозирования реализации мероприятий по программе энергосбережения с использованием метода $m$ , т у.т/т
9	Снижение энергетических затрат	руб.	$V_E = \Delta E \cdot p$ , где $\Delta E = E_i - E_{i-1}$ - изменение расхода энергии с $(i-1)$ -го по $i$ -й период вследствие реализации программы энергосбережения, где $i=1..n$ , кВт*ч или Гкал; $p$ - цена энергоносителя, руб./кВт*ч или руб./Гкал

Продолжение таблицы 2.5

10	Инвестиции в энергосбережение	руб.	$I = \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i},$ <p>где <math>I_i</math> - инвестиции в программу энергосбережения за периоды <math>i=1..n</math>, руб.;  <math>r</math> - коэффициент дисконтирования</p>
11	Составляющие эффекта от энергосбережения	руб.	$PV_E = \sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r)^i},$ <p>где <math>PV_i = P_i + N_i + S_i</math> - чистые доходы от проведения энергосберегающих мероприятий за периоды <math>i=1..n</math>, руб., где  <math>P_i = f(C_{i-1} - C_i)</math> - составляющая экономического эффекта, обусловленная приростом доходов из-за уменьшения эксплуатационных затрат вследствие снижения энергопотребления, руб., <math>C_i, C_{i-1}</math> - эксплуатационные затраты на <math>i</math>-й и <math>(i-1)</math>-й периоды реализации программы энергосбережения, руб.; <math>N_i</math> - эколого-экономическая составляющая эффекта, обусловленная снижением платы за загрязнение окружающей среды, руб.; <math>S_i</math> - социально-экономическая составляющая, обусловленная улучшением условий жизнедеятельности и среды обитания, руб.</p>
12	Эффект от энергосбережения	руб.	$NPV_E = PV_E - I$
13	Эффективность энергосбережения	д.ед.	$PE = \frac{PV_E - I}{I}$
14	Энергоемкость добываемой продукции	руб./руб.	Расход ТЭР на 1 руб. произведенной продукции
15	Индекс энергоемкости	%	$EI = E_{факт} / E_{техн},$ <p>где <math>E_{техн}</math> - сумма стандартного потребления по каждой технологической установке;  <math>E_{факт}</math> - фактическое потребление энергии</p>
16	Технологическая энергоемкость. (величина полного потребления ТЭР на выпущенную продукцию, выполненные работы)	руб./руб.	$\mathcal{E}_{техн} = \frac{\mathcal{E}_{п.ж.} + \mathcal{E}_{тран.} + \mathcal{E}_{п.н.} + \mathcal{E}_{проч.}}{O_{прод}},$ <p>где <math>\mathcal{E}_{п.ж.}</math> - энергозатраты на подъем жидкости, <math>\mathcal{E}_{тран.}</math> - энергозатраты на транспортировку нефти, <math>\mathcal{E}_{п.н.}</math> - энергозатраты на подготовку нефти, <math>\mathcal{E}_{проч.}</math> - энергозатраты на прочие технологические процессы, <math>O_{прод}</math> - общая стоимость выпущенной продукции (услуг)</p>
17	Степень реализации запланированных мероприятий	%	Отношение реализованных мероприятий к запланированному количеству

Источник: составлено по данным [29, 27, 102, 129]

*Потенциал энергосбережения в нефтедобыче*

Оценить потенциал энергосбережения в нефтяной отрасли достаточно сложно, так как здесь функционирует большое количество крупных и мелких компаний, как вертикально интегрированных, так и специализирующихся на отдельных видах деятельности: добыча нефти, нефтепереработка, транспорт нефти и нефтепродуктов, их реализация. В большинстве компаний пока нет каких-либо программ энергосбережения, что затрудняет обобщение данных по потенциалу экономии в целом по отрасли. В основном потенциал нефтяной отрасли базируется на экспертных оценках, которые сформированы по обобщенным данным.

Основные резервы энергосбережения, по мнению Бушуева В.В., сосредоточены непосредственно в системе извлечения нефти. Учитывая, что значения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) в России снизились в среднем до уровня 0.29 д.ед., это означает, что в недрах остаются миллионы тонн нефти, которые оцениваются в миллиарды долларов США в год. Несмотря на применение современных методов увеличения нефтеотдачи, которые, по разным оценкам, повышают КИН примерно на 15% величина недоизвлеченной нефти по-прежнему остается большой. [13]

Необходимо обозначить и такие резервы нефти, которые обусловлены простаивающим фондом скважин. К началу 2013 года в России простаивало 14,5% эксплуатационного фонда скважин – более 23,5 тыс. [10, 31], которые потенциально могли бы обеспечить более 25 млн. т дополнительной добычи нефти, что составляет примерно 4,7% общей добычи по России (по данным [54]) с оценочной стоимостью 1.2 млрд. долларов США (по данным [60]).

Коэффициент технологических потерь по нефтяной отрасли оценивается величиной 0,6% от общего объема добычи нефти – почти 3,2 млн. т. [13]

На рисунке 1.15 показана статистика распределения простаивающего фонда скважин по нефтяным компаниям России. Практика показывает, что доля бездействующих скважин сокращается минимальными темпами или вовсе не изменяется, что свидетельствует об отсутствии целенаправленной политики по стимулированию новых механизмов или инструментов для принуждения к сокращению количества бездействующих скважин. [93]

Причины простоя скважин могут быть различными, однако зачастую они обусловлены высокообводненными и/или малодебитными скважинами, например, как в компании Роснефть на рисунке 2.4 [109], а также наличием инфраструктурных ограничений (нехватка энерго мощностей, пропускных способностей).

Для решения проблемы бездействующего фонда многие специалисты предлагают сперва провести мониторинг всего фонда бездействующих скважин и определить экономическую целесообразность их ремонта или консервации, экологическую безопасность и перспективы

развития. Необходимо подготовить заключение по каждой скважине, находящейся в простое. [77]

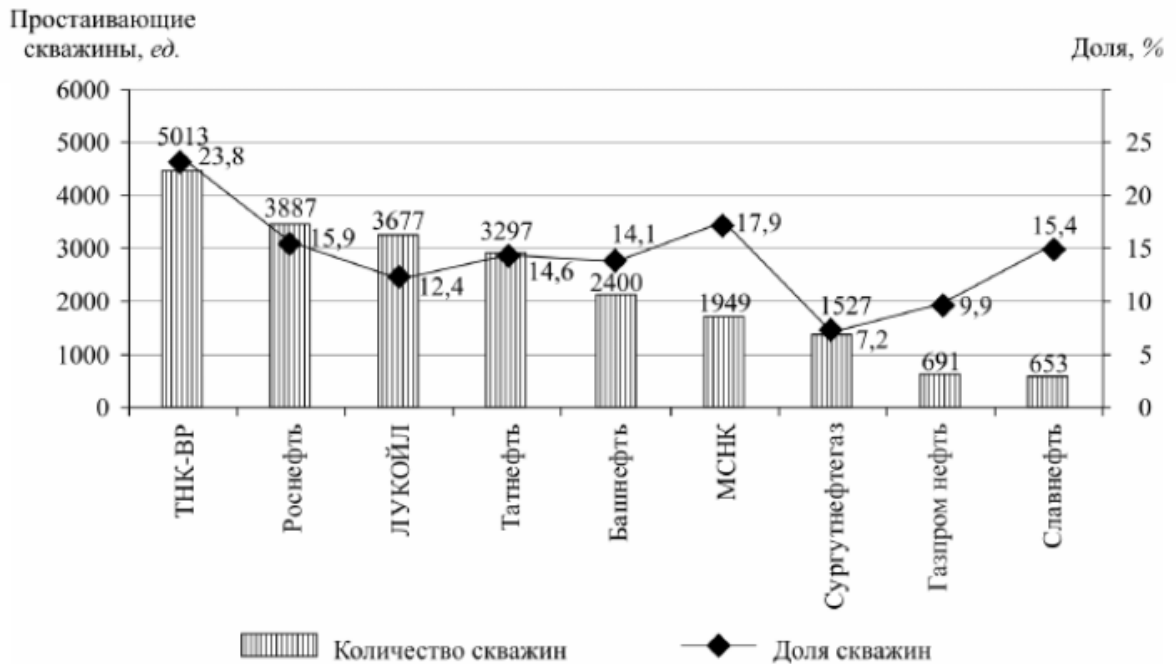


Рисунок 2.4 – Распределение простаивающего фонда скважин по нефтяным компаниям России [93]

Следующей немаловажной статьей в расчете потенциала энергосбережения являются энергозатраты – электроэнергия и тепловая энергия. По разным расчетам общее потребление активной энергии нефтяной промышленностью России составляет около 50 млрд. кВт\*ч/год, что составляет более 5% общей выработки электроэнергии в стране. Эти затраты связаны в основном с механизированной добычей жидкости из скважин, мероприятиями по поддержанию пластового давления (закачка, транспортировка и подготовка воды). [31]

Использование более совершенных методов и оптимизация энергозатрат позволят сократить удельный расход электроэнергии и тепловой энергии на тонну нефти примерно в 2.5 раза. С учетом различных данных физический потенциал электроэнергии составляет 20 млрд. кВт\*ч и 5,6 млн. Гкал тепла со стоимостным эффектом примерно 1 млрд. долларов США. [13]

В таблице 2.6 сведены данные по направлениям потенциала в нефтедобыче.

Таблица 2.6 – Потенциал энергосбережения в нефтедобыче [213]

Виды деятельности	Нефть, млн.т	Газ, млрд.м <sup>3</sup>	Электроэнергия, млрд. кВт*ч	Тепловая энергия, млн. Гкал	Общий потенциал, млн. т у.т.	Стоимостная оценка потенциала, млн дол.
Нефтедобыча	10	12	20	5,6	27	5400
Транспортировка нефти и нефтепродуктов	0,3	-	4	-	0,5	650

Проведенный анализ существующих оценок потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности говорит о больших резервах, которые скрыты в нефтедобыче. Однако, учитывая интегральную специфику расчетов, достаточно трудно оценить реальный потенциал для каждого конкретного нефтедобывающего предприятия.

Таким образом, необходимо определить основной критерий, который охарактеризует потенциал от энергосбережения и повышения энергоэффективности, а также выделить основные элементы и их влияние на эффективность отдельно взятого предприятия, а не отрасли в целом, что позволит руководству компании принимать взвешенные решения по внедрению того или иного энергосберегающего мероприятия, оперируя численными показателями потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности.

### **2.1.3 Анализ методов оценки и ранжирования энергосберегающих мероприятий**

Одним из условий повышения энергоэффективности в нефтедобыче является оптимальное и последовательное внедрение эффективных энергосберегающих мероприятий, которые могут быть направлены как на оптимизацию технологических процессов (внедрение современных приборов учета, насосных агрегатов и др.), так и на развитие организационно-административных механизмов, таких как образование в области энергосбережения, мотивационная политика, направленная на повышение уровня ответственности работников по отношению к энергосбережению.

Ключевым условием является обоснованный подход к оценке эффективности мероприятий, которая может выражаться в виде экономии энергоресурсов, экономического эффекта и в виде социально-экологического эффекта.

В качестве экономических показателей для оценки эффективности энергосберегающих мероприятий, как правило, применяют:

- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- индекс доходности затрат и инвестиций;
- срок окупаемости;
- экономия энергоресурсов.

В таблице 2.7 представлены условия, которыми пользуются эксперты при принятии решений по энергосберегающим мероприятиям с учетом приведенных показателей. [102]

Таблица 2.7 – Условия для принятия положительного решения по энергосберегающим мероприятиям

Критерий	Условие
Чистый дисконтированный доход	$ЧДД > 0$
Индекс рентабельности инвестиций	$PI > 1$
Норма рентабельности инвестиций	$IRR > r$
Срок окупаемости инвестиций	$T \rightarrow t_{min}$
Экономия энергоресурсов	$\Delta E \rightarrow \max$
Индекс потерь из-за откладывания мер по энергосбережению	$J_{PE} \rightarrow \max$ (приоритет)

Источник: [47, 102] с дополнениями автора

Рассмотрим каждый из критериев подробнее на предмет возможности использования при ранжировании и отборе энергосберегающих мероприятий. Использование ЧДД в качестве критерия является оптимальным с точки зрения определения прогнозного экономического потенциала. Также показатель ЧДД обладает свойством аддитивности, что позволяет оптимизировать портфель энергосберегающих мероприятий и использовать его при их ранжировании. [5, 102]

Индекс рентабельности является относительным показателем и достаточно удобен при сравнении сопоставимых по величине стартовых инвестиций мероприятий. Однако использование только индекса рентабельности при отборе и ранжировании энергосберегающих мероприятий нецелесообразно, так как он не способен оценить общую величину дохода, который может принести мероприятие.

Норма рентабельности инвестиций учитывает различие стоимости денег во времени, является своеобразным барьерным показателем, который показывает максимальную допустимую величину уровня расходов, связанные с реализацией мероприятия. Основным преимуществом этого показателя являются объективность (не зависит от мнения экспертов при определении ставки дисконтирования), независимость от размера инвестиций, наличие возможности сравнения проектов с различным уровнем риска. Однако данный показатель не позволяет определить абсолютные денежные средства от инвестирования, и при определенных условиях (неординарные денежные потоки, меняющиеся с «+» на «-» несколько раз в течение горизонта планирования) может иметь множественные оценки, что не позволит дать однозначное решение по мероприятию.

Срок окупаемости является оптимальным показателем для оценки краткосрочных инвестиционных проектов и проектов с большим уровнем риска, когда для предприятия

наибольшую важность представляет проект с наименьшим периодом окупаемости. Основными недостатками данного критерия являются невозможность учета влияния доходов в периоды после наступления срока окупаемости и присутствие недисконтированных оценок (при определении простого срока окупаемости).

Экономия энергоресурсов  $\Delta E$  является достаточно надежным критерием при отборе и ранжировании энергосберегающих мероприятий, поскольку он характеризует рациональное использование энергоресурсов. Также, пользуясь текущими значениями тарифов на различные виды энергоносителей, можно определить экономию энергоресурсов в стоимостном выражении, а при вычитании из полученного выражения текущих затрат и налоговых отчислений данный показатель преобразуется в доход от экономии энергии и при определенных условиях аналогичен чистому дисконтированному эффекту.[102]

Показатель индекса потерь из-за откладывания мер по энергосбережению отражает отношение снижения чистых дисконтированных доходов в последующем за текущим периоде из-за откладывания мер по энергосбережению на текущий момент времени к объему инвестиций в энергосбережение. Данный критерий рассчитывается по формуле (2.1):

$$J_{PE} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r)^{i+1}}}{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i}} \quad (2.1)$$

где  $PV_i$  - денежный поток, руб.;

$I_i$  - инвестиции, руб.;

$r$  - ставка дисконтирования.

Чем выше данный показатель (уровень потерь), тем приоритетнее мероприятие. [102]

Критерий индекса потерь чистых дисконтированных доходов достаточно эффективен и прозрачен для решения задач по отбору и ранжированию энергосберегающих мероприятий, однако, по мнению автора, полное отсутствие экспертного мнения при принятии управленческих решений на основе только данного индекса, носит отчасти и отрицательный эффект, поскольку экспертные заключения по тому или иному мероприятию могут отразить косвенные риски, которые выявить путем расчетов затруднительно.

Ученые Богуславский Л.Д. и Богуславский В.Л.[42] предлагают оценивать энергосберегающие мероприятия на основе методики определения экономической эффективности капиталовложений в условиях плановой экономики, откорректировав ее для использования в условиях рыночной экономики. Они предлагают заменить два показателя, полученными с помощью экспертных оценок – нормативный срок окупаемости капиталовложений и нормативный коэффициент приведения разновременных затрат к уровню

базового года, показателями срока службы энергосберегающего устройства ( $T_{сл}$ ) и банковским процентом по депозиту ( $E_d$ ). Таким образом, если капиталовложения осуществляются в разные сроки, а эксплуатационные затраты изменяются, то с учётом новых нормативов значение приведенных затрат, руб., определяют по формуле (2.2):

$$Z = \sum_{T=T_c}^{T_o} (1 + E_d)^T \cdot K_{Ti} + \sum_{T=0}^{T_{сл}} \frac{I_{Ti}}{(1 + E_d)^T} \rightarrow \min \quad (2.2)$$

где  $K_{Ti}$  - капиталовложения при  $i$ -ом варианте энергосберегающего мероприятия;

$I_{Ti}$  - себестоимость продукции (эксплуатационные затраты) в  $T$ -ом году;

$T_c$  - год начала строительно-монтажных работ;

$T_o$  - год окончания строительно-монтажных работ и начала эксплуатации энергосберегающего устройства;

При таком подходе наиболее предпочтительным является энергосберегающий проект с минимальными приведенными затратами. Данный подход имеет существенный недостаток – он не характеризует уровень роста прибыли предприятия от проведения того или иного энергосберегающего мероприятия. Богуславский Л.Д. и Богуславский В.Л. также предлагают оценивать энергосберегающие проекты по критерию изменения уровня рентабельности предприятия после реализации энергосберегающего проекта, т.е. мероприятие считается эффективным, если после его реализации рентабельность не будет меньшей по сравнению с рентабельностью, планируемой предприятием на ближайшие 2-3 года. Рентабельностью в данном случае является отношение годовой прибыли к себестоимости выпускаемой предприятием продукцией. Дополнительным условием эффективности проекта является превышение уровня доходности над размером банковской ставки по депозитному вкладу. Данная методика не обладает универсальностью, поскольку она не способна учесть оценку инвестиционных проектов, отдача от которых различна по периодам жизненного цикла проекта. Это говорит об ограничении использования данной методики, поэтому ее использование целесообразно на стадии предварительной оценки экономической эффективности проектов. [42]

Многие ученые обосновывают необходимость применения комплексного подхода к оценке эффективности мероприятий, учитывая ряд экономических, технологических, социальных и экологических показателей. Так, например, Кропотина О.Е. [38] обосновывает применение методики отбора энергосберегающих мероприятий, основываясь не только на экономической эффективности, но и на социальной. Под социальной эффективностью понимается эффект, отражающий процесс улучшения народного благосостояния, а именно

улучшение и облегчение условий труда, изменение его содержания, развитие творческих функций, способностей и потребностей людей, сохранение и улучшение окружающей среды и др.[104] Данный подход целесообразен в случае, когда экономический эффект от мероприятий незначителен, однако социальный фактор настолько велик, что реализация данных проектов позволит существенно улучшить качество жизни или снизить вредное воздействие на окружающую среду.

Еще одним комплексным подходом к оценке и ранжированию энергосберегающих мероприятий является методика Насырова О.М. [51], основанная на учете технико-экономических и социально-экологических факторов. При этом используется моделирование процессов управления энергосбережением на основе эффективности мероприятий и технологий и поиска определенных допустимых управляющих воздействий, при которых показатели эффективности проектов достигают своих максимальных значений с учетом влияния внешней среды и при заданных ограничениях. Состав такой модели представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Математическая модель управления энергосбережением в промышленных проектах (Насыров О.М) [51]

<b>Этапы жизненного цикла проекта</b>	<b>Процедуры, входящие в состав математической модели</b>
Этап инициации	Оценка текущего состояния исследуемого объекта по потреблению энергии и возможного потенциала повышения его энергетической эффективности
Этап разработки и планирования	Прогнозирование количественных оценок характеристик и параметров проекта, энергосберегающих мероприятий и энергоэффективных технологий. Осуществляется решение задачи выбора мероприятий и технологий с максимальными показателями эффективности на основе этих количественных оценок и с учетом заданных целевых показателей проекта по энергосбережению
Этап реализации	Сравнение достигнутых результатов и целевых показателей в ходе реализации энергосберегающего проекта. В случае невыполнения целевых показателей выбранная группа мероприятий и технологий корректируется и/или дополняется с учётом значений из показателей эффективности и внешних условий
Завершающий этап	Окончательный расчет показателя эффективности управления энергосберегающими проектами с учетом утилизации мероприятий и технологий

Таким образом, по мнению, Насырова О.М. результатом внедрения энергосберегающих мероприятий могут быть различные показатели эффективности:

- технико-экономические (энергоёмкость, энергоэффективность, энергоресурсосбережение);

- социальные (качество жизни, качество трудовой деятельности);
- экологические (выброс парниковых газов, окислов азота и серы, экологическая нагрузка).

Причем определение социально-экологического фактора может быть выполнено с помощью методики оценки качества жизни, разработанной С.А.Айвазяном.[1] Данный подход основывается на принципах всесторонней оценки, универсальности, учета специфики объекта исследования при помощи интегрального показателя качества жизни, который можно вычислить по формуле (2.3):

$$I_i = \sqrt{\frac{x_m \cdot x_i}{x_{il} \cdot x_{il}}} \quad (2.3)$$

где  $I_i$  - субиндекс  $i$ -го локального показателя;

$x_{il}$  - значение  $i$ -го в  $l$  субъекте;

$x_m$  - среднее значение  $i$ -го показателя в федеральном округе;

$x_i$  - среднее значение  $i$ -го показателя в РФ.

Результатом оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий является отранжированный список, который позволит определить первоочередные проекты, которые соответствуют различным экономическим, социальным и технологическим критериям нефтедобывающего предприятия. На основе этих данных целесообразно формировать комплексную программу энергосбережения, которая способна учесть возможные ограничения финансовых ресурсов предприятия, выделенных на энергосберегающие мероприятия. Это позволит перераспределить инвестиционные потоки таким образом, чтобы эффект от внедрения первоочередных мероприятий позволил более комфортно инвестировать средства в программу энергосбережения в последующие периоды.

## 2.2. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии

Проведенный анализ различных механизмов оценки энергетического хозяйства промышленных предприятий позволил сделать вывод о том, что наиболее простым, но в тоже время эффективным методом оценки текущего состояния энергоменеджмента, являются матрицы энергоменеджмента. Их использование позволяет достаточно оперативно определить текущие проблемы в структуре энергетического хозяйства, выявить сильные и слабые стороны. Также, учитывая, балльную специфику матриц, полученные результаты в виде интегральных оценок можно сопоставлять между различными дочерними обществами Компании (внутренний энергоаудит) или другими представителями отрасли (внешний энергоаудит).

Нефтедобывающая отрасль является одной из самых энергозатратных, поэтому необходимо учитывать как можно большее количество факторов, влияющих на энергоэффективность, поскольку один и тот же фактор в какой-либо иной отрасли может иметь незначительное влияние, тогда как в нефтедобыче данный фактор может нести существенные проблемы.

В связи с этим автором была усовершенствована методика оценки текущего состояния энергоменеджмента, которая учитывает производственные и организационные показатели по направлениям:

- «Разработка месторождений»;
- «Техника и технология добычи»;
- «Энергозатраты на добычу»;
- «Организационные индикаторы».

Для реализации методических решений использовался инструмент сопоставительной оценки (для направления «Энергозатраты на добычу») и разработанная матрица, которая объединяет такие направления как «Разработка месторождений», «Техника и технология добычи» и «Организационные индикаторы».

Одним из отличий предлагаемой методики от существующих является комплексный анализ, адаптированный для условий нефтедобычи, который учитывает как объективные производственные показатели (т.е. есть результат деятельности предприятия), так и организационные, которые отражают уровень процесса управления, влияющего на результат деятельности.

Общая структура методики для проведения регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента включает в себя:

1. Заполнение разработанной матрицы, объединяющей производственные и организационные показатели и вычисление средних оценок по направлениям.
2. Определение оценок по направлению «Энергозатраты на добычу».
3. Построение организационного профиля энергоменеджмента (с учетом всех направлений).
4. Расчет интегрального показателя, учитывающего как производственные, так и организационные показатели, позволяющий определить уровень текущего состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия.

Направления «Разработка месторождений» и «Техника и технология добычи» представляют собой набор статистических и технологических показателей, адаптированных для задачи выявления факторов, влияющих на энергоэффективность при добыче нефти.

К показателям направления «Разработка месторождений» относятся:

- *динамика дебитов добывающих скважин* (отражает статистику по темпам падения, в том числе эффективность действующей системы ППД);
- *статистика по обводненному фонду добывающих скважин* (дает представление о текущем состоянии фонда скважин, потенциальном количестве скважин-кандидатов для проведения ГТМ (РИР и др.), количество скважин с потенциально нерентабельной добычей нефти);
- *динамика обводненности добываемой продукции* (дает представление о темпах роста обводненности, корректности реализации действующей системы ППД);
- *управление нерентабельным фондом скважин* (повышение энергоэффективности за счет оптимизации работы нагнетательных и добывающих скважин, отключение нерентабельного фонда скважин и т.д.);
- *проведение анализа эффективности ППД* (обязательное условие для качественного мониторинга показателей разработки и энергозатрат, важный административный инструмент, позволяющий выявить проблемные места и оптимизировать систему ППД);
- *анализ и расчет целевых значений  $R_{заб}$*  (один из индикаторов эффективности системы ППД, при корректном расчете целевого  $R_{заб}$  обеспечивается максимальная эффективность эксплуатации скважины);
- *проведение исследований (ГДИС, проведение исследований заколонных перетоков и др.), проведение РИР* (исследования – основной инструмент получения достоверной информации о работе скважины, по результатам исследований формируют дальнейшие мероприятия по скважинам. При подозрении на заколонный переток проводят исследования по определению интервалов притока воды, по результатам проведение РИР);

- *эффективность (прирост и длительность эффекта) проведения ГТМ на месторождении* (отражает общую статистику проведения ГТМ и потенциал возможного прироста к текущей добыче нефти).

Показатели направления «Техника и технология добычи нефти» включают:

- *корректность выбора способа эксплуатации скважин и ПО;*
- *величина КПД для скважин с ЭЦН* (в качестве оценочного критерия используется показатель отклонения рабочей точки (текущий фактический дебит скважины). Отклонение в пределах 15% говорит о работе насоса в диапазоне максимальных значений КПД).

Направление «Организационные индикаторы» включает 11 показателей, которые охватывают достаточно широкий спектр изучения энергоменеджмента предприятия:

- энергетическая стратегия предприятия;
- планирование и контроль в области повышения энергоэффективности;
- организационно-управленческий механизм;
- информационная деятельность менеджера по энергетике;
- технологическая экспертиза;
- мониторинг состояния энергопотребления на предприятии;
- инвестиционная политика в области энергоменеджмента;
- профессиональное развитие, обучение персонала;
- системы мотивации;
- мониторинг лучших зарубежных и отечественных практик повышения энергоэффективности;
- пропаганда снижения энергоемкости производств среди сотрудников.

Каждый показатель в разработанной матрице характеризуется уровнем от 0 до 4. Заполнение данной матрицы проводится специалистами, которые занимаются непосредственно мониторингом разработки нефтяных месторождений, специалистами технологического отдела и специалистами энергетической службы предприятия.

Затем для каждого направления ( $O_{сред}^{ГуР}$  и  $O_{сред}^{ТТДН}$ ) отдельно определяется среднее арифметическое значение по полученным оценкам (2.4):

$$O_{сред} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n O_i \quad (2.4)$$

где  $n$  - количество экспертов, проводивших анализ,  $O_i$  - оценка по соответствующему уровню в направлении.

Разработанная матрица производственных и организационных показателей энергоменеджмента представлена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Разработанная матрица производственных и организационных показателей энергоменеджмента

Направление	Показатель	Уровень	Описание
Разработка месторождений	Динамика дебитов добывающих скважин (темпы падения)	4	Средний дебит нефти увеличивается пропорционально среднему дебиту жидкости. Система ППД эффективна
		3	Увеличение среднего дебита жидкости, стабилизация среднего дебита нефти. Система ППД эффективна
		2	Рост среднего дебита жидкости (средний дебит нефти падает). Система ППД эффективна
		1	Стабилизация среднего дебита жидкости (средний дебит нефти падает). Система ППД малоэффективна
		0	Средний дебит по жидкости и по нефти падает. Система ППД неэффективна
	Статистика по обводненному фонду добывающих скважин	4	Максимальная обводненность по добывающим скважинам не превышает 20%
		3	Максимальная обводненность по добывающим скважинам не превышает 20-50%
		2	Максимальная обводненность по добывающим скважинам не превышает 50-70%
		1	Максимальная обводненность по добывающим скважинам не превышает 70-90%
		0	Более 50% добывающих скважин имеют обводненность выше 90%
	Динамика обводненности добываемой продукции	4	Рост обводненности продукции составляет не более 1% относительно предыдущего года
		3	Рост обводненности продукции составляет 1-2% относительно предыдущего года
		2	Рост обводненности продукции составляет 2-5% относительно предыдущего года
		1	Рост обводненности продукции составляет 5-10% относительно предыдущего года
		0	Существенный рост обводненности продукции за последний год (более, чем на 10% относительно предыдущего года)
	Проведение анализа эффективности ППД	4	Проведение комплексного анализа эффективности ППД (расчет доп. добычи нефти, анализ Рпл, обводненности, рекомендации и др.) не реже 1 раза в месяц
		3	Проведение комплексного анализа эффективности ППД (расчет доп. добычи нефти, анализ Рпл, обводненности, рекомендации и др.) не реже 1 раза в квартал
		2	Проведение комплексного анализа эффективности ППД (расчет доп. добычи нефти, анализ Рпл, обводненности, рекомендации и др.) не реже 1 раза в 6 мес.
		1	Анализ эффективности ППД проводится 1 раз в год
		0	Не проводится

Продолжение Таблицы 2.9

Направление	Показатель	Уровень	Описание
Разработка месторождений	Управление нерентабельным фондом скважин	4	Регулярный анализ (не реже 1 раза в квартал) добывающего и нагнетательного фонда скважин, основанный на комплексном подходе (аналитические расчеты и ГДМ, анализ исследований и др.), по результатам которого проводятся мероприятия по управлению нерентабельным фондом
		3	Анализ (не реже 1 раза в год) добывающего и нагнетательного фонда скважин, основанный на комплексном подходе (аналитические расчеты и ГДМ, анализ исследований и др.), по результатам которого проводятся мероприятия по управлению нерентабельным фондом
		2	Проводится комплексный анализ (анализ исследований, расчеты на ГДМ и др.), однако он носит несистемный характер (по запросу руководства, начальников цеха и др.)
		1	Проводится поверхностный анализ, носит несистемный характер. Результаты анализа чаще всего не реализовываются
		0	Не проводится
	Анализ и расчет целевых значений Рзаб	4	Анализ динамики Рзаб и расчет целевого Рзаб проводится не реже 1 раза в квартал. Расчеты целевых значений проводятся по утвержденной методике, имеют четкое обоснование и подтверждение статистическими данными
		3	Анализ динамики Рзаб и расчет целевого Рзаб проводится не реже 1 раза в квартал. Расчеты целевых значений проводятся на основе общих методических рекомендаций, обоснование для конкретных условий не имеют
		2	Анализ динамики Рзаб и расчет целевого Рзаб проводятся нерегулярно, но не реже 1 раза в год. Расчеты целевых значений проводятся на основе общих методических рекомендаций, обоснование для конкретных условий не имеют
		1	Анализ динамики Рзаб по скважинам проводится избирательно. Целевые значения Рзаб устанавливаются экспертно, на основе статистических данных нормальной эксплуатации скважин
		0	Не проводится
	Проведение исследований (ГДИС, проведение исследований заколонных перетоков и др.), проведение РИР	4	Исследования проводят в соответствии с утвержденной программой. При подозрении на ЗКЦ проводят исследования, по результатам которых проводят РИР
		3	Исследования проводят в соответствии с утвержденной программой. РИР и др. мероприятия проводят избирательно (не на всех скважинах, в которых выявлены ЗКЦ)
		2	Программа исследований есть, однако ее не придерживаются (могут различаться исследуемые скважины, их количество). Избирательный подход к проведению РИР в скважинах с ЗКЦ
		1	Программа исследований отсутствует, ГДИС и др. мероприятия проводят избирательно
		0	Не проводится

Продолжение Таблицы 2.9

Направление	Показатель	Уровень	Описание
<b>Разработка месторождений</b>	Эффективность (прирост и длит. эффекта) проведения ГТМ на месторождении	<b>4</b>	Эффективность ГТМ высокая (хорошая подтверждаемость плановых показателей по ГТМ)
		<b>3</b>	Эффективность ГТМ средняя (не менее 50% всех операций успешные)
		<b>2</b>	Эффективность ГТМ низкая (плохая подтверждаемость плановых показателей, успешность ГТМ менее 20%)
		<b>1</b>	Проведение ГТМ невозможно, нецелесообразно (неэффективны, тех. ограничения и т.д.)
		<b>0</b>	-
<b>Техника и технология добычи</b>	Корректность выбора способа эксплуатации скважин и ПО	<b>4</b>	Способ эксплуатации всех скважин оптимален, ПО работает корректно
		<b>3</b>	Способ эксплуатации большинства скважин (более 90%) оптимален, ПО работает корректно
		<b>2</b>	Способ эксплуатации не менее 50% скважин оптимален, редкие перебои в работе ПО
		<b>1</b>	Способ эксплуатации большинства скважин неоптимален, частые перебои в работе ПО
		<b>0</b>	-
	Величина КПД (для скважин с ЭЦН)	<b>4</b>	Большинство скважин (более 90%) с ЭЦН работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		<b>3</b>	Не менее 50% скважин работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		<b>2</b>	Не менее 20% скважин работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		<b>1</b>	Низкий КПД по большинству скважин, требуется смена оборудования
		<b>0</b>	-
<b>Организационные индикаторы</b>	Энергетическая стратегия предприятия	<b>4</b>	Существует постоянно действующая программа по повышению энергоэффективности, являющаяся неотъемлемой частью стратегического развития предприятия
		<b>3</b>	Существует формальный план энергетической стратегии предприятия, который не является приоритетным направлением развития
		<b>2</b>	Есть внутренняя программа энергоменеджера, официально не принятая в компании
		<b>1</b>	Есть отдельные направления и рекомендации, не оформленные в официальную программу
		<b>0</b>	Отсутствие энергетической политики

Продолжение Таблицы 2.9

Направление	Показатель	Уровень	Описание
<b>Организа- ционные индикаторы</b>	Планирование и контроль в области повышения энергоэффективности	4	План развития энергоменеджмента и его контроль осуществляются регулярно каждые 1-3 года, являются важной стратегической частью бизнес-плана
		3	Скорректированный или новый план развития публикуется раз в 5 лет, контроль за осуществлением энергетической программы проводится каждые 3-5 лет
		2	Планирование мероприятий по энергосбережению проводятся на основе экспресс-оценки каждые 3-5 лет, контроль осуществляется нерегулярно
		1	Планирование и контроль осуществляются нерегулярно, носят произвольный характер
		0	Не осуществляется
	Организационно-управленческий механизм	4	Энергоменеджмент имеет четкую организационную структуру с разграничением обязанностей и ответственностью за результат
		3	Есть должность менеджера по энергетике, ответственного за энергопотребление
		2	Есть сотрудник, совмещающий должность энергоменеджера с другими должностями
		1	Обязанности энергоменеджера исполняются нерегулярно разными людьми
		0	Отсутствие организационной структуры энергоменеджмента
	Инвестиционная политика в области энергоменеджмента	4	Инвестирование в мероприятия, которые приносят экологический эффект. Инвестирование в стратегические долгосрочные проекты по повышению энергоэффективности, а также в модернизацию производства
		3	Наличие инвестиционной программы по повышению энергоэффективности. Мероприятия, как правило, с большим или средним сроком окупаемости (3-5 лет), но максимальным экономическим и технологическим эффектом
		2	Инвестирование в мероприятия со средним или малым сроком окупаемости (1-3 года).
		1	Инвестирование в низкостоимостные проекты, которые имеют относительно небольшой эффект при малом сроке окупаемости
		0	Инвестиции, направленные на повышение энергоэффективности отсутствуют
	Информационная деятельность менеджера по энергетике	4	Организованы формальные и неформальные информационные каналы общения
		3	Отчетность проводится перед руководством и главными потребителями
		2	Связь с потребителями производится только через административный аппарат предприятия
		1	Наличие формальной отчетности
		0	Отсутствие отчетности и контактов касательно энергопотребления

Продолжение Таблицы 2.9

Направление	Показатель	Уровень	Описание
Организа- ционные индикаторы	Технологическая экспертиза	4	Регулярные проверки (более 1 раза в год), по результатам которых комиссия определяет ряд проблем и формирует мероприятия их устранению (в т.ч. модернизация)
		3	Проведение технологической экспертизы не реже 1 раза в год
		2	Экспертиза проводится редко
		1	Проведение формальной проверки только в рамках общего аудита предприятия
		0	Не проводится
	Мониторинг состояния энергопотребления на предприятии	4	Производится полный контроль учета энергозатрат, обнаружение сбоев и нарушений в системе энергопотребления, рассчитываются показатели энергоэффективности
		3	Ведется мониторинг показателей энергопотребления всех объектов предприятия без учета индикаторов энергоэффективности
		2	Производится учет потребляемых энергоресурсов по показаниям счетчиков, приборам учета
		1	Энергозатраты оцениваются поверхностно, на основе платежных документов
		0	Отсутствие системы учета энергопотребления
	Мониторинг лучших зарубежных и отечественных практик повышения энергоэффективности	4	Организован системный подход к поиску и изучению зарубежных и отечественных практик повышения энергоэффективности, участие в конференциях и форумах международного уровня, обмен опытом
		3	Нерегулярные попытки поиска
		2	Нерегулярные попытки поиска и изучения зарубежных и отечественных разработок, обзор литературы
		1	Мониторинг только собственных разработок в области повышения энергоэффективности
		0	Не проводится
	Профессиональное развитие, обучение персонал	4	Организован постоянный системный подход к обучению персонала всех категорий, который учитывает ключевые потребности предприятия в области энергоменеджмента
		3	Специальные курсы обучения для сотрудников службы энергетики, проведение установочных совещаний по энергоэффективности
		2	Короткие курсы повышения квалификации для сотрудников всех категорий
		1	Нерегулярные тематические совещания руководства компании
		0	Не проводится

Продолжение Таблицы 2.9

Направление	Показатель	Уровень	Описание
<b>Организа- ционные индикаторы</b>	<b>Системы мотивации</b>	<b>4</b>	На предприятии реализована официально принятая система мотивации персонала в области повышения энергоэффективности, наличие материальных (премирование), социальных и иных видов поощрений
		<b>3</b>	На предприятии действует официальная система премирования персонала за достижения в области повышения энергоэффективности. Однако мотивирующие факторы могут использоваться нерегулярно
		<b>2</b>	Премирование персонала с фиксированной оплатой. Точечное определение размеров бонуса пропорционально фактической экономии
		<b>1</b>	Наличие неформальной связи с персоналом, при которой возможны нематериальные поощрения деятельности по повышению энергоэффективности
		<b>0</b>	Отсутствуют
	<b>Пропаганда снижения энергоемкости производств</b>	<b>4</b>	Реализована прозрачная система пропагандирования энергоэффективной практики на основе реальных результатов. Внутренняя и внешняя политика предприятия в области продвижения энергоэффективности
		<b>3</b>	На предприятии действует официальная программа по популяризации энергоэффективной практики, как среди руководства, так и среди штатных сотрудников
		<b>2</b>	Периодические собрания и совещания руководителей с подчиненными по теме повышения энергоэффективности
		<b>1</b>	Неформальные контакты менеджера по энергетике со своими подчиненными
		<b>0</b>	Не проводится

К направлению «Энергозатраты на добычу» относятся: суммарное потребление энергии; потребление энергии при механизированной добыче нефти; потребление энергии для обеспечения мер по поддержанию пластового давления; потребление энергии при подготовке, транспортировке нефти и воды; потребление энергии при сборе и подготовке газа; потребление энергии на прочие производственные нужды.

Стоит отметить, что по каждому критерию заполняются фактические показатели, как в абсолютных величинах, так и в относительных – относительное изменение по сравнению с прошлым годом (%), удельные показатели (кВт\*ч/т).

Для секции «Энергозатраты на добычу» для получения соответствующих оценок (от 0 до 4) необходимо проводить сравнение изменения удельных (на тонну добываемой жидкости) показателей по дочерним добывающим обществам компании (ДО). Ширину интервала полученных значений рекомендуется рассчитывать по формуле (2.5):

$$h = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{5} \quad (2.5)$$

где  $X_{\min}$ ,  $X_{\max}$  – минимальный и максимальный процент изменения потребления энергии по сравниваемым объектам относительно предыдущего периода (года).

Рассчитав ширину интервала по всем изменяющимся удельным показателям энергозатрат и определив соответствующую оценку, вычисляем среднее арифметическое по всем полученным оценкам в секции по формуле (2.6):

$$O_{\text{сред}}^{\text{ЭЗ}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n O_i \quad (2.6)$$

где  $n$  - количество рассматриваемых показателей изменения удельных энергозатрат;  $O_i$  - соответствующая оценка по показателям изменения удельных энергозатрат.

Ситуация определения оценок по секции «Энергозатраты на добычу нефти» смоделирована в таблицах 2.10 – 2.12. Исследуемый объект – дочернее общество №3 (ДО 3).

Как видно из таблицы 2.12, использование общих удельных показателей в качестве индикатора для определения соответствующей оценки не всегда оптимально, так как такой подход дает обобщённую оценку, искажая реальные изменения энергозатрат. В свою очередь, определение среднего арифметического значения по составным направлениям изменения удельных энергозатрат дает наиболее точную оценку. В данном примере она равна 2.6 балла.

Необходимо также отметить, что для получения оценок в секции «Энергозатраты на добычу» требуется заполнить данные не менее чем по пяти сравниваемым объектам (ДО).

Таблица 2.10 – Показатели энергозатрат по исследуемому предприятию и дочерним добывающим обществам (ДО) Компании

Предприятие		Ед.изм.	ДО 1		ДО 2		ДО 3 (исслед.)		ДО 4		ДО 5	
			1-й год	2-й год	1-й год	2-й год	1-й год	2-й год	1-й год	2-й год	1-й год	2-й год
1	Добыча жидкости	тыс.т	5760	6020	3230	3800	2300	2370	5320	5430	6870	7380
	Общее потребление энергии	тыс.кВт*ч	136897	145535	66080	74374	63238	61761	102358	104503	217963	246213
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	23.77	24.18	20.46	19.57	27.49	26.06	19.24	19.25	31.73	33.36
	Относительное изменение	%	1.7		-4.3		-5.2		0.0		5.2	
2	Механизированная добыча нефти	тыс.кВт*ч	86245	92253	40478	46483	42369	40884	69423	71172	135167	150502
	Объем добычи жидкости мех.способом	тыс.т	5710	5870	3230	3800	2300	2370	5220	5370	6710	7200
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	15.10	15.72	12.53	12.23	18.42	17.25	13.30	13.25	20.14	20.90
	Относительное изменение	%	4.1		-2.4		-6.4		-0.3		3.8	
3	Поддержание пластового давления	тыс.кВт*ч	40183	42205	20030	22196	16050	16183	23542	24036	67569	78788
	Объем воды	тыс.м3	5810	6052	3330	3890	2500	2575	5420	5530	6900	7400
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/м3	6.92	6.97	6.02	5.71	6.42	6.28	4.34	4.35	9.79	10.65
	Относительное изменение	%	0.8		-5.1		-2.1		0.1		8.7	
4	Подготовка и транспорт нефти, воды	тыс.кВт*ч	6845	7277	3503	3719	3162	3088	6205	6290	10898	12311
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	1.19	1.21	1.08	0.98	1.37	1.30	1.17	1.16	1.59	1.67
	Относительное изменение	%	1.7		-9.8		-5.2		-0.7		5.2	
5	Сбор и транспорт газа	тыс.кВт*ч	274	291	193	149	139	124	358	383	436	492
	Объём использованного газа	млн.м3	77.8	81.3	43.6	51.3	31.1	32.0	71.8	73.3	92.7	99.6
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/м3	3.52	3.58	4.43	2.90	4.47	3.86	4.98	5.22	4.70	4.94
	Относительное изменение	%	1.7		-34.5		-13.7		4.8		5.2	
6	Прочее производственное потребление	тыс.кВт*ч	3350	3509	1876	1828	1518	1482	2830	2622	3893	4120
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/т	0.58	0.58	0.58	0.48	0.66	0.63	0.53	0.48	0.57	0.56
	Относительное изменение	%	0.2		-17.2		-5.2		-9.2		-1.5	

Таблица 2.11 – Расчет интервала для определения оценок по направлениям

Направление	Максимальное значение, %	Минимальное значение, %	Шаг
Общее потребление энергии	5.2	-5.2	2.1
Механизованная добыча нефти	4.1	-6.4	2.1
Поддержание пластового давления	8.7	-5.1	2.8
Подготовка и транспорт нефти, воды	5.2	-9.8	3.0
Сбор и транспорт газа	5.2	-34.5	7.9
Прочее производственное потребление	0.2	-17.2	3.5

Таблица 2.12 – Определение оценок по каждому из направлений и расчет среднего арифметического

Направление	Значение	Диапазоны значений по баллам					Оценка объекта
		0	1	2	3	4	
<b>Общее потребление энергии</b>	<b>-5.2</b>	<b>5.2...3.1</b>	<b>3.1...1.0</b>	<b>1.0...-1.1</b>	<b>-1.1...-3.2</b>	<b>-3.2...-5.2</b>	<b>4.00</b>
Механизованная добыча нефти	-6.4	4.1...2.0	2.0...-0.1	-0.1...-2.2	-2.2...-4.3	-4.3...-6.4	4
Поддержание пластового давления	-2.1	8.7...5.9	5.9...3.1	3.1...0.3	0.3...-2.5	-2.5...-5.1	3
Подготовка и транспорт нефти, воды	-5.2	5.2...2.2	2.2...-0.8	-0.8...-3.8	-3.8...-6.8	-6.8...-9.8	3
Сбор и транспорт газа	-13.7	5.2...-2.7	-2.7...-10.6	-10.6...-18.5	-18.5...-26.4	-26.4...-34.5	2
Прочее производственное потребление	-5.2	0.2...-3.3	-3.3...-6.8	-6.8...-10.3	-10.3...-13.8	-13.8...-17.4	1

Средняя оценка: **2.60**

Следующим шагом является построение профиля энергоменеджмента предприятия по полученным оценкам производственных (в т.ч. энергозатраты на добычу) и организационных показателей. Профиль представляет собой линию (профиль) или лепестковую диаграмму, на которой отражены соответствующие оценки от 0 до 4. Построенный профиль (диаграмма) позволит наглядно представить проблемные стороны в энергоменеджменте предприятия, а также, в случае необходимости, сопоставить результаты с другими предприятиями. Пример профиля (диаграммы) энергоменеджмента представлен на рисунке 2.5.

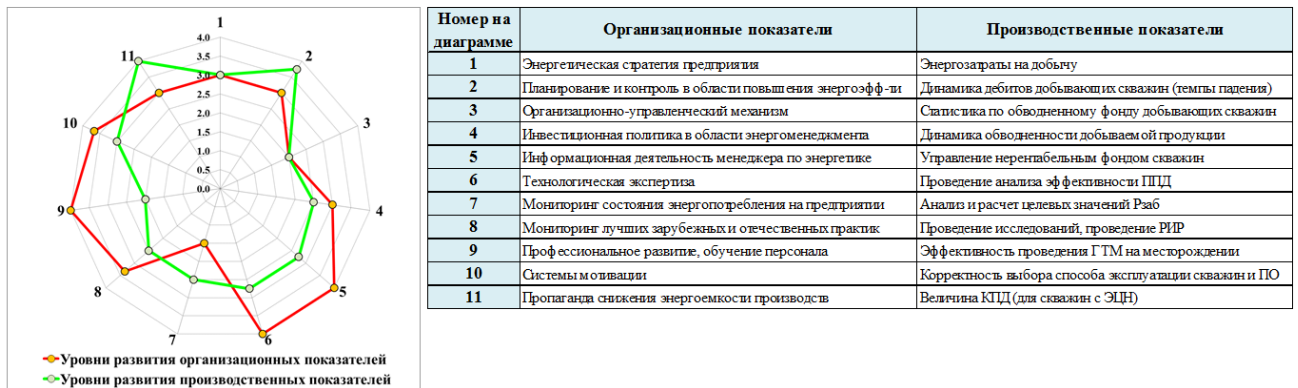


Рисунок 2.5 – Пример диаграммы энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия

После построения профиля (диаграммы) проводится расчет интегрального показателя состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия. Данный показатель представляет собой сумму средних арифметических оценок по каждому из направлений, в том числе и организационных показателей и определяется по формуле (2.7):

$$IEM = O_{сред}^{GuP} + O_{сред}^{ТГДН} + O_{сред}^{ЭЗ} + O_{сред}^{ЭМ} \quad (2.7)$$

где  $O_{сред}^{GuP}$  - среднеарифметическая оценка по направлению «Разработка месторождений»;

$O_{сред}^{ТГДН}$  - среднеарифметическая оценка по направлению «Техника и технология добычи»;

$O_{сред}^{ЭЗ}$  - среднеарифметическая оценка по направлению «Энергозатраты на добычу»;

$O_{сред}^{ЭМ}$  - среднеарифметическая оценка по организационным показателям.

Диапазон значений данного индикатора изменяется в пределах от 0 до 16. Максимальное значений данного показателя возможно, при условии, что все составляющие энергоменеджмента равны 4, т.е.:

$$IEM = 4 + 4 + 4 + 4 = 16$$

Интегральный показатель состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия позволяет отнести предприятие к определенной категории, характеризующей текущий уровень энергоменеджмента. С учетом количества интервалов оценок от 0 до 4, которые были использованы для анализа состояния энергоменеджмента по всем блокам и

секциям, рекомендуется использовать 5 категорий. Ширина интервала рассчитывается по формуле 2.5 и принимается, равной 3.2.

В таблице 2.13 представлены полученные категории для российских нефтедобывающих компаний.

Таблица 2.13 – Категории состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии

<b>Интервал</b>	<b>Состояние энергоменеджмента</b>	<b>Описание состояния</b>	<b>Рекомендации</b>
12.8 - 16.0	Отличное	Энергоменеджмент предприятия на высоком уровне. Руководство предприятия уделяет достаточное внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности	Поддерживать текущий высокий уровень энергоменеджмента. Отслеживать передовой опыт российских и зарубежных компаний.
9.6 - 12.8	Хорошее	Уровень энергоменеджмента достаточно высокий, однако есть направления, требующие улучшений	Необходимо улучшить показатели отстающих направлений энергоменеджмента. Стремление к сбалансированному виду организационного профиля Внедрение требований стандарта ISO 50001:2001
6.4 - 9.6	Удовлетворительное	Предприятие осознает важность применения эффективного энергоменеджмента, однако по ряду причин потенциал энергосбережения реализуется не в полной мере.	Выявить факторы, ограничивающие развитие энергоменеджмента на предприятии и адаптировать его структуру под текущие нужды предприятия, уделить большее внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности
3.2 - 6.4	Плохое	Энергоменеджмент присутствует, однако его структура представляет не все ключевые аспекты. Возможности энергосбережения используются слабо	Усовершенствовать структуру энергоменеджмента, повысить заинтересованность вопросами энергосбережения и повышения энергоэффективности среди сотрудников и руководства предприятия
0.0 - 3.2	Очень плохое	Энергоменеджмент отсутствует или на стадии формирования.	Рекомендуется создание действенных механизмов управления энергосберегающей деятельности (в т.ч. создание энергетической службы, обучение персонала, привлечение инвестиций в энергосбережение)

Усовершенствованная методика проведения внутреннего энергоаудита на основе комплексного учета и анализа производственных и организационных показателей энергоменеджмента позволяет оперативно, эффективно и без привлечения значительных трудозатрат построить организационный профиль энергоменеджмента исследуемого

предприятия, который дает достаточно наглядное представление о текущих проблемах предприятия.

Оптимальный график профиля должен стремиться к сбалансированному состоянию, при котором все параметры имеют примерно одинаковые уровни. Если фактический профиль имеет отличия от оптимального, то предприятию необходимо сформировать комплекс предложений, позволяющих достичь оптимальных уровней. [115]

Величина рассчитанного интегрального показателя состояния энергоменеджмента позволяет отнести исследуемое предприятие к определенной категории, характеризующей уровень развития энергоменеджмента. Далее на основе проведенного внутреннего энергоаудита составляется комплекс рекомендаций, направленных на улучшение тех или иных показателей.

Последовательность проведения регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии представлена на рисунке 2.6.

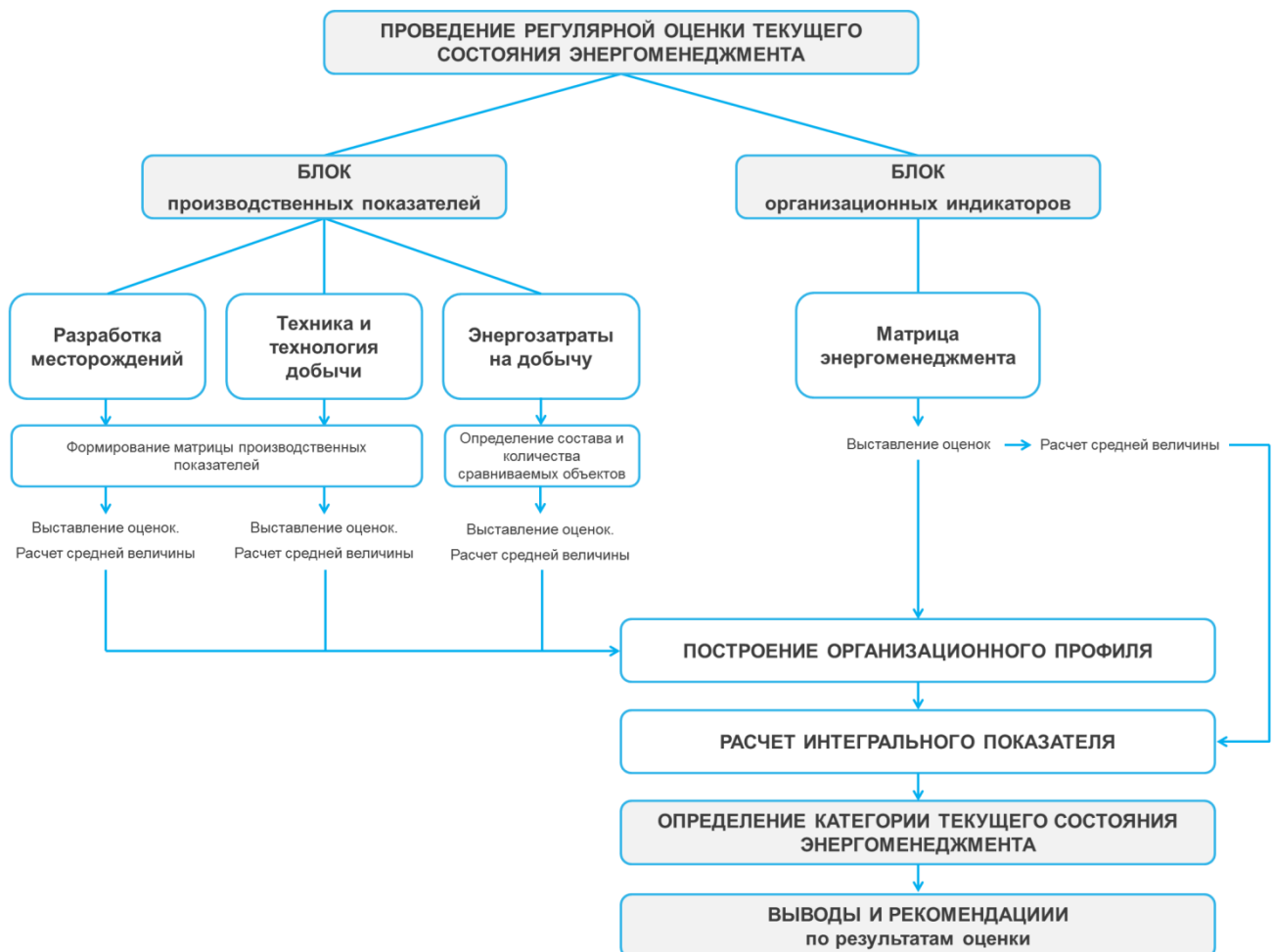


Рисунок 2.6 – Последовательность проведения регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии

Источник: Составлено автором

Использование нефтедобывающими предприятиями разработанной методики регулярной оценки внутреннего энергоаудита позволяет распределить все дочерние добывающие общества компании по категориям развития энергоменеджмента и в случае серьезного отставания какого-либо из ДО выявить негативные факторы и применить лучшие практики, использованные в ДО с хорошими оценками.

В масштабах всей нефтедобывающей отрасли применение данной методики нефтяными компаниями позволит определить текущее состояние энергоменеджмента целого промышленного сектора, что позволит внести соответствующие изменения или дополнения в программу его развития.

Учитывая тот факт, что обязательное проведение энергетического обследования проводится раз в пять лет, что в текущих условиях ускоренного темпа развития научно-технического прогресса в области технологии и техники в энергетике, не всегда обеспечивает своевременное и оптимальное принятие решений, касающихся энергосбережения и повышения энергоэффективности производства [104], проведение разработанного внутреннего энергоаудита рекомендуется проводить не реже 1 раза в год. Это обеспечит приемлемую адаптивность предприятия к текущим условиям и позволит своевременно внедрять новейшие технологии и организационно-управленческие механизмы.

### 2.3. Оценка экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений за счет энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности

Как было описано в 1 главе, большое количество месторождений в России переходит на завершающие стадии разработки, которые характеризуются ростом обводненности продукции, увеличением затрат на подъем жидкости и закачку воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления. В этих условиях для обеспечения своей безубыточной деятельности компании вынуждены проводить геолого-технические мероприятия, оптимизировать работу скважин, повышать энергоэффективность производственных объектов, снижать энергопотребление.

Для проведения комплексного анализа автором были проанализированы основные производственные объекты, характерные для нефтедобывающего предприятия, на предмет возможного возникновения энергопотерь. Их можно разделить на две большие группы (рисунок 2.7).

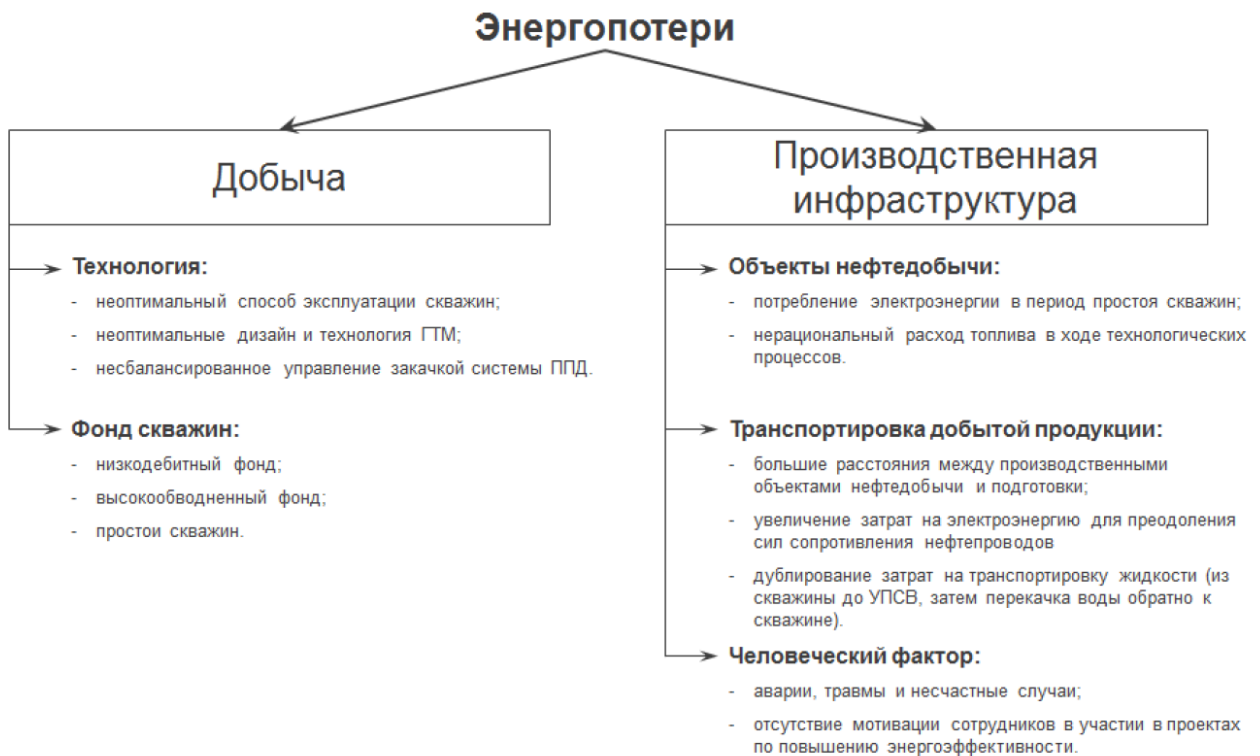


Рисунок 2.7 – Объекты и причины возникновения энергопотерь в нефтедобыче

Источник: Составлено автором

Первая группа – это энергопотери, связанные непосредственно с добычей нефти. К ним можно отнести сверхнормативные потери энергии, вызванные простоями в работе скважин, эксплуатацией низкодебитных и высокодебитных скважин, использованием неоптимальных

технологий извлечения нефти, применением несбалансированных методов управления закачкой жидкости.

Ко второй группе относятся энергопотери, связанные с производственной инфраструктурой. В ее состав можно включить затраты на транспортировку и подготовку добываемой продукции, затраты на нерациональное потребление энергии на производственных объектах, затраты, связанные с «человеческим» фактором.

Выявление объектов с энергопотерями предлагается проводить на основе комплексного подхода с учетом текущих уровней экономических и производственных показателей. Данный процесс можно представить в виде упрощенной блок-схемы, представленной на рисунке 2.8.

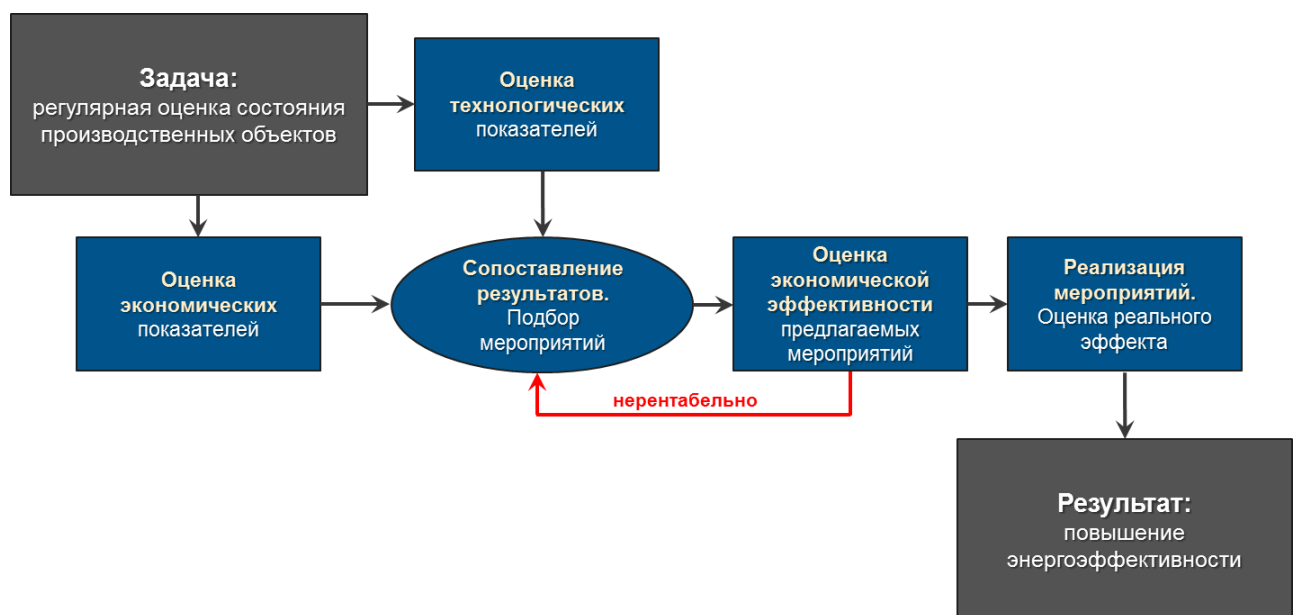


Рисунок 2.8 – Блок-схема процесса выявления и устранения энергопотерь в нефтедобыче

Источник: Составлено автором

Все элементы данной блок-схемы направлены на реализацию задачи по повышению энергоэффективности, начиная от анализа эффективности эксплуатации объектов нефтедобычи, подбором мероприятий по оптимизации работы и, заканчивая реализацией этих мероприятий и оценкой реального эффекта, который может выражаться как количественный эффект (снижение затрат за счет оптимизации работы), так и в виде удельных показателей энергоэффективности, например, снижения энергоемкости (количество энергии, которое необходимо для получения единицы товарной продукции). [20]

Для выявления энергопотерь на основе комплексного подхода и получения аналитических зависимостей автором выбраны месторождения на поздней стадии разработки, расположенные на территории Томской, Тюменской, а также ХМАО.

Выбранные месторождения имеют сопоставимые исходные данные:

- поровый тип коллектора;
- разработка системой наклонно-направленных скважин;
- поздние стадии разработки;
- сформированная система поддержания пластового давления (ППД);
- высокая текущая обводненность скважин и низкая выработка запасов нефти.

Для каждого выбранного месторождения были проанализированы следующие объекты возникновения энергопотерь на производстве:

- фонд добывающих скважин (анализ технического состояния, геологических условий и рентабельность);
- система ППД (анализ уровней закачки, затрат на подготовку, транспортировку воды для закачки в нагнетательные скважины, оценка показателей разработки по элементам заводнения);
- энергопотребление основных объектов нефтедобычи (анализ затрат на электроэнергию, анализ возможности модернизации оборудования).

При разработке месторождений со сформированной системой ППД одним из основных энергозатратных объектов является фонд добывающих и нагнетательных скважин. При этом большое внимание уделяется выявлению нагнетательных скважин с, так называемой, нецелевой закачкой, то есть ситуации, при которой закачиваемая в пласт вода уходит не в целевые интервалы, а эффективность от мероприятия по поддержанию пластового давления резко снижается, и добывающих скважин с нецелевым отбором, при котором происходит переток воды с нецелевого пласта, что является следствием высокой обводненности продукции таких скважин. Все это кратно увеличивает затраты на подъем жидкости и подготовку нефти и воды (для закачки обратно в пласт), а также обеспечение большей приемистости.

Месторождения со сформированной системой ППД, как правило, делят на ячейки заводнения (элементы заводнения) для ускорения процесса выбора «проблемных» участков и скважин. Этот процесс схематично представлен на рисунке 2.9. По каждому из элементов проводится оценка выработки запасов, оценка компенсации отборов закачкой, анализ работы добывающих и нагнетательных скважин. Первоочередными для анализа являются элементы с резко выраженными «скачками» значений текущей компенсации (кратно выше либо ниже проектных значений). В них проводится детальный анализ причин отклонений от проектных значений, оценка работы добывающих (скачки дебитов и обводненности, забойного давления) и нагнетательных скважин (снижение приемистости, изменение устьевого давления), техническое состояние и корректность технологического режима работы.

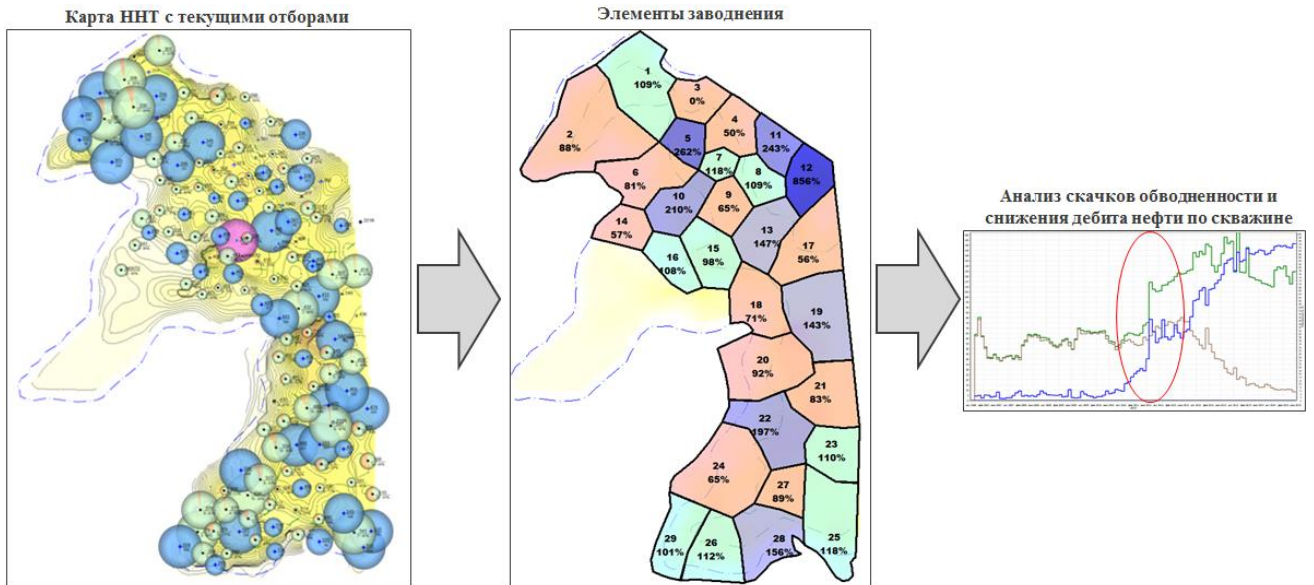


Рисунок 2.9 – Структура анализа элементов заводнения на месторождении с поздней стадией разработки

Источник: Составлено автором [20]

Для всех добывающих скважин на месторождении автором рекомендуется выполнять оценку экономической эффективности их работы, а именно уровень рентабельности с учетом технологических и технических особенностей по каждой скважине независимо друг от друга. В таком подходе можно использовать удельные показатели затрат на скважину.

Определяется уровень безубыточности (доходы от реализации продукции > затрат) и «зона риска» (на уровне 10-15% от рентабельности) для каждой добывающей скважины.

Полученные в результате оценки скважины будут являться первоочередными кандидатами для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), либо кандидатами для остановки и последующей консервации. Пример использования данного подхода показан на рисунке 2.10.

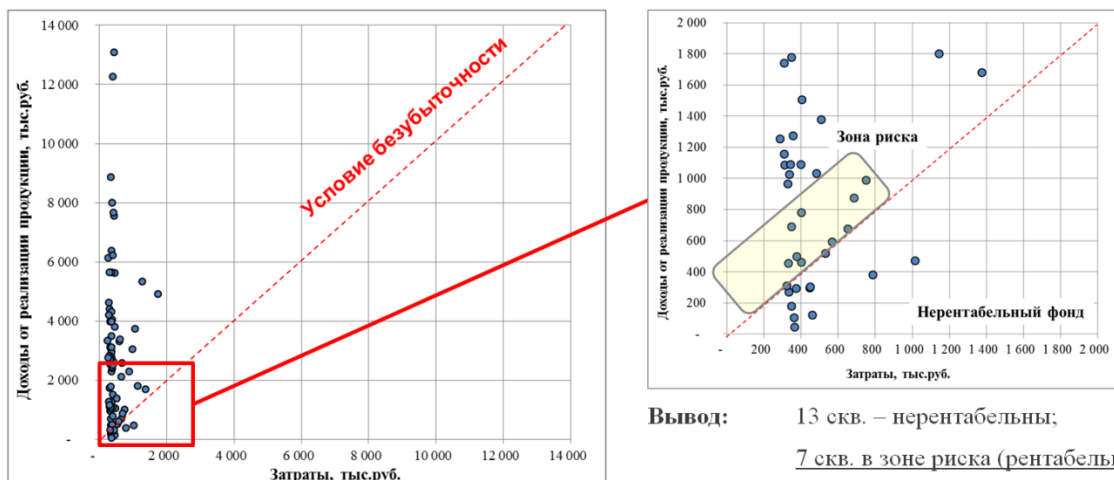


Рисунок 2.10 – Пример оценки рентабельности фонда добывающих скважин [20]

После проведения анализа в рамках выбранных месторождений были получены следующие результаты:

- по всем месторождениям был выявлен нерентабельный фонд добывающих скважин и фонд, расположенный в «зоне риска» (определялась на уровне 10% рентабельности);
- каждая из скважин проанализирована на предмет возможности проведения геолого-технических мероприятий, оптимизации их работы;
- были выявлены ячейки заводнения с очень высокой компенсацией закачки, в соответствии с этим рассмотрены варианты оптимизации работы нагнетательных скважин;
- оценка энергопотребления на производственных объектах выявила возможности для внедрения энергосберегающих мероприятий, которые позволят снизить энергопотребление.

На основе полученных результатов были сформированы прогнозные сценарии дальнейшей разработки месторождений и проведены многовариантные расчеты на гидродинамических моделях (ГДМ) для оценки профилей добычи и экономической эффективности каждого варианта (таблица 2.14).

Таблица 2.14 – Прогнозные сценарии разработки рассматриваемых месторождений

№	Описание варианта	Накопленные показатели до 2040 г.				
		Жидкость	Нефть	Закачка	ЧДД	
		тыс. т	тыс. т	тыс. м3	млн.руб	% +/-
<b>Вариант 1</b>	Базовый. Прогнозирование ведется на основе текущих показателей разработки месторождения	...	...	...	...	...
<b>Вариант 2</b>	Ограничение закачки до уровня значений компенсации отбора 110%	...	...	...	...	...
<b>Вариант 3</b>	Ограничение закачки до уровня значений компенсации отбора 110% и отключение нерентабельных добывающих скважин, в которых невозможно провести ГТМ.	...	...	...	...	...
<b>Вариант 4</b>	Вариант 3 + обновление оборудования, снижающего энергопотребление, мероприятия по оптимизации затрат на энергопотребление	...	...	...	...	...

Оценка экономической эффективности предложенных вариантов проводилась на основе сравнения динамики значений ЧДД по формуле (2.8):

$$ЧДД_t = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{nt} \cdot C_n - Z_t - H_t + A_t}{(1+E)^t} \quad (2.8)$$

где  $Q_{nt}$  – количество добытой нефти в  $t$ -м периоде, т;  $C_n$  – принятая цена реализации нефти, руб./т;  $Z_t$  – стоимостная оценка всех затрат в  $t$ -м периоде (на проведение ГТМ, внедрение технологий и т.д.), руб.;  $H_t$  – все налоговые отчисления в  $t$ -м периоде, руб.;  $A_t$  – амортизационные отчисления в  $t$ -м периоде, руб.;  $E$  – принятый норматив дисконта, д.ед.

Также проводилось сравнение периодов безубыточной деятельности при разработке рассматриваемых нефтяных месторождений по каждому из вариантов. Пример результатов по одному из месторождений, полученных после расчетов, представлен на рисунках 2.11-2.12.

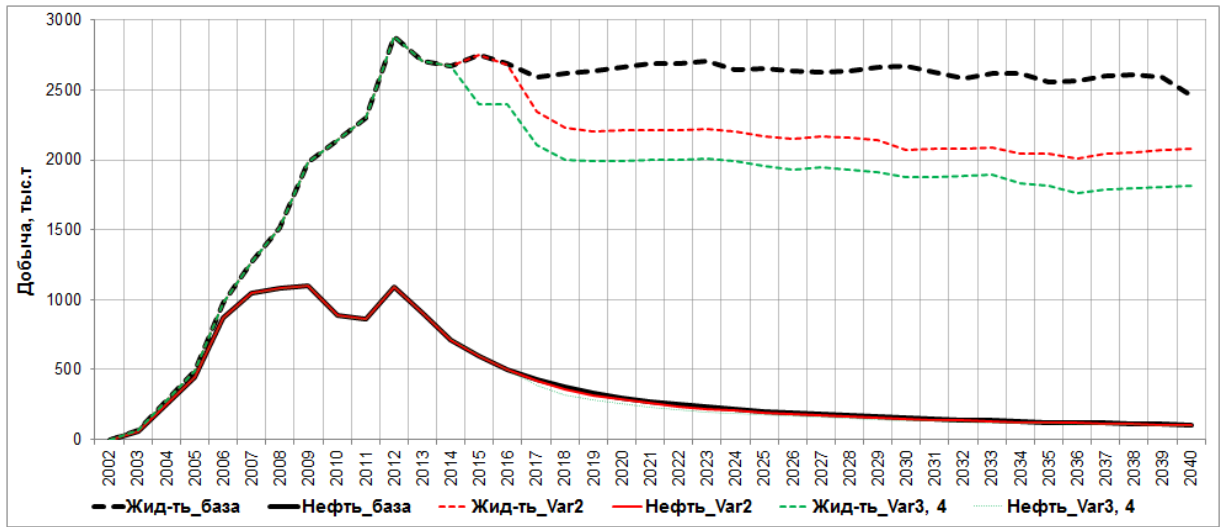


Рисунок 2.11 – Пример профилей добычи по вариантам

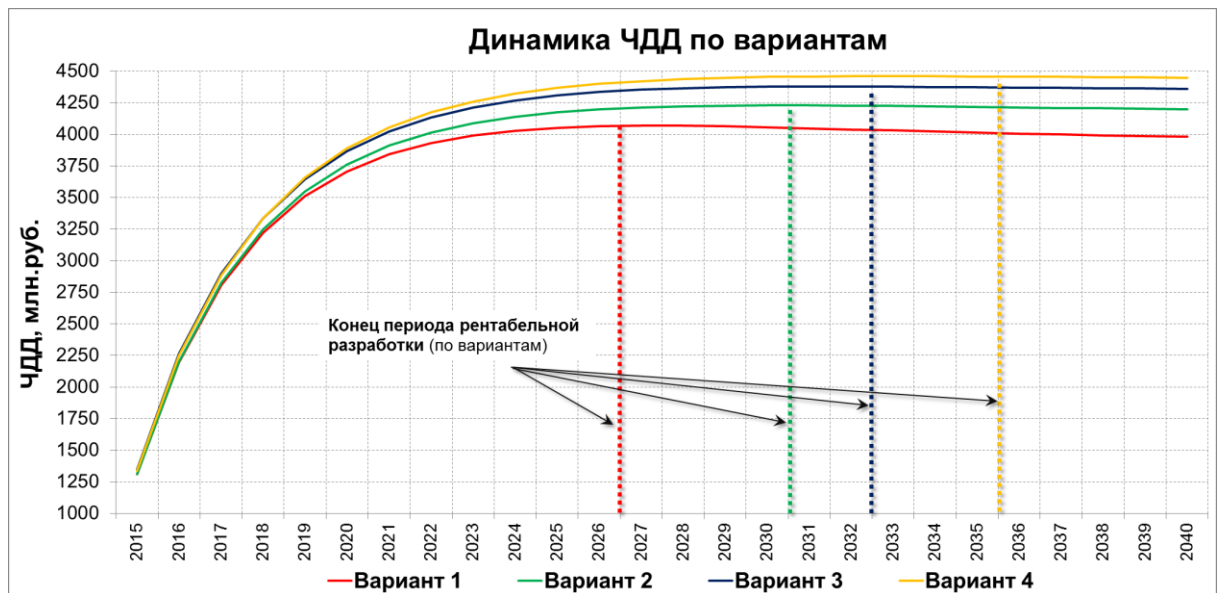


Рисунок 2.12 – Пример динамики ЧДД по вариантам расчета по месторождению

Как видно из рисунка 2.12, безубыточный период в базовом варианте длится до 2027 года при текущих экономических условиях, а при максимальном четвертом варианте – до 2036 года. Таким образом, рентабельная разработка рассматриваемого нефтяного месторождения может быть продлена практически на 10 лет.

Подобная динамика была получена и по остальным месторождениям. Для сравнения графиков по разным месторождениям значения ЧДД были приведены к относительной величине (рисунок 2.13).

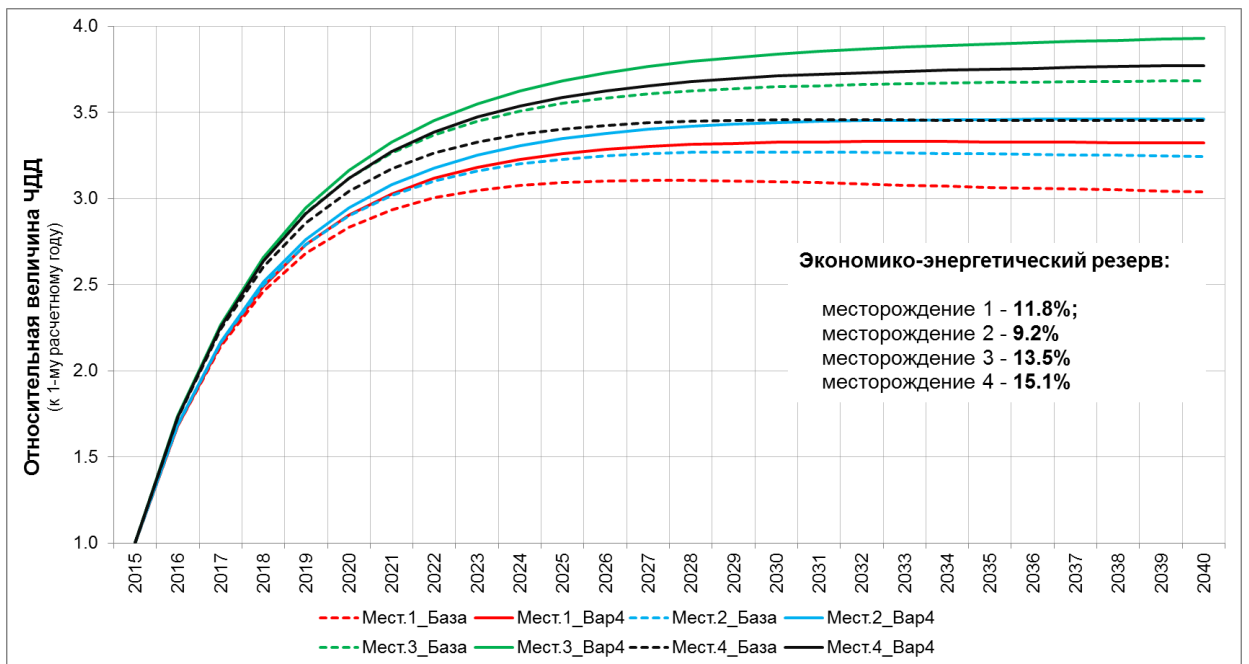


Рисунок 2.13 – Динамика относительной величины ЧДД по базовому и максимальному вариантам по месторождениям

Как видно из полученных графиков разница между максимальным и базовым вариантами варьирует от 9 до 15% в зависимости от месторождения.

Факторный анализ изменения чистого дисконтированного дохода от базового варианта к максимальному (усредняя полученные результаты по всем месторождениям) представлен на рисунке 2.14.

Наибольшее влияние на увеличения доходности разработки месторождения оказывают факторы оптимизации затрат на ППД и проведение ГТМ, 40% и 35% от общего экономического потенциала соответственно. Фактор снижения энергопотребления составляет примерно 25% от общего экономического резерва, однако он играет существенную роль в удлинении безубыточного срока разработки месторождения. [20]

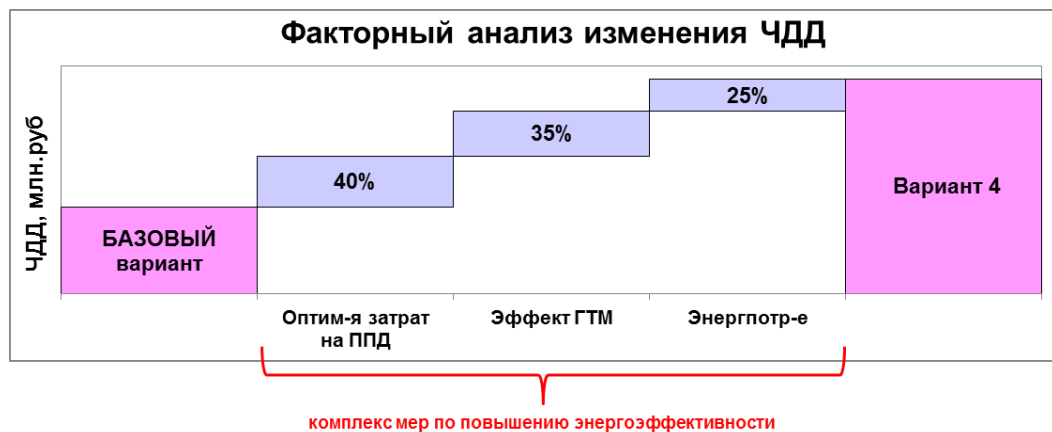


Рисунок 2.14 – Факторный анализ изменения чистого дисконтированного дохода от базового варианта к максимальному

Таким образом, можно дать определение термину «экономико-энергетический резерв» проектов разработки нефтяных месторождений - это положительная разность между чистым дисконтированным доходом проекта разработки нефтяного месторождения, рассчитанного с учетом применения возможных энергосберегающих мероприятий и мер, направленных на повышение энергоэффективности (управление фондом добывающих и нагнетательных скважин, проведение геолого-технических мероприятий и др.) и чистым дисконтированным доходом базового проекта разработки.

Учитывая схожую динамику ЧДД по выбранным месторождениям, была произведена адаптация формулы расчета ЧДД с помощью эмпирического коэффициента  $K_t$ , характеризующего изменение затрат в  $t$ -м периоде за счет оптимизации издержек и повышения энергоэффективности объектов нефтедобычи.

Полученная зависимость ЧДД рассчитывается по формуле (2.9):

$$ЧДД_t^{\max} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{nt} \cdot C_n - Z_t \cdot K_t - H_t + A_t}{(1+E)^t} \quad (2.9)$$

где  $Q_{nt}$  – количество добытой нефти в  $t$ -м периоде, т;  $C_n$  – принятая цена реализации нефти, руб./т;  $Z_t$  – стоимостная оценка всех затрат в  $t$ -м периоде (на проведение ГТМ, внедрение технологий и т.д.), руб.;  $H_t$  – все налоговые отчисления в  $t$ -м периоде, руб.;  $A_t$  – амортизационные отчисления в  $t$ -м периоде, руб.;  $K_t$  – коэффициент, характеризующий изменение затрат в  $t$ -ом периоде, д.ед.,  $E$  – принятый норматив дисконта, д.ед. [220]

Для поиска оптимального уравнения, характеризующего изменение затрат, использованы средства пакета *Microsoft Office Excel*, которые позволяют найти максимально точное решение задачи. Для определения общей зависимости были усреднены ЧДД, полученные по месторождениям, а усреднённый показатель приведен к относительной величине. В данном случае имела место сложная зависимость, которую удалось описать с помощью полиномиальной функции 5-й степени. Сходимость предлагаемой модели более 99% (рисунок 2.15).

Для обеспечения приемлемой адаптивности модели к нефтяным месторождениям различных масштабов (мелкие, крупные и т.д.) со сформированной системой ППД целесообразно применить привязку полученного экономико-энергетического резерва к общему фонду скважин – добывающему и нагнетательному. Для этого необходимо рассчитать коэффициент экономико-энергетического резерва в зависимости от масштаба месторождения (на основе данных, полученных по статистическим зависимостям и расчетам на гидродинамических моделях).

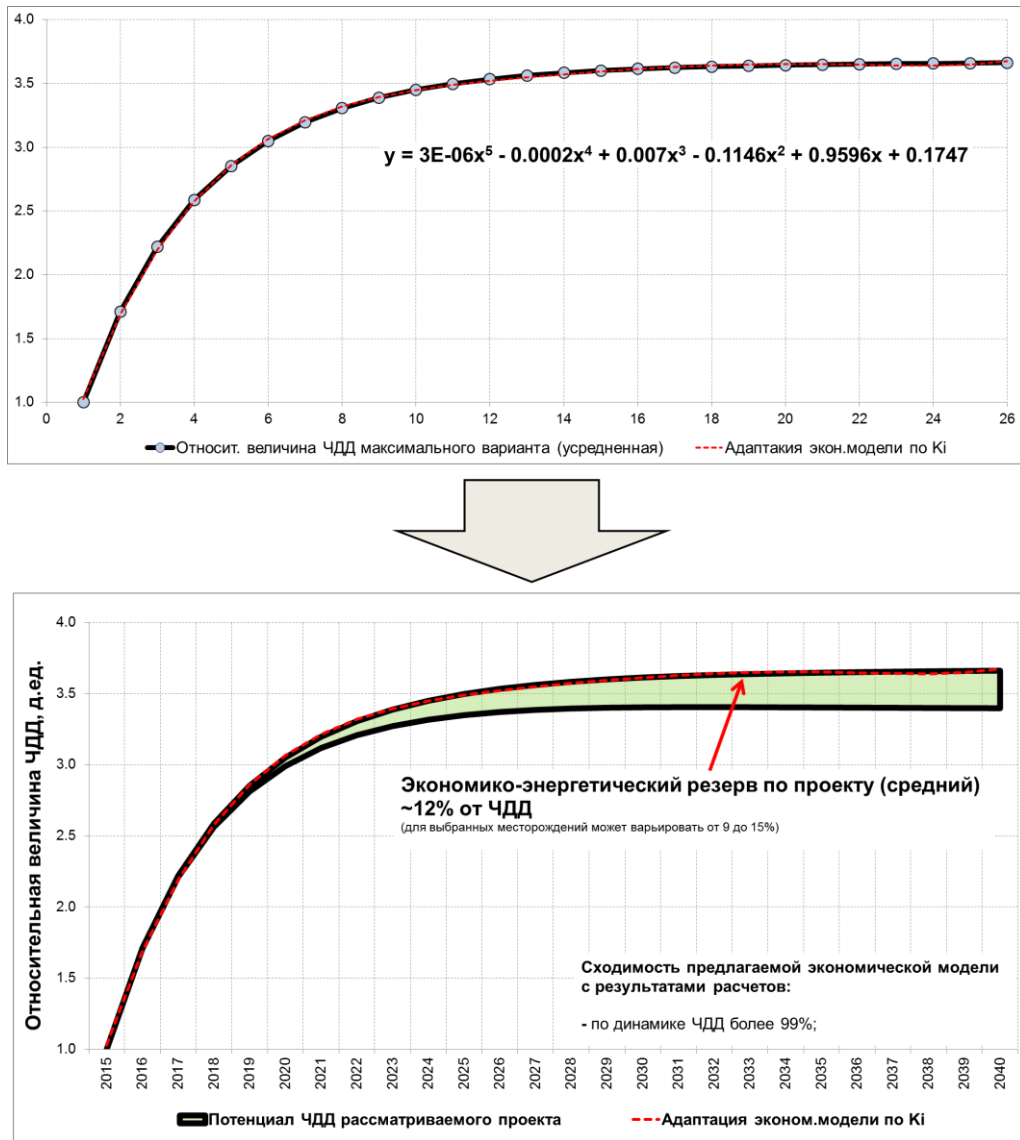


Рисунок 2.15 – Поиск оптимальной зависимости изменения затрат в  $t$ -м периоде и экономико-энергетический резерв за счет энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности

Коэффициент экономико-энергетического резерва рассчитывается по формуле (2.10):

$$K_{э,лt}^M = \frac{K_{э,лт}}{\Phiонд_t^{нагн} + \Phiонд_t^{доб}} \quad (2.10)$$

где  $K_{э,лт}$  – коэффициент, характеризующий прирост ЧДД относительно базового значения в  $t$ -м периоде, д.ед.;  $\Phiонд_t^{нагн}$  – действующий фонд нагнетательных скважин в  $t$ -м периоде, шт;  $\Phiонд_t^{доб}$  – действующий фонд добывающих скважин в  $t$ -м периоде, шт;

Коэффициент прироста ЧДД  $K_{э,лт}$  рассчитывается по формуле (2.11):

$$K_{э,лт} = \frac{\Delta ЧДД_t}{ЧДД_t} = \frac{ЧДД_t^{\max} - ЧДД_t}{ЧДД_t} \quad (2.11)$$

где  $ЧДД_t^{\max}$  – чистый дисконтированный доход максимального варианта с учетом изменения затрат в  $t$ -м периоде за счет оптимизации издержек и повышения энергоэффективности объектов нефтедобычи;  $ЧДД_t$  – чистый дисконтированный доход базового варианта в  $t$ -м периоде.

Таким образом, общая формула для расчета коэффициента экономико-энергетического резерва для месторождений различных масштабов имеет вид (2.12):

$$K_{э.лt}^M = \frac{ЧДД_t^{\max} - ЧДД_t}{ЧДД_t \cdot (\Phiонд_t^{нагн} + \Phiонд_t^{доб})} \quad (2.12)$$

Модифицированная формула для расчета  $ЧДД_t^{\max}$  примет следующий вид:

$$ЧДД_t^{\max} = ЧДД_t \cdot (1 + K_{э.лt}^M \cdot (\Phiонд_t^{нагн} + \Phiонд_t^{доб})) \quad (2.13)$$

Далее проведен поиск уравнения, которое сможет с минимальной ошибкой описать полученную зависимость. Как и в случае с коэффициентом  $K_t$ , характеризующим изменение затрат в  $t$ -м периоде за счет оптимизации издержек и повышения энергоэффективности объектов нефтедобычи, зависимость удалось описать полиномиальной функцией 5-й степени, с помощью которой получили уравнение с отклонением от эмпирической зависимости менее 1% (рисунок 2.16).

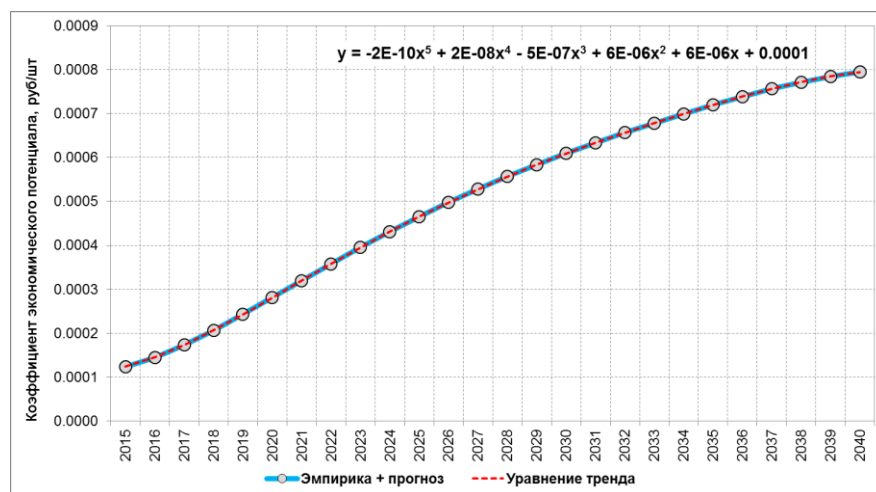


Рисунок 2.16 – Поиск оптимальной зависимости для коэффициента экономико-энергетического резерва (для месторождений различных масштабов с системой ППД)

Преимуществом предлагаемой модели оценки экономико-энергетического резерва за счет повышения энергоэффективности являются:

- простота и оперативность использования, хорошая подтверждаемость на месторождениях с поздней стадией разработки и сформированной системой ППД;
- независимость от геологических и иных рисков разработки (месторождения на поздних стадиях разработки, как правило, с хорошей изученностью).

## **2.4. Совершенствование методики формирования инвестиционной программы энергосбережения на предприятиях нефтедобычи на основе индекса потенциальных потерь ЧДД**

Ограниченность средств и отсутствие оптимальных организационных и экономических механизмов зачастую являются причиной низкой заинтересованности руководства нефтедобывающих предприятий формировать и реализовывать программы энергосбережения. В тоже время перенос сроков реализации тех или иных мер по энергосбережению может нести существенный экономический ущерб, который выражается в виде финансовых потерь и в форме безвозвратно утерянного ресурса. [102]

В данном случае задача сводится к поиску оптимального решения, находясь с одной стороны в поле финансовых ограничений, с другой – значительными экономическими потерями в случае нереализованной энергосберегающей программы.

Максимальная экономическая эффективность за счет энергосберегающих мероприятий на предприятиях нефтедобычи возможна при комплексном подходе к формированию экономически целесообразной программы энергосбережения и последовательной ее реализации.

Рассмотренные в начале 2-й главы способы ранжирования энергосберегающих мероприятий по различным критериям экономической эффективности, а также учет специфики энергетического хозяйства нефтедобывающей отрасли позволили усовершенствовать методику формирования программы энергосберегающих мероприятий на основе индекса потенциальных потерь и учесть возможные риски при реализации программы.

Автором был разработан метод формирования комплексной программы энергосберегающих мероприятий, который включает в себя:

- оценку экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений за счет энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности (на основе описанного метода в п.2.3);
- определение состава мероприятий по энергосбережению (меры, направленные на снижение энергопотребления) и повышению энергоэффективности (управление процессами заводнения пластов, отключение нерентабельного добывающего фонда скважин);
- формирование инвестиционной программы по энергосбережению на основе усовершенствованного индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода.

На рисунке 2.17 представлена упрощенная схема ключевого элемента в предложенной методике – формирования инвестиционной программы энергосбережения. Основным инструментом данного элемента является расчет индекса потенциальных потерь чистого

дисконтированного дохода в результате переноса сроков реализации энергосберегающих мероприятий и/или мер по повышению энергоэффективности.

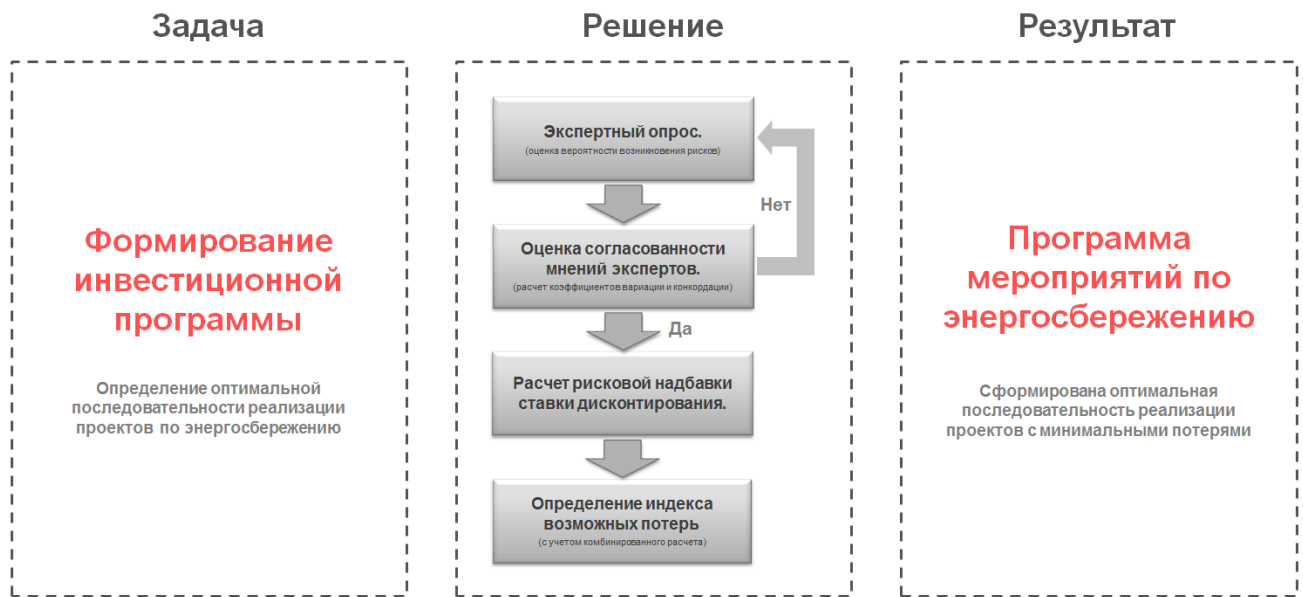


Рисунок 2.17 – Упрощенная схема, характеризующая процесс формирования инвестиционной программы энергосбережения

Одним из отличий предлагаемого подхода от существующих является уточнение ставки дисконтирования в индексе потенциальных потерь ЧДД с помощью рисковой надбавки, которая отражает состав традиционных и специфических рисков реализации энергосберегающих мероприятий в нефтедобыче

Усовершенствованный интегральный индекс потенциальных потерь можно выразить по формуле (2.14):

$$J_E = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r^{base} + r^{risk})^i} - \sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r^{base} + r^{risk})^{i+1}}}{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r^{base} + r^{risk})^i}} \quad (2.14)$$

где  $J_E$  – интегральный индекс потенциальных потерь из-за откладывания внедрения мероприятия по энергосбережению на  $i$ -й период;  $PV_i$  – доход за счет внедрения мероприятия по энергосбережению, руб.;  $I_i$  – дисконтированный поток инвестиций, руб.;  $r^{base}$  – базовая ставка дисконтирования (безрисковая составляющая);  $r^{risk}$  – рисковая надбавка.

Определение рисковой надбавки предлагается проводить на основе экспертных оценок, посредством которых каждое энергосберегающее мероприятие анализируется на предмет наличия и вероятности возникновения того или иного риска. Экспертами могут выступать специалисты службы главного энергетика предприятия, технологического отдела, отдела геологии и разработки месторождений и эксперты научно-технического центра компании.

Важно отметить, что экспертное мнение отражает совокупность потенциальных рисков при реализации проектов, опыт и иные факторы, которые невозможно или затруднительно выразить в абсолютных величинах с помощью классических зависимостей. [19]

Энергосберегающие мероприятия на предприятиях нефтедобычи, разрабатывающих свои месторождения на поздней стадии можно разделить на три группы:

- оптимизационные (сокращение потерь электроэнергии в сетях, оптимизация схемы работы и др.);
- технико-технологические (внедрение нового оборудования, замена оборудования);
- геолого-технические и регулирующие (отключение добывающих или нагнетательных скважин, снижение/увеличение уровней закачки в нагнетательные скважины, проведение РИР и др.).

При принятии решений о целесообразности проведения мероприятия проводят расчеты экономической эффективности, в которых необходимо учитывать факторы неопределенности и потенциальных рисков. Для нефтедобывающих предприятий, разрабатывающих месторождения на поздней стадии можно выделить группу традиционных рисков и 4 группы специфических рисков реализации энергосберегающих мероприятий, из которых и будет складываться рисковая надбавка к ставке дисконтирования:

- геологические риски;
- технологические риски;
- риски, связанные с персоналом;
- организационные риски;
- информационные риски.

Таким образом, рисковая надбавка  $r^{risk}$  к ставке дисконтирования рассчитывается по формуле (2.15):

$$r^{risk} = r^{trad} + r^{spec} = r^{trad} + (r^{geol} + r^{tech} + r^{pers} + r^{org} + r^{inf}) \quad (2.15)$$

где  $r^{trad}$  – рисковая надбавка за традиционные риски;  $r^{geol}$  – рисковая надбавка за геологические риски;  $r^{tech}$  – рисковая надбавка за технологические риски;  $r^{pers}$  – рисковая надбавка за риски, связанные с персоналом;  $r^{org}$  – рисковая надбавка за организационные риски;  $r^{inf}$  – рисковая надбавка за информационные риски;

Предлагаемый алгоритм расчета рисковой надбавки  $r^{risk}$  следующий:

- определяется состав традиционных и специфических рисков и факторы, которые их формируют;
- оценивается потенциальный ущерб при наступлении каждого риска;
- оценивается вероятность возникновения рисков с помощью экспертного метода;

- рассчитывается величина ущерба при наступлении специфических рисков с учетом вероятности возникновения;

- с помощью матрицы рисков определяется величина рисковой надбавки по каждому из рассмотренных рисков для всех предлагаемых к реализации энергосберегающих мероприятий.

В 1-й главе были описаны группы традиционных и специфических рисков, характерных для промышленных предприятий. Для экспертного опроса с учетом условий нефтедобычи автором был адаптирован перечень специфических рисков – геологических, технологических и организационных рисков, а также выделены факторы и неблагоприятные последствия, которые могут повлиять на их возникновение при реализации энергосберегающего мероприятия (таблица 2.15). Необходимо отметить, что данный перечень может быть дополнен рядом других факторов, в зависимости от различных условий.

Таблица 2.15 – Состав специфических рисков при реализации энергосберегающих мероприятий на нефтедобывающем предприятии

<b>ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ</b>		
<b>№</b>	<b>Риски и факторы</b>	<b>Неблагоприятные последствия</b>
1.	Месторождения с хорошими ФЕС, карбонатные коллектора с ГШ	- прорыв воды/газа при увеличении депрессии
2.	Месторождения с низкими ФЕС	- недостаточный приток жидкости к скважине
3.	Низкодебитный фонд скважин	- недостаточный приток жидкости к скважине
4.	Высокий газовый фактор	- срыв подачи ЭЦН
5.	Глубина скважины, сложная конструкция	- обрыв кабеля, оборудования - сложность спуска оборудования
6.	Пластовая температура	- перегрев и выход из строя оборудования,
7.	Нефть с высоким содержанием серы	- ускоренный износ кабеля, оборудования
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ</b>		
<b>№</b>	<b>Риски и факторы</b>	<b>Неблагоприятные последствия</b>
1.	Уникальность и недостаточная изученность мероприятия (отсутствие опыта реализации)	- некорректная работа оборудования - низкая эффективность мероприятия
2.	Сложное оборудование	- увеличение длительности работ по установке
3.	Несовместимость ПО	- некорректная работа оборудования
<b>РИСКИ, связанные с персоналом</b>		
<b>№</b>	<b>Риски и факторы</b>	<b>Неблагоприятные последствия</b>
1.	Недостаточная мотивация	- увеличение длительности работ по установке - некорректное обслуживание
2.	Неквалифицированный персонал	- увеличение длительности работ по установке - некорректное обслуживание - ошибки в анализе потенциала энергосбережения
3.	Несоблюдение требований безопасности при проведении работ	Несчастные случаи с персоналом и третьими лицами

Продолжение таблицы 2.15

<b>ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ РИСКИ</b>		
<b>№</b>	<b>Риски и факторы</b>	<b>Неблагоприятные последствия</b>
1.	Репутация поставщика	- срыв сроков поставки оборудования - недостаточное качество оборудования и/или услуг
2.	Недостаточный опыт реализации энергосберегающих мероприятий	- увеличение длительности работ
3.	Зависимость от других энергосберегающих мероприятий	- ущерб, не зависящий от эффективности реализуемого мероприятия
4.	Недостаточный уровень развития энергоменеджмента	- увеличение сроков согласования проведения работ - неточности в оценках эффективности реализации мероприятий - невозможность качественной реализации энергосберегающих мероприятий
<b>ИНФОРМАЦИОННЫЕ РИСКИ</b>		
<b>№</b>	<b>Риски и факторы</b>	<b>Неблагоприятные последствия</b>
1.	Некорректно или не в полном объеме проведенный энергоаудит	- недостаточное качество энергообследований
2.	Неисправное или устаревшее оборудование энергоучета	- неточный или неверный учет потребляемых энергоресурсов
3.	Ошибки при составлении отчетов о потреблении энергоресурсов	- неточный или неверный учет потребляемых энергоресурсов - ошибки в определении потенциала энергосбережения

*Источник: составлено автором*

Как было отмечено ранее, на месторождениях с поздней стадией разработки выделяются три группы мероприятий – технико-технологические, геолого-технические и регулирующие, оптимизационные. Учитывая специфику каждой из этих групп, были проанализированы все традиционные и специфические риски, которые характерны для определенного вида энергосберегающих мероприятий в нефтедобыче. В таблице 2.16 представлены результаты анализа.

Необходимо отметить, что традиционные риски энергосберегающих мероприятий на нефтедобывающих предприятиях, разрабатывающих месторождения на поздней стадии, имеют незначительное влияние, поскольку результатом внедрения энергосберегающих проектов является экономия энергоресурсов.

Однако некоторые технико-технологические, геолого-технические и регулирующие мероприятия, такие как внедрение энергоэффективных ЭЦН, регулирование закачки, проведение ремонтно-изоляционных работ позволяют не только экономить энергоресурсы, но и увеличить добычу нефти из скважин. Поэтому влияние традиционных рисков на такие мероприятия выше, чем на остальные.

Таблица 2.16 – Результаты анализа возникновения рисков при реализации энергосберегающих мероприятий в нефтедобыче

Группа рисков	Риски реализации проектов	Типы энергосберегающих мероприятий		
		Технико-Технологические	Геолого-технические и регулирующие	Оптимизационные
ТРАДИЦИОННЫЕ	<b>Отраслевые</b>			
	Неустойчивость цен на нефть;	+	+	-
	Изменение цен на нефтегазовое оборудование	+	+	-
	<b>Страновые</b>			
	Ухудшение условий налогообложения	+	+	+/-
	Политическое давление со стороны других стран	+/-	+/-	+/-
	<b>Финансовые и правовые</b>			
	Колебания курсов валют	+/-	+/-	-
	Инфляция	+/-	+/-	-
	Изменение ставки рефинансирования ЦБ	+/-	+/-	-
	Изменения таможенного законодательства	+	-	-
Изменение экологических норм и правил	+/-	+	+/-	
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ	<b>Геологические</b>			
	Прорыв воды/газа при увеличении депрессии для месторождений с хорошими ФЕС, карбонатными коллекторами и ГШ	+	+	-
	Недостаточный приток жидкости к скважине для месторождений с ухудшенными ФЕС и низкодебитным фондом добывающих скважин	+	+	-
	Срыв подачи ЭЦН (при высоком газовом факторе)	+	+	-
	Обрыв или ускоренный износ кабеля, оборудования при глубокой скважине или сложной ее конструкции	+	-	-
	Сложность спуска оборудования при глубокой скважине или сложной ее конструкции	+	+/-	-
	Перегрев и выход из строя оборудования при высоких пластовых температурах	+	+/-	-
	Ускоренный износ оборудования при высоком содержании серы и других примесей в нефти	+	-	-
	<b>Технологические</b>			
	Уникальность и недостаточная изученность мероприятия (отсутствие опыта реализации)	+	-	+
	Технологически сложное оборудование	+	-	+
	Несовместимость программного обеспечения	+	-	+
	<b>Риски, связанные с персоналом</b>			
	Недостаточная мотивация	+	+	+
	Неквалифицированный персонал	+	+	+
Несоблюдение требований безопасности при проведении работ	+	+	+	

Продолжение таблицы 2.16

Группа рисков	Риски реализации проектов	Типы энергосберегающих мероприятий		
		Технико-Технологические	Геолого-технические и регулирующие	Оптимизационные
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ	<b>Организационные</b>			
	Низкая репутация поставщика	+	-	+/-
	Недостаточный опыт реализации энергосберегающих мероприятий	+	+/-	+
	Зависимость от других энергосберегающих мероприятий	+	+/-	+
	Недостаточный уровень развития энергоменеджмента	+/-	-	+
	<b>Информационные</b>			
	Некорректно или не в полном объеме проведенный энергоаудит	-	-	+
	Неисправное или устаревшее оборудование энергоучета	+/-	-	+
Ошибки при составлении отчетов о потреблении энергоресурсов	+/-	-	+	

Комментарии к таблице: знак «+» означает наличие риска, «-» - отсутствие риска, «+/-» означает низкое влияние риска на общую эффективность энергосберегающего проекта

Далее, исходя из личного опыта и статистики проведения энергосберегающих мероприятий рассматриваемой группы (технологической, геологической или оптимизационной) на соседних месторождениях-аналогах, мировой и отечественной практики, эксперты заполняют таблицы, в которых отмечаются вероятности  $P$  (%) возникновения рисков по всем предлагаемым энергосберегающим мероприятиям рассматриваемой группы.

В таблице 2.17 показан пример заполнения вероятностей возникновения геологических рисков при реализации мероприятий.

Таблица 2.17 – Экспертные оценки вероятности возникновения геологических рисков при реализации энергосберегающего мероприятия

Группа экспертов	Вероятность возникновения рисков $P$ , %			
	Прорыв воды/газа	Недостаточный приток жидкости	Срыв подачи ЭЦН	...
Эксперт 1	...	...	...	...
Эксперт 2	...	...	...	...
...	...	...	...	...
Эксперт n	...	...	...	...
Среднее	...	...	...	...

Для повышения надежности выставленных оценок целесообразно проводить процедуру оценки согласованности мнений экспертов. Для этих целей автором рекомендуется использовать коэффициент вариации, который отражает степень согласованности мнений экспертов по каждому из рассматриваемых объектов. Данный показатель будет использован для проверки выставленных значений вероятности возникновения рисков. [81, 110]

Коэффициент вариации можно определить по следующей последовательности: [80, 33]

1. Определяется среднее арифметическое  $M_j$  величины оценки для каждого из сравниваемых объектов по формуле (2.16):

$$M_j = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m O_{ij} \quad (2.16)$$

где  $m$  - число экспертов, принявших участие в оценке;

$O_{ij}$  - оценка  $j$ -го мероприятия  $i$ -м экспертом.

2. Рассчитывается дисперсия  $D_j$  оценок, данных  $j$ -му сравниваемому объекту по формуле (2.17):

$$D_j = \frac{1}{m-1} \cdot \sum_{i=1}^m (O_{ij} - M_j)^2 \quad (2.17)$$

3. Рассчитывается среднее квадратичное отклонение оценок (вероятностей) по каждому риску по формуле (2.18):

$$\sigma_j = \sqrt{D_j} \quad (2.18)$$

4. Определяется коэффициент вариации выставленных значений вероятности возникновения риска по каждому сравниваемому объекту по формуле (2.19):

$$V_j = \frac{\sigma_j}{M_j} \quad (2.19)$$

Данный коэффициент характеризует степень согласованности мнений экспертов по каждому из рассматриваемых объектов. Чем меньше значение коэффициента вариации, тем выше степень согласованности. Считается, что допустимое значение коэффициента вариации не должно превышать 0.25, однако вариативность удовлетворительной оценки может изменяться в пределах 0.10 – 0.35 в зависимости от необходимой точности оценок.

После заполнения экспертами таблиц с вероятностями возникновения рисков для энергосберегающего мероприятия рассчитывается средняя величина вероятности возникновения по каждому риску и оценивается величина вероятного ущерба  $Q$  (руб.) при наступлении того или иного специфического или традиционного риска.

По полученным значениям величин ущербов и вероятностей возникновения рисков строится матрица  $P(Q)$  для каждого риска, и графическим способом определяются величины

надбавок к ставке дисконтирования за рассматриваемый риск для всех предлагаемых к реализации энергосберегающих мероприятий. Поскольку величина ущерба от наступления рисков может варьироваться в широких диапазонах для различных мероприятий, то для корректного их сравнения на графике необходимо отнести величину ущерба  $Q$  к ожидаемой прибыли от реализации мероприятия. На графике необходимо использовать равные интервалы по обеим осям.

На рисунке 2.18 показан пример матрицы  $P(q)$  для риска прорыва воды/газа (группа специфических рисков - геологические).

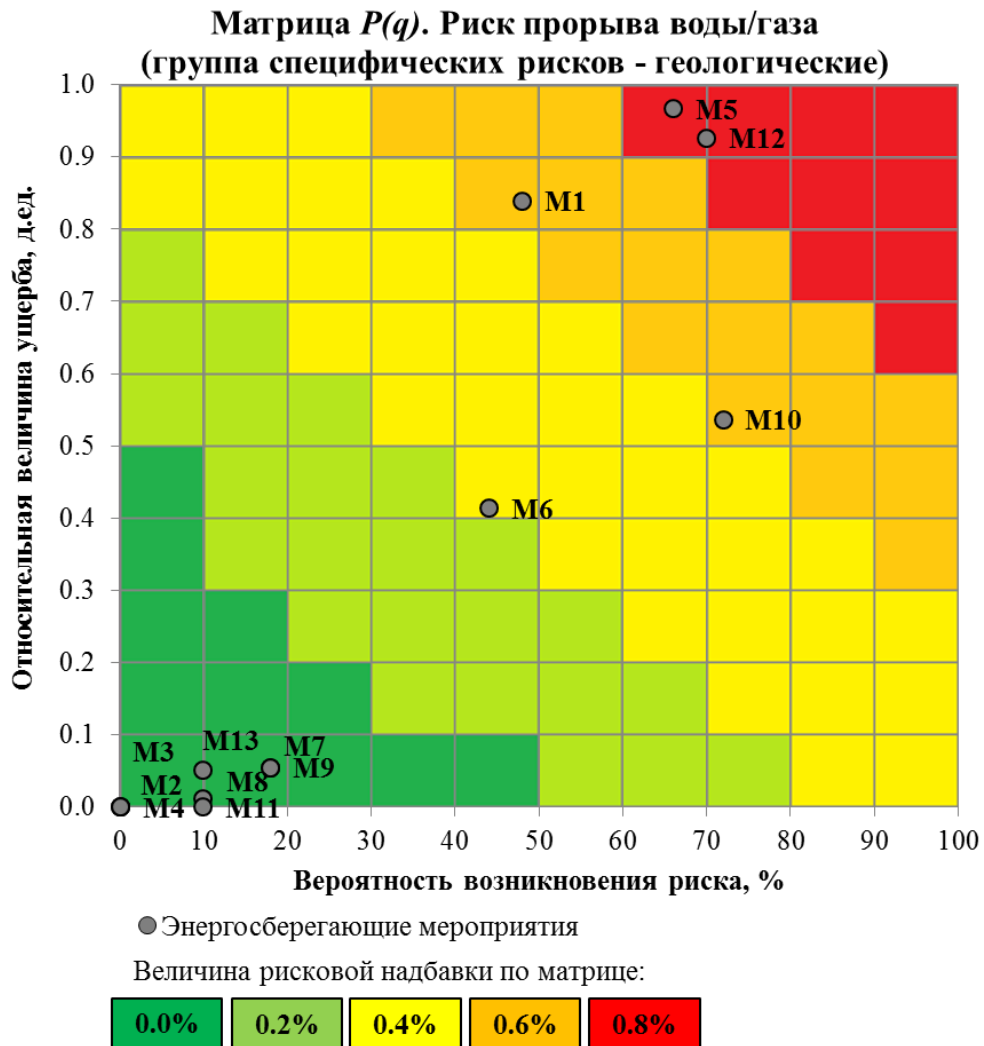


Рисунок 2.18 – Пример определения рискованной надбавки за специфический или традиционный риск (на примере риска прорыва воды/газа)

После определения соответствующих величин рискованной надбавки по каждому из специфических рисков по формуле 2.15 рассчитывается итоговая рискованная надбавка по энергосберегающему мероприятию и по формуле 2.14 рассчитывается индекс потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода.

Далее, после расчета индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода для каждого мероприятия проводится процедура ранжирования: чем выше величина полученного индекса, тем приоритетнее мероприятие.

Одним из преимуществ предложенного подхода к формированию инвестиционной программы является реализация интегрированного процесса, который учитывает максимальное количество рискованных факторов, характерных для условий нефтедобычи и позволяющих уточнить экономический прогноз, как отдельных мероприятий, так и программы в целом.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

1. Проведенный анализ существующих оценок потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности говорит о больших резервах, которые скрыты в нефтедобыче. Однако, учитывая интегральную специфику расчетов, достаточно трудно оценить реальный потенциал для каждого конкретного нефтедобывающего предприятия. Необходимо определить основной критерий, который в полной мере охарактеризует потенциал за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности отдельно взятого нефтедобывающего предприятия, а не отрасли в целом, что позволило бы руководству предприятия принимать взвешенные решения по внедрению той или иной программы энергосбережения, оперируя количественными показателями.

2. Проведение обязательных энергетических обследований, (закрепленных законодательно) российских нефтедобывающих предприятий позволило выявить определённый уровень потенциала по различным направлениям эффективной энергосберегающей деятельности, что в свою очередь стимулировало многие предприятия заняться энергосбережением и повышением энергоэффективности. Одним из важнейших направлений является совершенствование системы энергоменеджмента, который позволяет решать ключевые задачи предприятия – увеличение прибыли и повышение конкурентоспособности предприятия.

3. Существующие критерии оценки экономической, технологической и иной эффективности энергосберегающих мероприятий не способны в полной мере учесть особенности нефтедобывающей отрасли, которая характеризуется существенными энергозатратами. Необходимо формирование универсального критерия отбора и ранжирования энергосберегающих мероприятий, с помощью которого возможно учесть ключевые риски при реализации проектов, а также сформировать оптимальную инвестиционную программу энергосбережения в условиях ограниченного финансирования или высоких рисков, связанных с большими капитальными вложениями.

4. Для оперативного определения уровня текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии обоснована необходимость проведения внутреннего энергоаудита на основе разработанного инструментария, который включает в себя:

- разработанную матрицу производственных и организационных показателей энергоменеджмента;
- определение средних оценок по всем направлениям энергоменеджмента;
- построение организационного профиля энергоменеджмента;

- расчет интегрального показателя текущего состояния энергоменеджмента, позволяющего отнести предприятие к определённой категории, характеризующей уровень развития энергоменеджмента.

Усовершенствованная методика проведения внутреннего энергоаудита на основе комплексного учета и анализа производственных и организационных показателей энергоменеджмента позволяет оперативно, эффективно и без привлечения значительных трудозатрат построить организационный профиль энергоменеджмента исследуемого предприятия, который дает достаточно наглядное представление о текущих проблемах предприятия.

5. Предложен интегральный параметр и алгоритм его расчета для оценки текущего уровня развития энергоменеджмента на предприятии, который позволяет отнести исследуемое предприятие к определенной категории развития энергоменеджмента. Использование данной методики на регулярной основе (один раз в год) позволит оперативно выявлять негативные факторы, будет способствовать более мягкой адаптации предприятия к текущим условиям и позволит своевременно внедрять новейшие технологии и организационно-управленческие инструменты для повышения уровня энергоменеджмента.

6. Для определения возможного прироста экономического потенциала проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности разработана экономико-математическая модель, которая учитывает геолого-промысловые характеристики нефтяных месторождений, статистические данные фактической разработки и прогнозные технологические показатели, рассчитанные на гидродинамических симуляторах. Предложенная модель позволяет оценивать экономико-энергетические резервы нефтяных месторождений с поздней стадией разработки различных масштабов, что делает ее более универсальной и адаптивной к разным вариантам систем разработки месторождений с ППД.

Определение экономико-энергетического резерва за счет энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности играет значимую роль в принятии управленческих решений при формировании инвестиционной программы компании, поскольку разработанный показатель отражает потенциальную экономическую эффективность проектов за счет мероприятий, не требующих больших капитальных вложений, но позволяющих продлить безубыточный срок разработки нефтяного месторождения на поздней стадии.

7. В рамках задачи определения экономико-энергетического резерва за счет энергосбережения и повышения энергоэффективности были проанализированы и разделены на группы основные производственные объекты, характерные для нефтедобывающего предприятия, на предмет возможного возникновения энергопотерь. Поскольку одним из

основных энергозатратных объектов в нефтедобыче является фонд скважин, предложен универсальный алгоритм по выявлению нерентабельного фонда добывающих скважин, который основан на комплексном подходе, учитывающем производственные и экономические показатели.

8. Предложено авторское определение термину «экономико-энергетический резерв» проектов разработки нефтяных месторождений, который отражает положительную разность между чистым дисконтированным доходом проекта разработки нефтяного месторождения, рассчитанного с учетом применения возможных энергосберегающих мероприятий и мер, направленных на повышение энергоэффективности (управление фондом добывающих и нагнетательных скважин, проведение геолого-технических мероприятий и др.) и чистым дисконтированным доходом базового проекта разработки.

9. Формирование программы энергосберегающих мероприятий целесообразно проводить на основе усовершенствованного индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода в результате переноса сроков реализации энергосберегающих мероприятий. Одним из отличий предлагаемого подхода к определению индекса является расчет критерия потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода с учетом рисковой надбавки в ставке дисконтирования, учитывающей состав традиционных и специфических рисков нефтедобычи. Предложена методика расчета рисковой надбавки ставки дисконтирования на основе разработанного алгоритма.

Данный подход позволяет выявить основные факторы, влияющие на эффективность энергосберегающих мероприятий, при принятии решений по формированию комплексной программы энергосбережения, учесть совокупность потенциальных рисков при реализации предлагаемых проектов, опыт и иные факторы, которые невозможно или затруднительно выразить в абсолютных величинах с помощью классических зависимостей. Это позволяет делать более точные прогнозы относительно реальной эффективности, как отдельных мероприятий, так и программы в целом.

10. Основным результатом реализации энергосберегающих мероприятий является ощутимая экономия энергоресурсов (тепловая и электрическая энергии), рост прибыли компании за счет оптимизации затрат на ТЭР в себестоимости продукции и сокращение негативного влияния на окружающую среду.

### 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЕДОВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»

Томская область является одним из перспективных и инвестиционно-привлекательных регионов России. Ключевыми конкурентными преимуществами области являются: богатые природные ресурсы, развитый научно-образовательный комплекс, кадровый потенциал. [95]

Одним приоритетных направлений региона является топливно-энергетическая отрасль промышленности. Благодаря природным ресурсам, регион входит в десятку лидеров по добыче нефти в России (таблица 3.1), а также является лидером по показателям машиностроения, нефтехимической и топливной промышленностям. [72]

В 2015 году уровень добычи нефти по Томской области составил 10,9 млн. т. Около 7% (800 тыс.т) добытой нефти – нефть трудноизвлекаемых запасов. С такими запасами в регионе работают ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Стимул-Т», ООО «Норд-Империал» и ООО «Матюшкинская вертикаль». Нефтедобыча на территории Томской области ведется с 1966 года, разведанные запасы нефти на начало 2015 года составляли более 700 млн. т. Доля нефтегазовой отрасли в налоговых отчислениях региона составляют примерно 25% и обеспечивают 30% валового продукта. [94]

Таблица 3.1 – Региональная структура добычи нефти в России [76]

Регион	2008 год		2012 год		2014 год	
	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ
Ханты-Мансийский АО	275.5	56.5	259.8	50.2	254.7	48.6
Поволжье	59.9	12.3	68.9	13.3	72.7	13.9
Урал	43.5	8.9	47.6	9.2	45.6	8.7
Ямало-Ненецкий АО	40.2	8.2	36.3	7.0	39.4	7.5
Тимано-Печора	28.3	5.8	28.1	5.4	27.9	5.3
Красноярский край	0.2	0.0	18.4	3.6	21.7	4.1
Дальний восток	13.8	2.8	21.2	4.1	21.3	4.1
Иркутская область	0.5	0.1	9.8	1.9	12.1	2.3
<b>Томская область</b>	<b>10.7</b>	<b>2.2</b>	<b>12.0</b>	<b>2.3</b>	<b>11.3</b>	<b>2.2</b>
Юг Тюменской области	1.3	0.3	7.9	1.5	9.6	1.8
Северный Кавказ	10.5	2.2	6.8	1.3	6.9	1.3
Новосибирская область	2.2	0.5	0.5	0.1	0.6	0.1
Омская область	0.8	0.2	0.4	0.1	0.3	0.1
<b>Россия, всего</b>	<b>487.4</b>		<b>517.7</b>		<b>524.1</b>	

### 3.1 Анализ деятельности нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» (является дочерним обществом ПАО «Газпром нефть») – одно из ведущих промышленных предприятий в регионе. Основной вид деятельности – добыча нефти и попутного нефтяного газа на территории Томской и Омской областей. Предприятие входит в число крупнейших компаний нефтяной и нефтегазовой промышленности Сибири. ООО «Газпромнефть-Восток» работает на таких нефтяных месторождениях как [64]:

- Юго-Западная часть Крапивинского месторождения;
- Шингинское и Южно-Шингинское месторождения;
- Урманское месторождение;
- Арчинское месторождение
- Восточно-Мыгинское месторождение
- Южно-Табаганское месторождение;
- Смоляное месторождение;
- Кулгинское месторождение;
- Солоновское месторождение;
- Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое месторождения.

В 2015 году консолидированная добыча составила 1.79 млн. тонн нефтяного эквивалента.[64]

Кроме добычи нефти Компания также осуществляет деятельность по следующим направлениям [64]:

- эксплуатационное бурение, освоение скважин, геофизические работы/услуги;
- обустройство нефтяных месторождений;
- геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение);
- научно-исследовательские и опытно-промышленные работы;
- добыча нефти (содержание и эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин, сбор, транспортировка, подготовка, сдача и отпуск нефти, ремонт скважин и операции по повышению нефтеотдачи пластов);
- добыча общераспространенных полезных ископаемых;
- добыча подземных вод;
- повышение операционной и экономической эффективности.

### **3.2. Совершенствование системы энергоменеджмента и энергосберегающей деятельности на предприятии ООО «Газпромнефть-Восток»**

#### **3.2.1 Проведение процедуры оценки текущего состояния энергоменеджмента**

Анализ текущего состояния энергоменеджмента на исследуемом предприятии нефтедобычи проводился на основе комплексного подхода, который учтён в разработанной методике, все этапы которой отражены в главе 2 (раздел 2.2).

Организационная структура управления энергохозяйством предприятия состоит из главного энергетика-начальника управления и подчиненных ему двум отделам – отдел энергоресурсов и отдел энергосбережения. Отдел энергоресурсов состоит из начальника отдела, главного специалиста и инженера-энергетика. Отдел энергосбережения состоит из начальника отдела, пяти главных специалистов, которые отвечают за разные месторождения, и ведущего инженера-энергетика.

Для проведения исследования привлекались специалисты нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток» и сотрудники научно-технического центра компании «Газпром нефть», курирующие такие направления как геология и разработка месторождений, техника и технология добычи нефти, специалисты энергетической службы предприятия. В процессе проведения анализа использовались разработанные матрицы по каждому из блоков.

По результатам оценок, выставленных специалистами соответствующих служб, рассчитаны средние арифметические значения по секциям и блокам в целом:

- средняя оценка по секции «Геология и разработка месторождений» - 2.8 балла;
- средняя оценка по секции «Техника и технология добычи нефти» - 3.0 балла;
- средняя оценка по секции «Энергозатраты на добычу» - 1.6 балла;
- средняя оценка по блоку организационных индикаторов – 3.8 балла.

Подробные данные о составе оценок по направлениям различных секций представлены в таблицах 3.2 – 3.6

Стоит отметить, что высокие уровни показателей блока организационных индикаторов обусловлены, в том числе, из-за того, что предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» признано полностью соответствующим международному стандарту в области энергоменеджмента (ISO 50001:2011). [14]

Таблица 3.2 – Результаты анализа секций «Геология и разработка» и «Техника и технология добычи нефти» ООО «Газпромнефть-Восток»

Оценка	Геология и разработка месторождений								Техника и технология добычи нефти	
	Динамика дебитов добывающих скважин (темпы падения)	Статистика по обводненному фонду добывающих скважин	Динамика обводненности добываемой продукции	Управление нерентабельным фондом скважин	Проведение анализа эффективности ППД	Анализ и расчет целевых значений Рзаб	Проведение исследований, проведение РИР	Эффективность ГТМ	Корректность выбора способа эксплуатации скважин и ПО	Величина КПД
По категории	3.8	2.0	2.5	2.8	2.8	2.5	2.5	4.0	3	3
Средняя по секции	2.8								3.0	

Таблица 3.3 – Результаты анализа блока организационных индикаторов ООО «Газпромнефть-Восток»

Направление ЭМ*	Энергетическая стратегия предприятия	Планирование и контроль в области ЭМ*	Организационно-управленческий механизм	Инвестиционная политика в области ЭМ*	Информационная деятельность менеджера по энергетике	Технологическая экспертиза	Мониторинг энергопотребления	Мониторинг лучших зарубежных и отечественных практик	Профессиональное развитие, обучение персонала	Системы мотивации	Пропаганда снижения энергоёмкости производства
Оценка	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.7	3.3	4.0	3.7	3.0
Средняя по блоку	3.8										

\* - сокращенное название «энергомеджмент»

Таблица 3.4 – Показатели энергозатрат по исследуемому предприятию и дочерним добывающим обществам (ДО) Компании

Предприятие	Ед.изм.	ДО 1		ДО 2		ДО 3		ДО 4		ООО «ГПН-Восток»		
		2014 год	2015 год	2014 год	2015 год	2014 год	2015 год	2014 год	2015 год	2014 год	2015 год	
1	Добыча жидкости	тыс.т	60138	64811	70566	71566	24922	27686	4026	4937	5613	5676
	Общее потребление энергии	тыс.кВт*ч	1513506	1610926	2056593	2036410	1044293	1135668	70284	98984	181078	182218
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	25.17	24.86	29.14	28.45	41.90	41.02	17.46	20.05	32.26	32.10
	Относительное изменение	%	<b>-1.2</b>		<b>-2.4</b>		<b>-2.1</b>		<b>14.9</b>		<b>-0.5</b>	
2	Механизированная добыча нефти	тыс.кВт*ч	942687	1000029	1379327	1381161	591769	652344	42401	63712	112612	113667
	Объем добычи жид-ти мех.способом	тыс.т	60436	64257	69985	71199	24855	27635	1768	2813	5455	5522
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	15.60	15.56	19.71	19.40	23.81	23.61	23.99	22.65	20.64	20.58
	Относительное изменение	%	<b>-0.2</b>		<b>-1.6</b>		<b>-0.9</b>		<b>-5.6</b>		<b>-0.3</b>	
3	Поддержание пластового давления	тыс.кВт*ч	473446	515331	567657	551209	337655	364402	11351	19951	53105	53698
	Объем воды	тыс.м3	50496	69952	75999	75838	35095	37358	1633	2606	5844	5870
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/м3	9.38	7.37	7.47	7.27	9.62	9.75	6.95	7.65	9.09	9.15
	Относительное изменение	%	<b>-21.4</b>		<b>-2.7</b>		<b>1.4</b>		<b>10.1</b>		<b>0.7</b>	
4	Подготовка и транспорт нефти, воды	тыс.кВт*ч	81694	79930	94393	90604	86285	86417	12514	11036	9420	9880
	Удельный расход э.э. на жидкость	кВт*ч/т	1.36	1.23	1.34	1.27	3.46	3.12	3.11	2.24	1.68	1.74
	Относительное изменение	%	<b>-9.2</b>		<b>-5.4</b>		<b>-9.8</b>		<b>-28.1</b>		<b>3.7</b>	
5	Сбор и транспорт газа	тыс.кВт*ч	2726	3387	1960	1182	5995	8769	1487	1631	1406	1214
	Объём использованного газа	млн.м3	1567	1557	4818	4758	462	710	2197	2702	75	76
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/м3	1.74	2.18	0.41	0.25	12.98	12.35	0.68	0.60	18.70	15.98
	Относительное изменение	%	<b>25.0</b>		<b>-38.9</b>		<b>-4.9</b>		<b>-10.8</b>		<b>-14.5</b>	
6	Прочее производственное потребление	тыс.кВт*ч	12797	12048	13255	12255	22588	23737	2532	2654	4535	3759
	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/т	0.21	0.19	0.19	0.17	0.91	0.86	0.63	0.54	0.81	0.66
	Относительное изменение	%	<b>-12.6</b>		<b>-8.8</b>		<b>-5.4</b>		<b>-14.5</b>		<b>-18.0</b>	

Таблица 3.5 – Расчет интервала для определения оценок по направлениям секции «Энергозатраты на добычу»

Направление	Максимальное значение, %	Минимальное значение, %	Шаг
Общее потребление энергии	14.9	-2.4	3.4
Механизованная добыча нефти	-0.2	-5.6	1.1
Поддержание пластового давления	10.1	-21.4	6.3
Подготовка и транспорт нефти, воды	3.7	-28.1	6.4
Сбор и транспорт газа	25.0	-38.9	12.8
Прочее производственное потребление	-5.4	-18.0	2.5

Таблица 3.6 – Определение оценок по каждому из направлений секции «Энергозатраты на добычу» и расчет среднего арифметического

Направление	Значение	Диапазоны значений по баллам					Оценка объекта
		0	1	2	3	4	
<b>Общее потребление энергии</b>	<b>-0.5</b>	<b>14.9...11.5</b>	<b>11.5...8.1</b>	<b>8.0...4.6</b>	<b>4.6...1.1</b>	<b>1.1...-2.4</b>	<b>4.00</b>
Механизованная добыча нефти	-0.3	-0.2...-1.3	-1.3...-2.4	-2.4...-3.4	-3.4...-4.5	-4.5...-5.6	0
Поддержание пластового давления	0.7	10.1...3.8	3.8...-2.5	-2.5...-8.8	-8.8...-15.1	-15.1...-21.4	1
Подготовка и транспорт нефти, воды	3.7	3.7...-2.6	-2.6...-9.0	-9.0...-15.4	-15.4...-21.7	-21.7...-28.1	0
Сбор и транспорт газа	-14.5	25.0...12.2	12.2...-0.6	-0.6...-13.3	-13.3...-26.1	-26.1...-38.9	3
Прочее производственное потребление	-18.0	-5.4...-7.9	-7.9...-10.5	-10.5...-13.0	-13.0...-15.5	-15.5...-18.0	4

Средняя оценка: 1.60

По полученным данным построена диаграмма уровней развития энергоменеджмента на предприятии (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Уровни развития направлений энергоменеджмента (лепестковая диаграмма) нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»

Как видно из рисунка 3.1 диаграмма имеет достаточно сбалансированный вид, однако имеются направления, которые необходимо существенно улучшать:

- оптимизация энергозатрат на добычу продукции из скважины;
- геология и разработка (темпы падения и обводненный фонд скважин);

Также имеются направления, которые находятся не на критичном уровне однако на них стоит обратить внимание в деятельности, направленной на энергосберегающий эффект и повышение энергоэффективности:

- пропаганда снижения энергоемкости производств;
- мониторинг лучших мировых и отечественных практик.

Для более наглядного представления о возможных улучшениях в системе энергоменеджмента были отдельно построены профили по организационным и производственным показателям предприятия (рисунки 3.2-3.3).

Из рисунка видно, что при средней оценке в 3.5 балла в целом по блоку, существенные улучшения требуются только по двум направлениям.

В целом, такие направления как геология и разработка, техника и технология добычи нефти являются объектами непрерывных улучшений, поскольку это динамические системы, требующие постоянный мониторинг и оперативное реагирование на отрицательные изменения, от которых сильно зависит направление, связанное с энергопотреблением.

Стоит отметить, что на текущий момент ООО «Газпромнефть-Восток» ведет активную и целенаправленную деятельность по снижению энергопотребления на производственных объектах, об этом свидетельствует внедрение на предприятии комплексных программ по реинжинирингу и повышению эффективности активов.

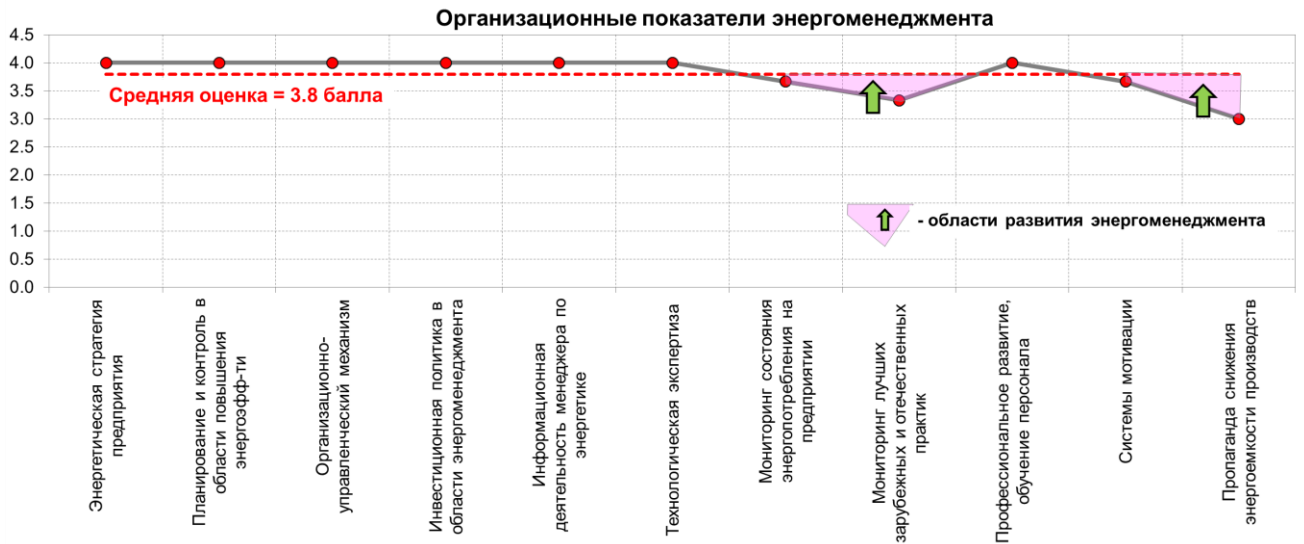


Рисунок 3.2 – Профиль энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток» по организационным показателям

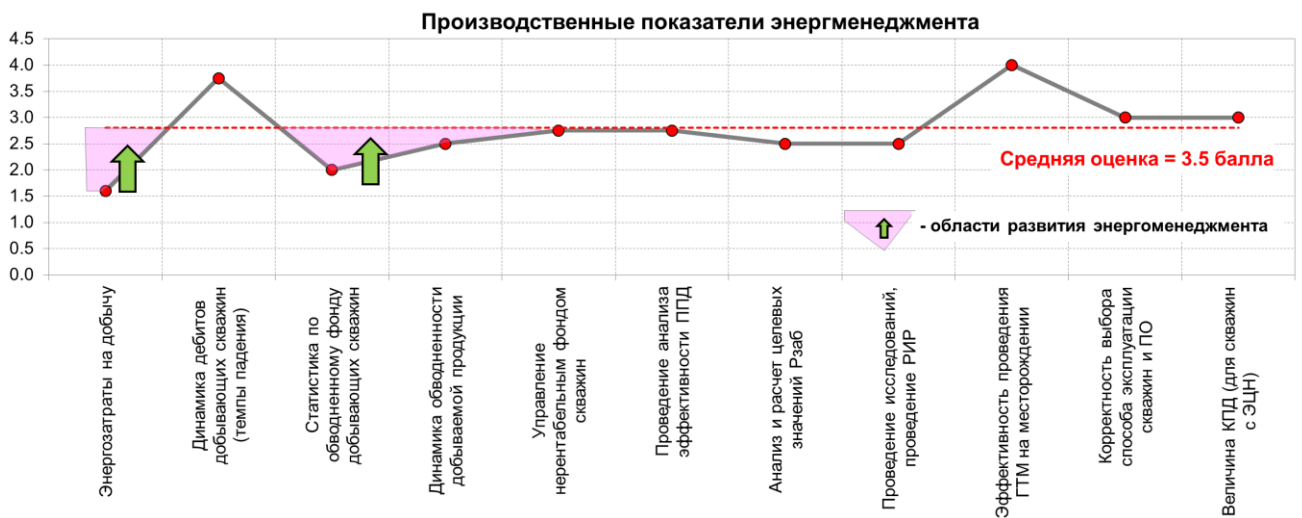


Рисунок 3.3 – Профиль энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток» по производственным показателям

Расчетное значение интегрального показателя состояния энергоменеджмента составляет **11.2 балла (сумма средних оценок)**, что позволяет отнести предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» к 4-му уровню развития энергоменеджмента (см. раздел 2.2 диссертации), который характеризует достаточно стабильное и хорошее состояние уровня энергоменеджмента, при котором, однако, имеются направления для улучшения (описаны выше).

Регулярная оценка текущего состояния энергоменеджмента на предприятиях нефтедобычи должна быть внедрена в общую систему энергоменеджмента. Поэтому для обеспечения бесперебойной работы механизма внутреннего энергоаудита, автором предлагается модифицировать организационную структуру управления энергохозяйством на

предприятию путем создания отдельной группы, подчиненной напрямую главному энергетiku, которая должна обеспечивать решение следующих задач:

- проведение регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента;
- анализ результатов проведенного энергоаудита;
- разработка рекомендаций и технических решений, обеспечивающих экономию ТЭР;
- регулирование технологических параметров;
- разработка технико-экономических обоснований, внедрение мероприятий и контроль исполнения;
- экспертиза результатов внедрения;
- организация работы по пропаганде энергосбережения среди сотрудников и повышению квалификации персонала.

Предлагаемая организационная структура управления энергохозяйством представлена на рисунке 3.4. Основные изменения – введение должности руководителя направления (менеджера) и главного специалиста, в обязанности которых будут входить указанные выше задачи. Также предлагается перераспределить функции у главных специалистов двух других отделов, поскольку они выполняют схожие задачи и, соответственно, могут дополнить созданную группу.

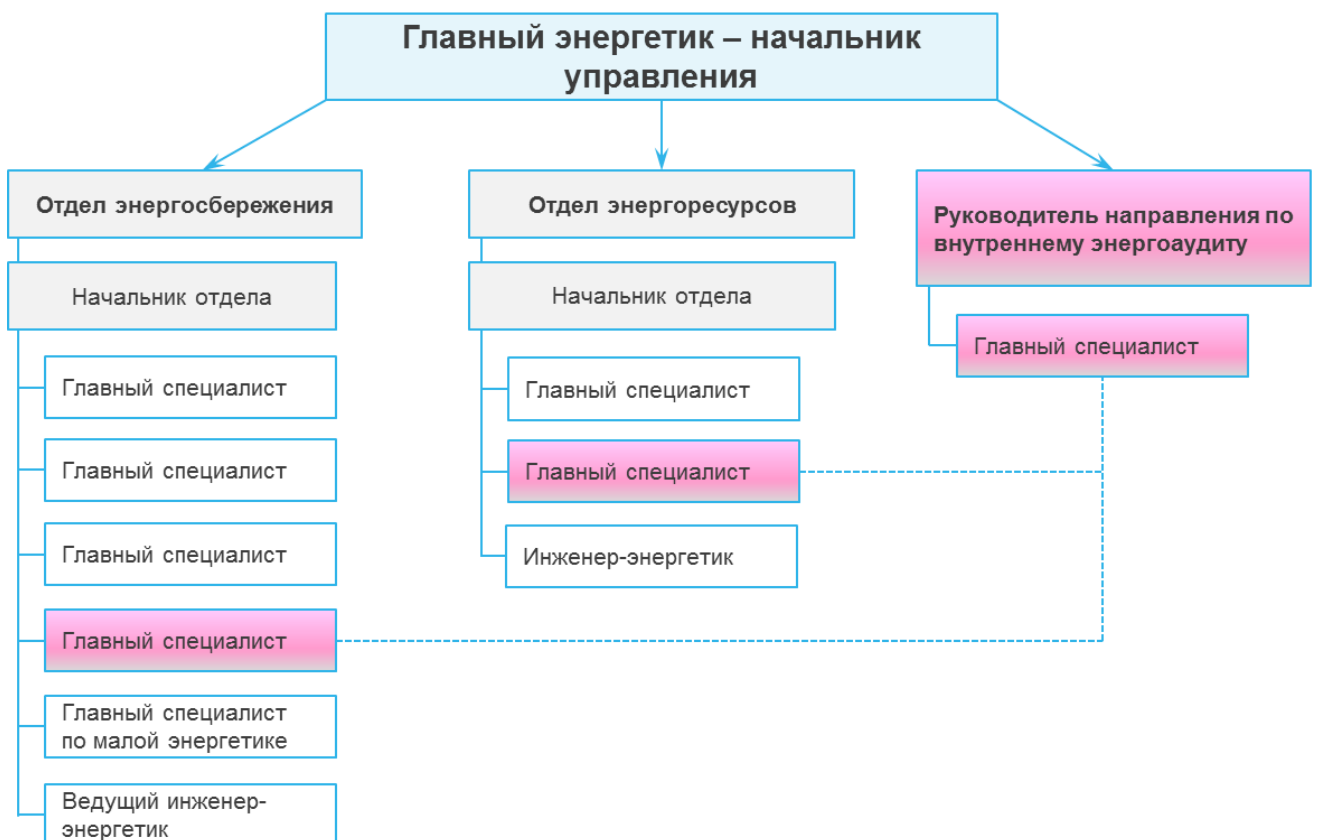


Рисунок 3.4 – Предлагаемая организационная структура управления энергохозяйством на предприятии ООО «Газпромнефть-Восток»

### 3.2.2 Оценка экономико-энергетического резерва за счет энергосбережения и повышения энергоэффективности на примере месторождений ООО «Газпромнефть-Восток» со сформированной системой ППД

Для расчета экономико-энергетического резерва проектов разработки за счет энергосбережения и повышения энергоэффективности были выбраны шесть месторождений предприятия ООО «Газпромнефть-Восток», на которых введена система поддержания пластового давления. С учетом геологических особенностей каждого месторождения были рассчитаны прогнозные профили добычи жидкости и закачки воды при базовом сценарии разработки месторождения, т.е. учитывая текущие условия разработки (без адресного изменения добывающего и нагнетательного фонда). Все расчеты проводились с использованием гидродинамических симуляторов на основе геологических и гидродинамических моделей месторождений.

Необходимость использования 3D цифровых моделей при прогнозировании профилей добычи обусловлена, прежде всего, возможностью более точного учета двух или трехфазного потока флюида в пласте, а также корректного учета физико-химических процессов, происходящих при заводнении. Это позволяет регулировать уровни отборов и закачки, контролировать нежелательные прорывы воды или газа, тем самым, продлевая срок разработки месторождения.

При построении геологической модели учитывается множество фактических данных бурения, геофизические исследования, сейсмические атрибуты и корреляции (рисунок 3.5). Поэтому важно использовать актуальные модели, поскольку полученные данные будут загружаться в гидродинамический симулятор, где и проводятся многовариантные расчеты профилей добычи.

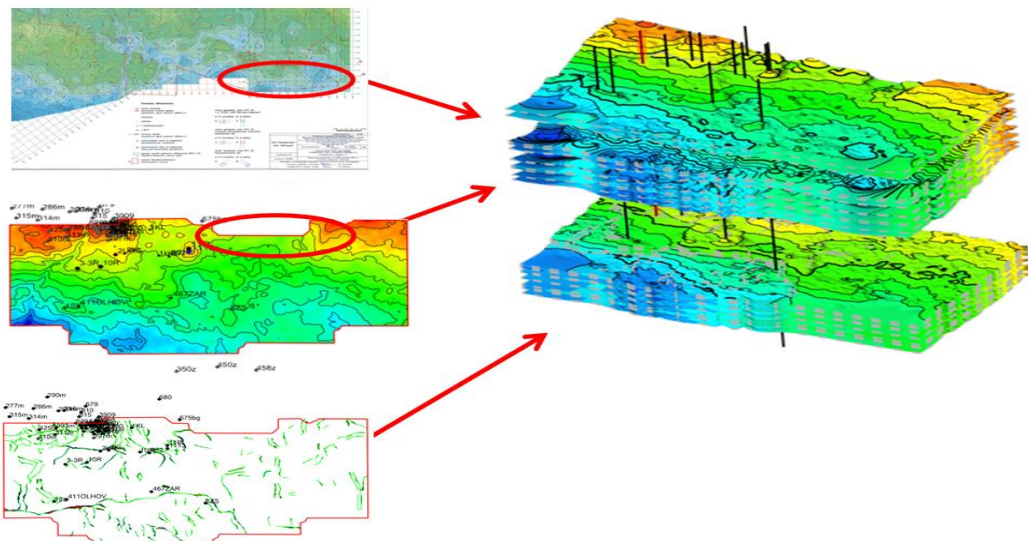


Рисунок 3.5 – Создание 3D геологической модели нефтяного месторождения

Построение или обновление 3D гидродинамической модели происходит на основе актуализированной геологической. Проводится обязательная процедура – адаптация ГДМ на историю разработки (на основе геологической информации и фактической работы скважин). Данный процесс трудоемкий, однако, он является важным звеном между фактическими данными работы добывающих и нагнетательных скважин и будущими прогнозными расчетами (рисунок 3.6 – 3.8).

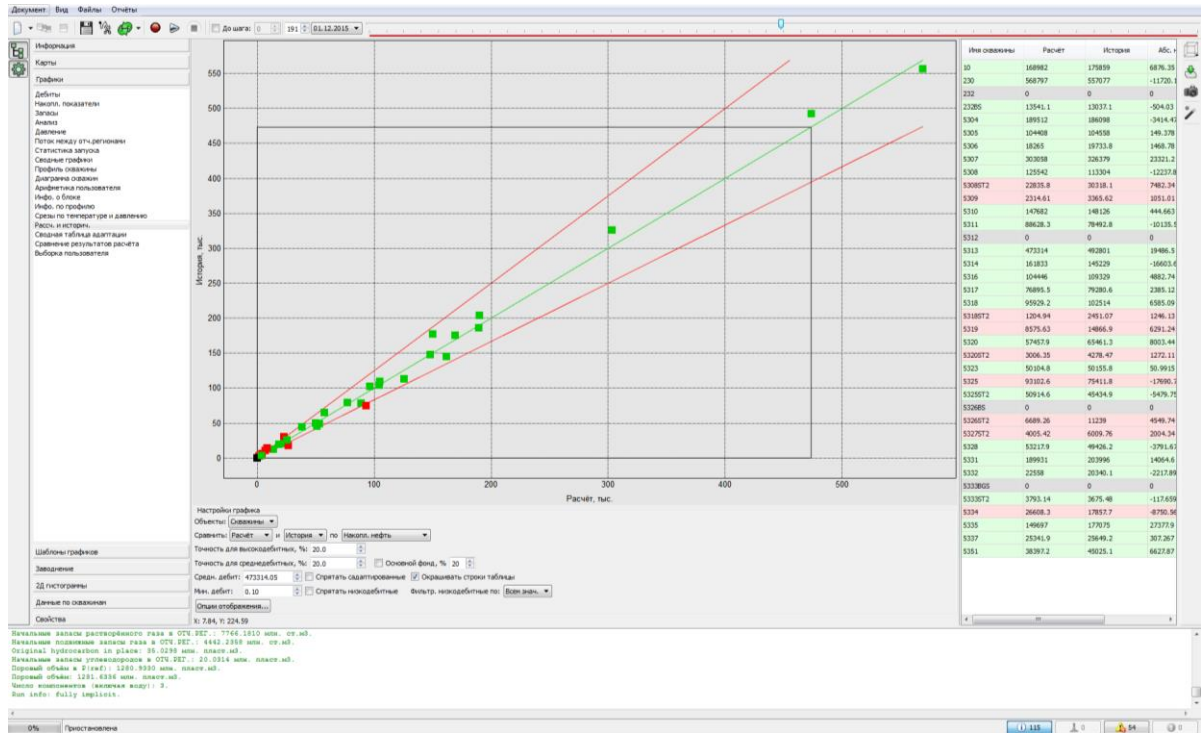


Рисунок 3.6 – Результат адаптации гидродинамической модели (анализ по накопленной добыче нефти по добывающим скважинам в пределах 20% коридора)

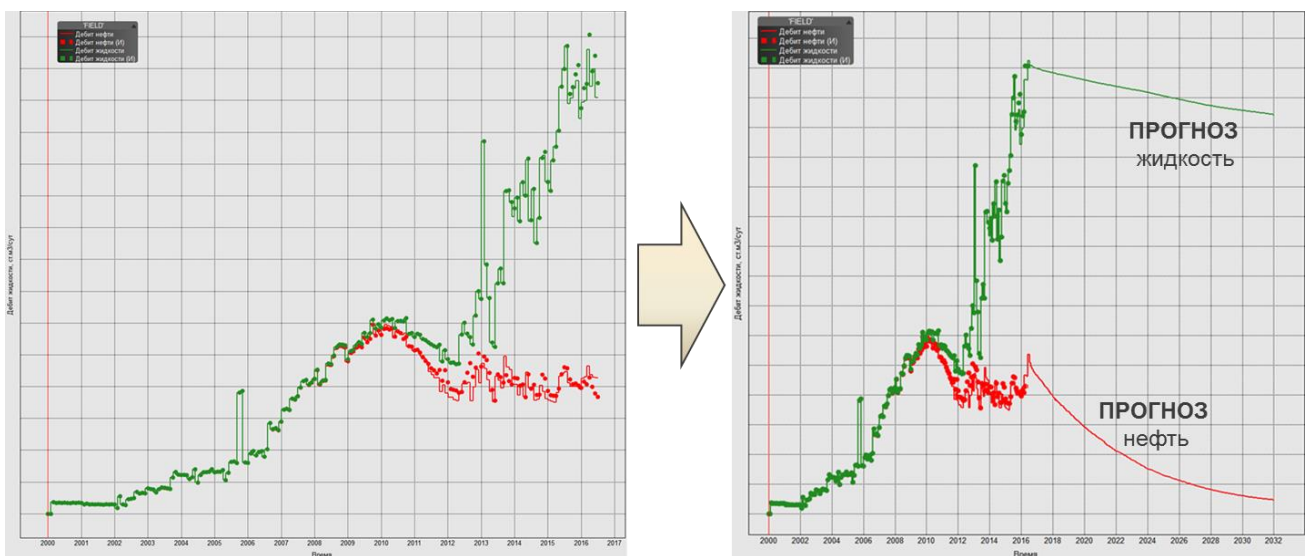


Рисунок 3.7 – Адаптация 3D гидродинамической модели для корректного прогноза профилей добычи

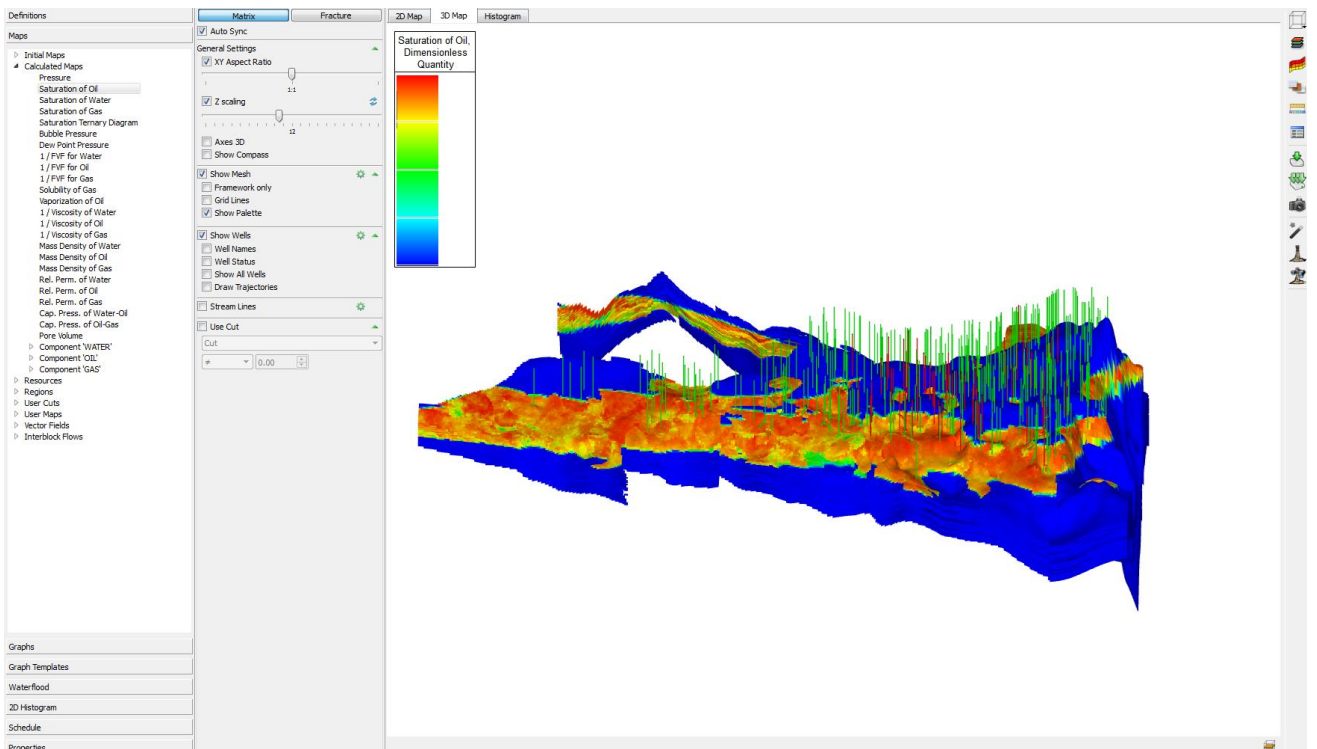


Рисунок 3.8 – Визуализация 3D гидродинамической модели нефтяного месторождения

В общем виде основные этапы создания и обновления 3D цифровых моделей нефтяного месторождения представлены на рисунке 3.9.



Рисунок 3.9 – Этапы создания и обновления 3D цифровых (геологической и гидродинамической) моделей нефтяного месторождения [49]

Сценарные условия по каждому месторождению представлены на рисунках 3.10 – 3.15.

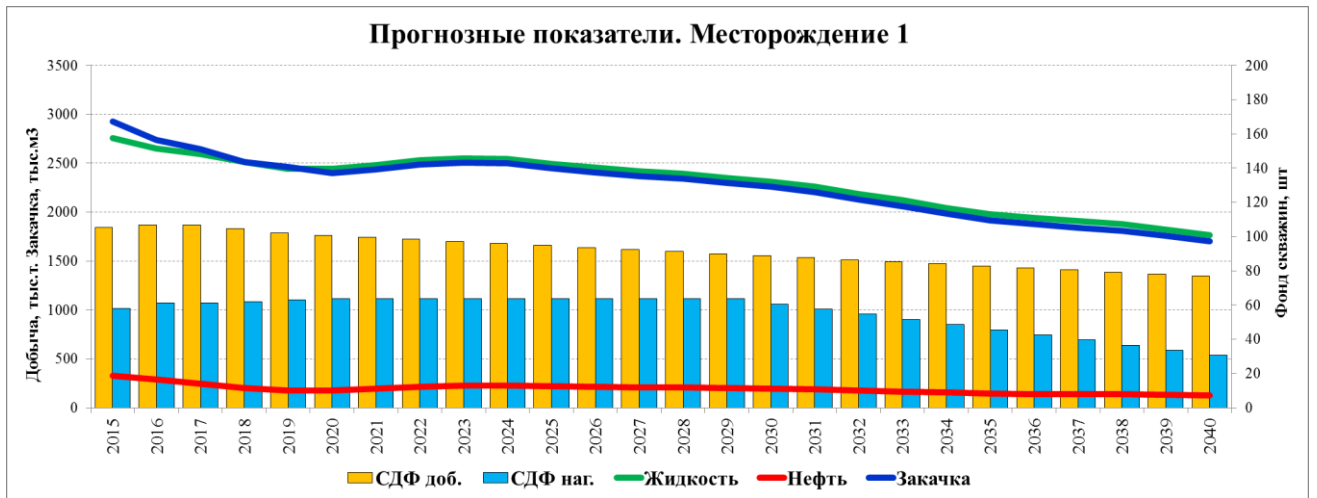


Рисунок 3.10 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 1

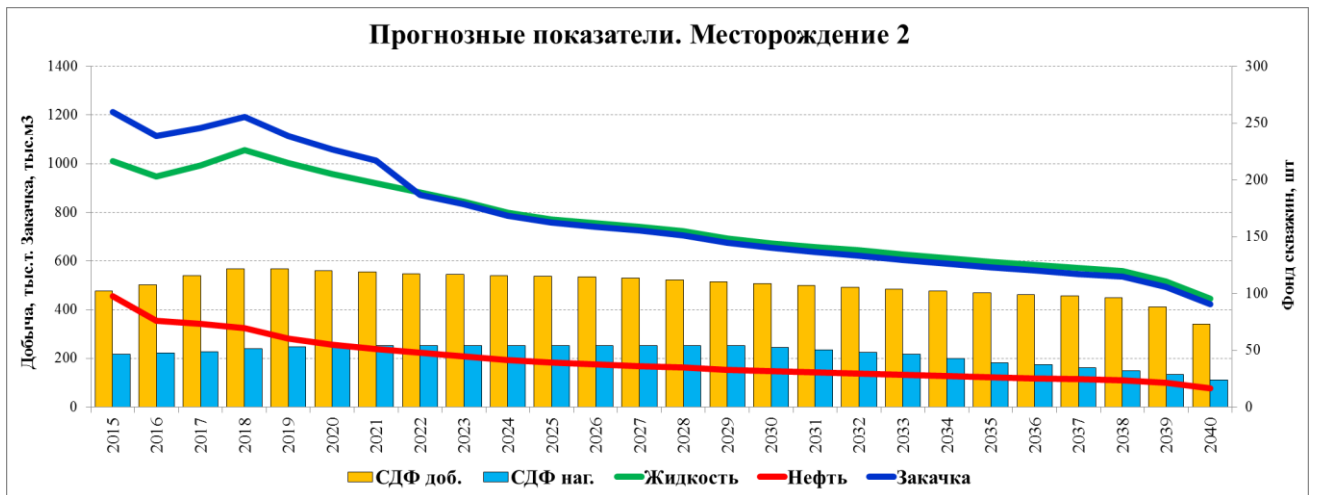


Рисунок 3.11 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 2

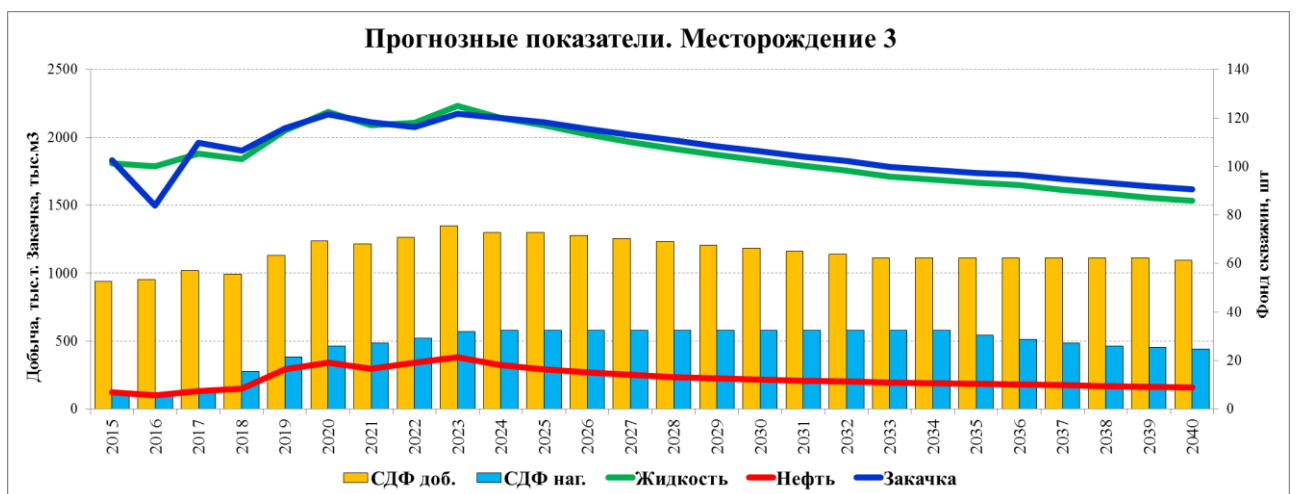


Рисунок 3.12 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 3

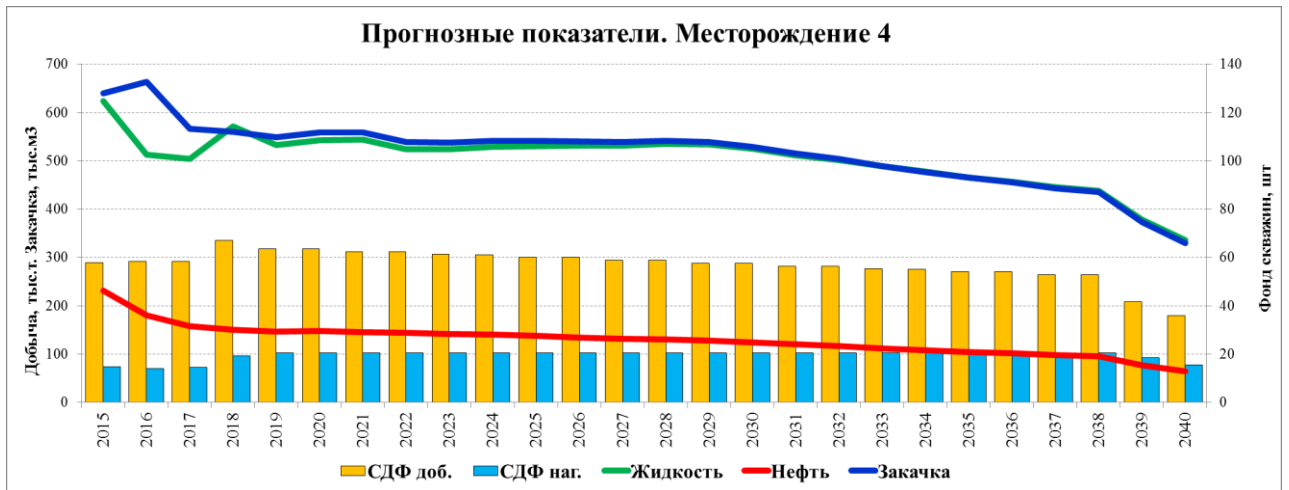


Рисунок 3.13 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 4

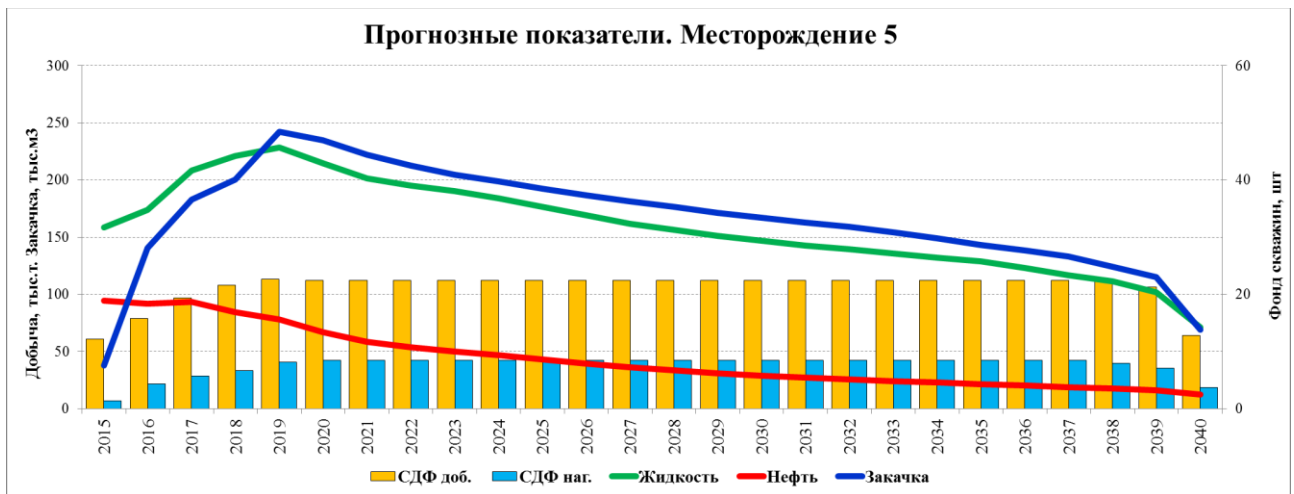


Рисунок 3.14 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 5

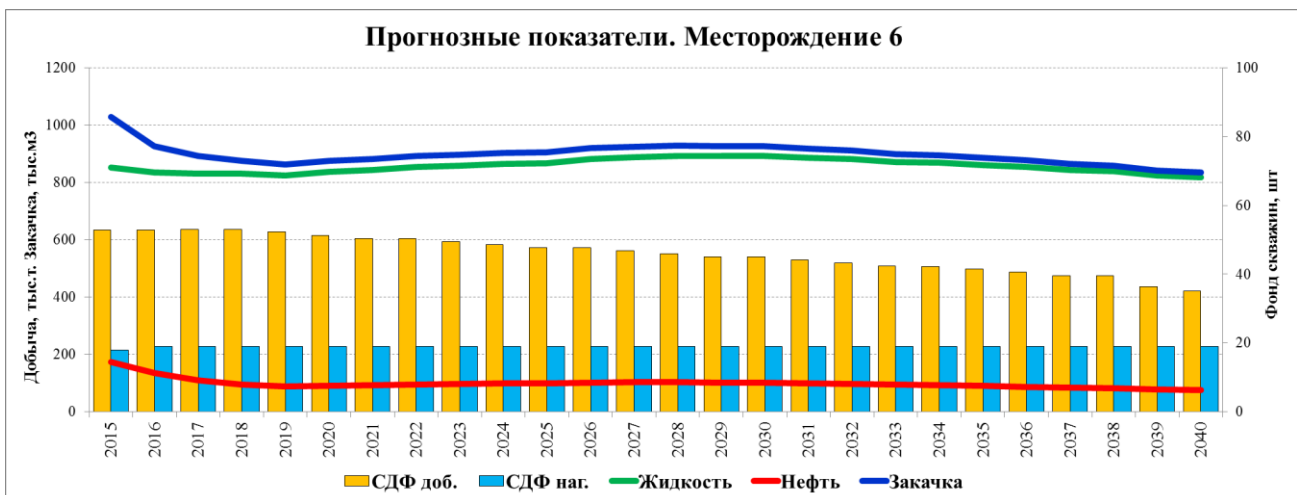


Рисунок 3.15 – Прогнозные профили добычи и закачки, динамика СДФ по месторождению 6

По результатам расчетов на основе разработанной экономической модели экономико-энергетический резерв проектов разработки рассматриваемых месторождений ООО «Газпромнефть-Восток» оценивается в размере 1,238 млрд.руб (за 25 лет), что составляет примерно 7,4% от базового расчета суммарных ЧДД по месторождениям. Учитывая, что в данных расчетах учтены геолого-технические мероприятия, был оценен также экономико-энергетический резерв (в виде положительной разницы ЧДД) только за счет энергосберегающих мер (энергосбережение, управление фондом скважин, управление закачкой и др.), который составил 805 млн.руб за 25 лет. В ближайшей перспективе до 2020 года, оцениваемое значение экономического эффекта составляет 463 млн.руб (только за счет энергосберегающих мер – 301 млн.руб (таблица 3.7). В таблицах 3.8 – 3.9 представлена динамика ЧДД по месторождениям.

Таблица 3.7 – Результаты расчетов экономико-энергетического резерва по месторождениям за счет энергосбережения и повышения энергоэффективности на основе разработанной экономической модели

ООО "Газпромнефть-Восток"	Расчетный экономико-энергетический резерв (прирост ЧДД)					
	По проекту		За счет Э/Сб мер (за 25 лет)		За счет Э/Сб мер (до 2020 г.)	
	млн.руб.	%*	млн.руб.	%*	млн.руб.	%*
Месторождение 1	431	8.8%	280	5.7%	134	3.2%
Месторождение 2	420	9.7%	273	6.3%	108	3.4%
Месторождение 3	172	6.9%	112	4.5%	16	2.7%
Месторождение 4	136	5.4%	89	3.5%	27	1.7%
Месторождение 5	28	2.3%	18	1.5%	6	0.6%
Месторождение 6	51	4.3%	33	2.8%	11	1.4%
<b>ИТОГО</b>	<b>1 238</b>	<b>7.4%</b>	<b>805</b>	<b>4.8%</b>	<b>301</b>	<b>2.7%</b>

\* - прирост ЧДД по месторождению относительно базового расчета ЧДД (в%)

Таблица 3.8 – Результаты расчетов показателей ЧДД по месторождениям предприятия с учетом базового сценария

ООО "ГПН-Восток"	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2015 - 2040
Месторождение 1	1571	2634	3368	3869	4212	4449	4611	4719	4789	4834	4862	4876	4881	4881	4875	4867	4857	4847	4836	4826	4817	4808	4799	4791	4783	4777	<b>4881</b>
Месторождение 2	1127	1836	2410	2860	3174	3413	3599	3745	3861	3950	4020	4076	4122	4159	4188	4211	4230	4246	4259	4270	4279	4287	4293	4298	4302	4305	<b>4305</b>
Месторождение 3	90	119	186	281	603	943	1183	1444	1705	1882	2013	2113	2190	2251	2301	2342	2375	2403	2426	2446	2462	2475	2486	2495	2502	2508	<b>2508</b>
Месторождение 4	566	927	1188	1427	1596	1744	1870	1979	2073	2152	2220	2276	2324	2365	2399	2428	2452	2472	2488	2502	2513	2522	2530	2537	2541	2544	<b>2544</b>
Месторождение 5	269	483	666	802	906	979	1032	1073	1105	1130	1149	1163	1174	1182	1188	1192	1196	1198	1200	1201	1202	1203	1203	1203	1203	1203	<b>1203</b>
Месторождение 6	350	550	667	736	788	833	877	917	955	989	1020	1047	1072	1093	1112	1127	1141	1152	1161	1168	1175	1180	1184	1187	1190	1192	<b>1192</b>
<b>Всего</b>	<b>3973</b>	<b>6550</b>	<b>8485</b>	<b>9974</b>	<b>11278</b>	<b>12361</b>	<b>13171</b>	<b>13878</b>	<b>14487</b>	<b>14937</b>	<b>15282</b>	<b>15552</b>	<b>15763</b>	<b>15930</b>	<b>16062</b>	<b>16167</b>	<b>16251</b>	<b>16318</b>	<b>16371</b>	<b>16413</b>	<b>16447</b>	<b>16474</b>	<b>16495</b>	<b>16511</b>	<b>16522</b>	<b>16529</b>	<b>16529</b>

Таблица 3.9 – Результаты расчетов показателей ЧДД по месторождениям предприятия на основе разработанной экономической модели

ООО "ГПН-Восток"	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2015 - 2040
Месторождение 1	1603	2698	3466	4001	4381	4655	4852	4993	5094	5167	5220	5258	5284	5302	5313	5310	5304	5296	5286	5274	5262	5250	5236	5220	5204	5186	<b>5313</b>
Месторождение 2	1148	1877	2478	2962	3309	3579	3798	3976	4122	4240	4337	4419	4488	4544	4591	4625	4653	4676	4695	4705	4711	4720	4724	4724	4699	4638	<b>4724</b>
Месторождение 3	91	120	188	285	615	968	1219	1495	1777	1967	2111	2222	2309	2378	2435	2483	2522	2555	2583	2608	2626	2642	2655	2665	2675	2680	<b>2680</b>
Месторождение 4	571	936	1203	1452	1628	1785	1919	2038	2139	2228	2303	2367	2421	2469	2509	2543	2571	2597	2616	2634	2648	2661	2671	2680	2662	2649	<b>2680</b>
Месторождение 5	269	485	669	807	913	988	1043	1085	1118	1145	1165	1181	1193	1202	1209	1215	1219	1222	1225	1227	1229	1230	1231	1231	1230	1219	<b>1231</b>
Месторождение 6	353	556	675	747	801	850	896	940	981	1018	1051	1082	1109	1133	1153	1171	1186	1199	1209	1219	1226	1231	1236	1241	1241	1243	<b>1243</b>
<b>Всего</b>	<b>4035</b>	<b>6673</b>	<b>8680</b>	<b>10254</b>	<b>11647</b>	<b>12825</b>	<b>13726</b>	<b>14527</b>	<b>15232</b>	<b>15765</b>	<b>16188</b>	<b>16529</b>	<b>16804</b>	<b>17028</b>	<b>17210</b>	<b>17347</b>	<b>17456</b>	<b>17545</b>	<b>17614</b>	<b>17667</b>	<b>17702</b>	<b>17733</b>	<b>17752</b>	<b>17762</b>	<b>17710</b>	<b>17615</b>	<b>17762</b>

### 3.2.3 Отбор и ранжирование энергосберегающих мероприятий для формирования инвестиционной программы энергосбережения

На основе мониторинга текущих показателей добычи продукции из скважин, а также энергозатрат на основных производственных объектах ООО «Газпромнефть-Восток» был сформирован перечень рекомендуемых энергосберегающих мероприятий (таблица 3.10). Данные мероприятия позволят оптимизировать энергозатраты, сократить потери электроэнергии и повысить экологическую безопасность.

Таблица 3.10 – Список энергосберегающих мероприятий, рекомендованных к внедрению

№ п/п	Энергосберегающее мероприятие	Инвестиции, тыс.руб	Ожидаемая экономия энергии в год, кВт*ч	Срок окупаемости, год
1	Внедрение Э/Эфф УЭЦН нового типоразмера линейки DN на 25 скважинах	4583	1760	0.90
2	Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-1	46	22	0.72
3	Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-2	41	20	0.70
4	Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-4	71	57	0.43
5	Внедрение высоковольтных ПЭДН	4180	1494	0.96
6	Внедрение ЧРП для насосов ППД (4 шт.)	17636	6780	0.90
7	Мероприятия по ремонту насосов системы ПиГ (4 шт.)	6857	1298	1.82
8	Внедрение ЧРП для насосов ПиГ (8 шт.)	17180	2947	2.01
9	Мероприятия по замене насосов ПиГ (4 шт.)	6286	2707	0.80
10	Установка станций управления УЭЦН с частотным регулированием	9615	4006	0.83
11	Установка устройств компенсации реактивной мощности (9 шт.)	2191	465	1.62
12	Внедрение вентильных электродвигателей в составе УЭЦН на 4 скважинах	1857	489	1.31
13	Оптимизация схемы работы насосных агрегатов КНС	893	650	0.47

Для расчета основных экономических показателей были приняты следующие параметры тарифа на электроэнергию и базовой ставки дисконтирования:

- тариф на электроэнергию – 2900 руб/тыс.кВт\*ч;
- базовая ставка дисконтирования – 11%.

Временной интервал для прогнозных вариантов расчетов принят на уровне 10 лет (ограничен максимальным сроком службы внедряемых технологических установок).

С целью снижения финансовой нагрузки на предприятие инвестиции в программу энергосбережения (71,4 млн.руб) решено распределить в трехлетний период:

- в 1-ый год 45% (32,1 млн.руб);
- во 2-й год 30% (21,4 млн.руб);
- в 3-й год 25% (17,9 млн.руб).

Для иллюстрации методики формирования оптимальной программы энергосбережения, описанной во второй главе (п.2.4), автором сформировано 6 прогнозных вариантов формирования программы энергосбережения на основе рекомендуемых мероприятий:

- бездействие в области энергосбережения (мероприятия не проводятся);
- единовременное инвестирование сразу во все мероприятия в 1-ый расчетный год (71,4 млн.руб) по ставке дисконтирования величина, которая была определена для всего предприятия в целом с учетом индивидуальных особенностей;
- единовременное инвестирование сразу во все мероприятия в 1-ый расчетный год (71,4 млн.руб) с учетом рисков надбавок ставки дисконтирования (по каждому из рекомендуемых мероприятий), рассчитанных по предлагаемой методике;
- ранжирование энергосберегающих мероприятий по показателю ЧДД, внедрение мероприятий в трехлетний период в рамках ограничения инвестиций;
- ранжирование энергосберегающих мероприятий по показателю индекса доходности инвестиций, внедрение мероприятий в трехлетний период в рамках ограничения инвестиций;
- ранжирование энергосберегающих мероприятий по разработанной методике на основе индекса потенциальных потерь ЧДД с учетом рисков надбавок ставки дисконтирования, внедрение мероприятий в трехлетний период в рамках ограничения инвестиций;

На рисунке 3.16 – 3.20 представлено определение рисковой надбавки на примере первого из списка предлагаемых энергосберегающих мероприятий – внедрение энергоэффективных УЭЦН нового типоразмера линейки DN на 25 скважинах. Как видно из рисунка 3.16, на котором изображена выкопировка из расчетного модуля *MS Excel*, для проведения экспертного опроса привлекалось 5 специалистов энергетической и технологической служб предприятия. Каждый из них оценил вероятность возникновения рисков, которые характерны для технико-технологических мероприятий, к которым относится внедрение энергоэффективных УЭЦН. Проверка по коэффициенту вариации выставленных значений показала, что мнения экспертов согласованы (коэффициент не превышает 0.35).

Далее были рассчитаны среднее значение вероятности, величина ущерба, отнесенного к ожидаемой прибыли (ЧДД) от мероприятия, и построены матрицы  $P(q)$  по всем рассматриваемым рискам для определения соответствующих рисков надбавок.

M1 Внедрение Э/Эфф УЭЦН нового типоразмера линейки DN на 25 скважинах									Итоговая $r^{risk} = 6\%$		
Группа рисков	Риски реализации проектов	Экспертное значение вероятности возникновения риска, %					Оценка согласованности		Средняя вероятность, %	Относительная величина ущерба, д.ед.	Величина надбавки к ставке дисконта, %
		Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Эксперт 4	Эксперт 5	Коэффициент вариации	Результат			
ТРАДИЦИОННЫЕ	<b>Отраслевые</b>										<b>0.7</b>
	Неустойчивость цен на нефть	70	80	60	40	50	0.26	согласовано	60	0.20	0.3
	Изменение цен на нефтегазовое оборудование	30	20	40	30	20	0.30	согласовано	28	0.80	0.4
	<b>Страновые</b>										<b>0.2</b>
	Ухудшение условий налогообложения	30	30	30	40	30	0.14	согласовано	32	0.15	0.2
	Политическое давление со стороны других стран	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0
	<b>Финансовые и правовые</b>										<b>0.4</b>
	Колебания курса валют	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0
	Инфляция	50	60	60	50	50	0.10	согласовано	54	0.05	0.2
	Изменение ставки рефинансирования ЦБ	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0
Изменения таможенного законодательства	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0	
Изменение экологических норм и правил	60	50	70	70	60	0.13	согласовано	62	0.05	0.2	
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ	<b>Геологические</b>										<b>2.3</b>
	Прорыв воды/газа при увеличении депрессии для месторождений с хорошими ФЕС, карбонатными коллекторами и ГШ	60	50	60	50	60	0.10	согласовано	56	0.63	0.5
	Недостаточный приток жидкости к скважине для месторождений с ухудшенными ФЕС и низкодебитным фондом добывающих скважин	70	40	70	60	50	0.22	согласовано	58	0.23	0.3
	Срыв подачи ЭЦН (при высоком газовом факторе)	40	30	20	40	30	0.26	согласовано	32	0.15	0.2
	Обрыв кабеля, оборудования в скважине при глубокой скважине или сложной ее конструкции	70	50	60	40	70	0.22	согласовано	58	0.31	0.4
	Сложность спуска оборудования при глубокой скважине или сложной ее конструкции	40	30	50	30	20	0.34	согласовано	34	0.11	0.2
	Перегрев и выход из строя оборудования при высоких пластовых температурах	60	50	70	50	40	0.21	согласовано	54	0.50	0.4
	Ускоренный износ кабеля, оборудования при высоком содержании серы и других примесей в нефти	20	40	30	30	40	0.26	согласовано	32	0.46	0.3
	<b>Технологические</b>										<b>1.2</b>
	Уникальность и недостаточная изученность мероприятия (отсутствие опыта реализации)	80	90	80	70	90	0.10	согласовано	82	0.78	0.8
	Технологически сложное оборудование	60	50	60	50	60	0.10	согласовано	56	0.10	0.2
	Несовместимость программного обеспечения	40	50	30	40	60	0.26	согласовано	44	0.56	0.2
	<b>Риски, связанные с персоналом</b>										<b>0.2</b>
	Недостаточная мотивация	10	10	10	10	10	0.00	согласовано	10	0.01	0.0
	Неквалифицированный персонал	30	20	30	40	20	0.30	согласовано	28	0.34	0.2
	Несоблюдение требований безопасности при проведении работ	10	10	10	10	10	0.00	согласовано	10	0.00	0.0
	<b>Организационные</b>										<b>1.0</b>
	Низкая репутация поставщика	80	60	70	60	60	0.14	согласовано	66	0.80	0.7
	Недостаточный опыт реализации энергосберегающих мероприятий	30	20	20	30	40	0.30	согласовано	28	0.56	0.3
	Зависимость от других энергосберегающих мероприятий	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0
Недостаточный уровень развития энергоменеджмента	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0	
<b>Информационные</b>										<b>0.0</b>	
Некорректно или не в полном объеме проведенный энергоаудит	0	0	0	0	0	0.00	согласовано	0	0.00	0.0	
Неисправное или устаревшее оборудование энергоучета	10	10	10	10	10	0.00	согласовано	10	0.03	0.0	
Ошибки при составлении отчетов о потреблении энергоресурсов	20	20	10	15	10	0.33	согласовано	15	0.04	0.0	

Рисунок 3.16 – Пример определения рисковей надбавки по мероприятию 1. Выкопировка из расчетного модуля MS Excel

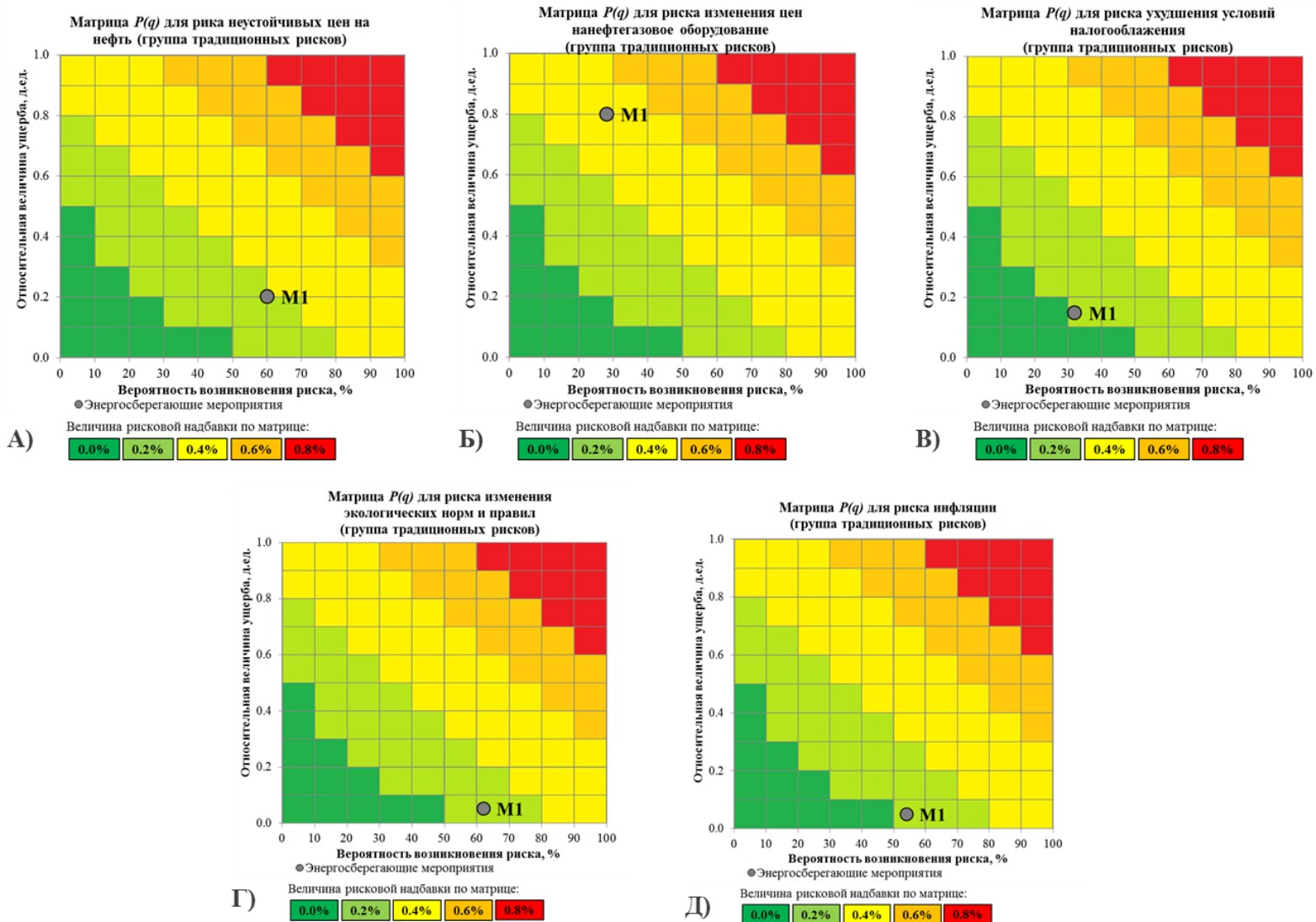


Рисунок 3.17 – Определение рисковых надбавок для группы традиционных рисков по матрице рисков  $P(q)$  для мероприятия 1.

А – риск неустойчивых цен на нефть, Б – риск изменения цен на нефтегазовое оборудование, В – риск ухудшения условий налогообложения, Г – риск изменения экологических норм и правил, Д – риск инфляции

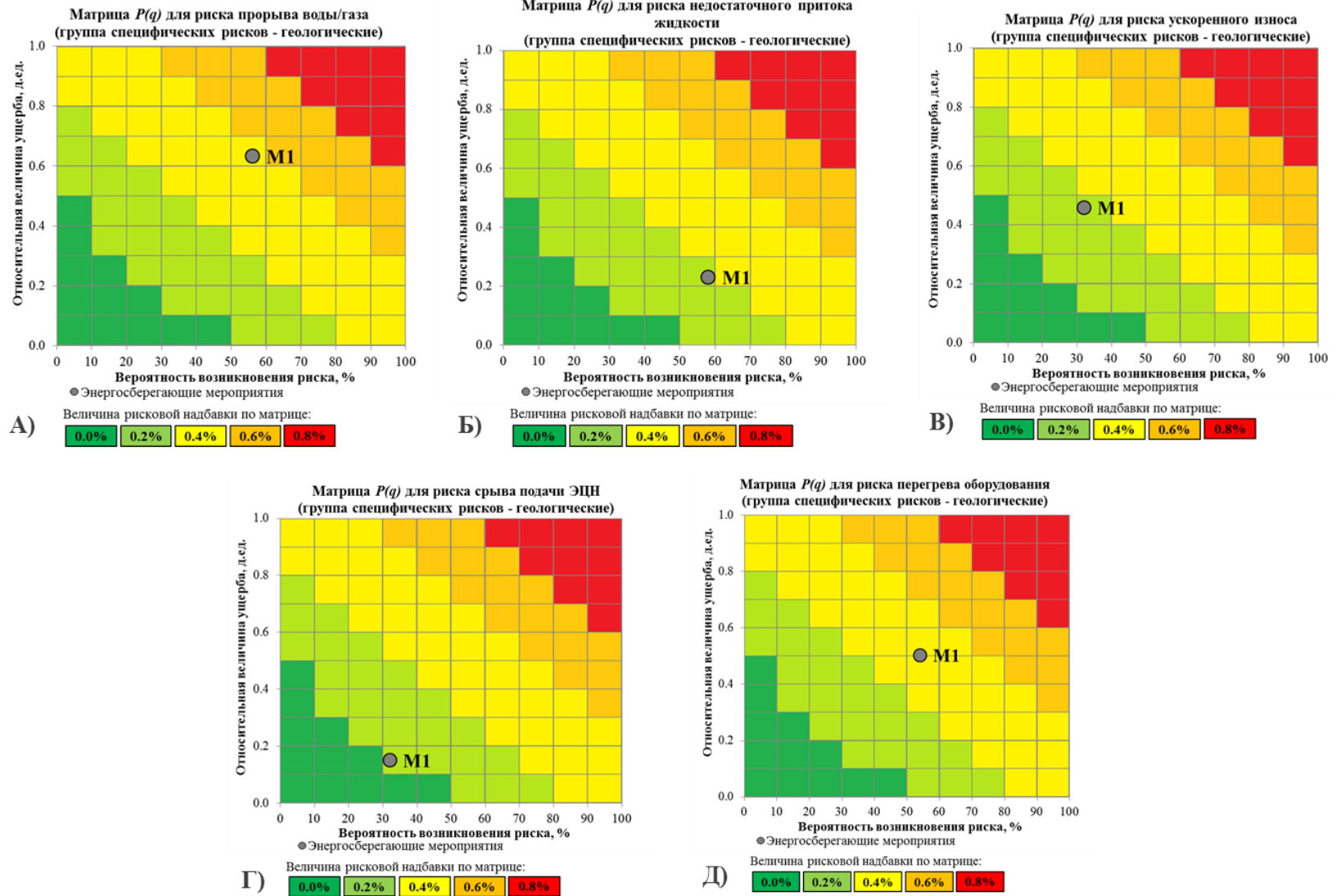


Рисунок 3.18 – Определение рисковых надбавок для группы специфических рисков по матрице рисков  $P(q)$  для мероприятия 1.

А – риск прорыва воды/газа, Б – риск недостаточного притока жидкости, В – риск ускоренного износа оборудования, Г – риск получения срыва подачи ЭЦН из-за высокого газового фактора, Д – риск перегрева оборудования

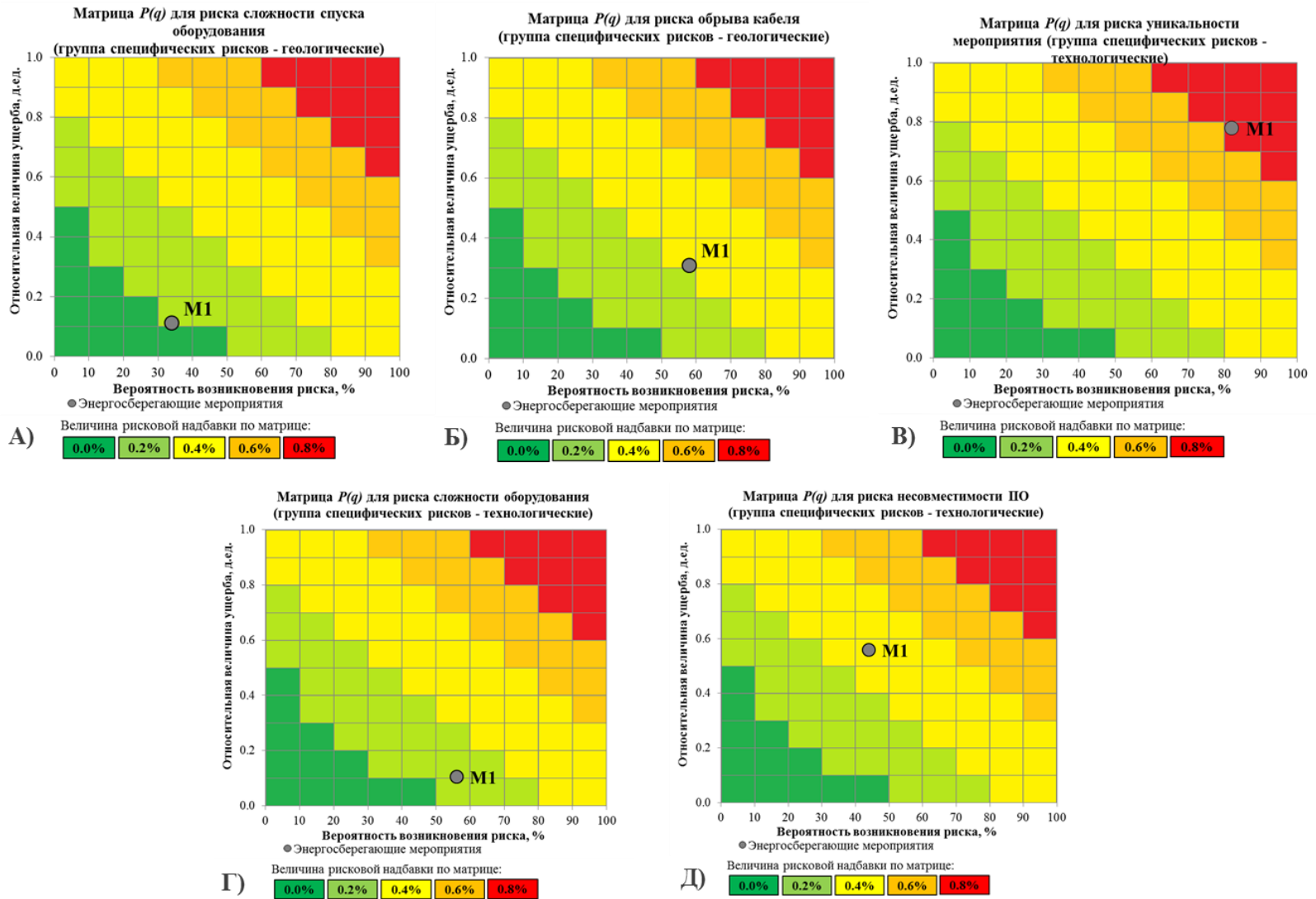


Рисунок 3.19 – Определение рисковых надбавок для группы специфических рисков по матрице рисков  $P(q)$  для мероприятия 1.

А – риск сложности спуска оборудования, Б – риск обрыва кабеля, В – риск уникальности мероприятия, Г – риск технологической сложности оборудования, Д – риск несовместимости ПО

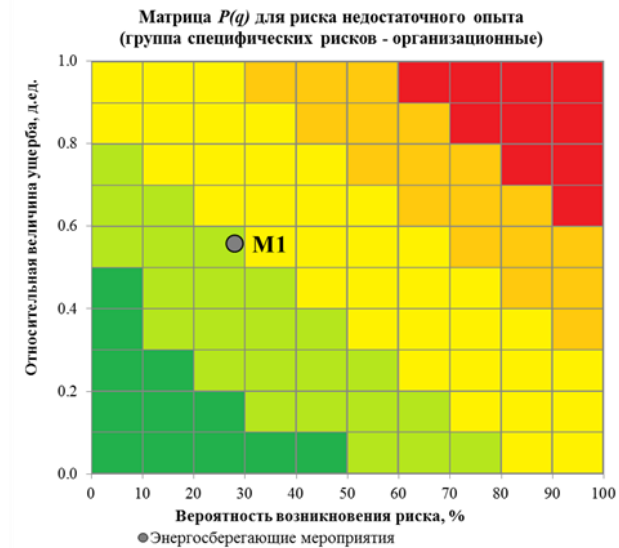
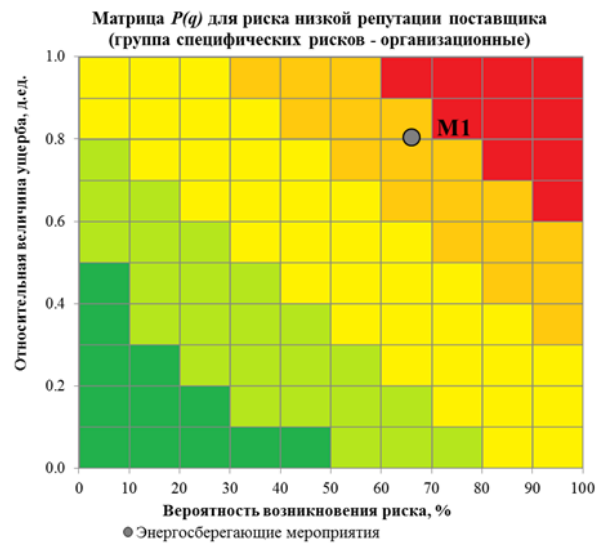
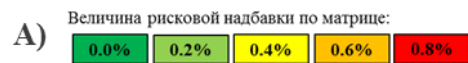
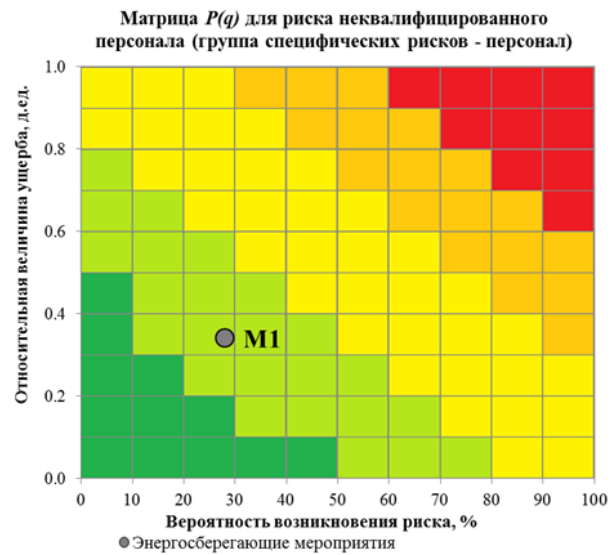


Рисунок 3.20 – Определение рисковых надбавок для группы специфических рисков по матрице рисков  $P(q)$  для мероприятия 1.

А – риск неквалифицированного персонала, Б – риск низкой репутации поставщика оборудования, В – риск недостаточного опыта реализации мероприятий подобного типа

Аналогичным образом были получены значения и для других мероприятий. В таблице 3.11 представлены результаты определения рисков надбавок к ставке дисконтирования по предлагаемой методике. Стоит отметить, что из представленного списка энергосберегающих мероприятий пять относятся к группе оптимизационных, восемь – к группе технико-технологических мероприятий.

Таблица 3.11 – Результаты определения рисков надбавки ставки дисконтирования по мероприятиям

Мероприятия	Шифр	$\Gamma_{risk}, \%$	$\Gamma_{base} + \Gamma_{risk}, \%$
Внедрение Э/Эфф УЭЦН нового типоразмера линейки DN на 25 скважинах	M1	6.0	17.0
Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-1	M2	4.8	15.8
Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-2	M3	4.8	15.8
Снижение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах на НГДП-4	M4	5.0	16.0
Внедрение высоковольтных ПЭДН	M5	7.0	18.0
Внедрение ЧРП для насосов ППД (4 шт)	M6	6.4	17.4
Мероприятия по ремонту насосов системы ПиТ (4 шт)	M7	4.3	15.3
Внедрение ЧРП для насосов ПиТ (10 шт)	M8	4.1	15.1
Мероприятия по замене насосов ПиТ (4 шт)	M9	7.2	18.2
Установка станций управления УЭЦН с частотным регулированием	M10	5.2	16.2
Установка устройств компенсации реактивной мощности (23 шт)	M11	4.0	15.0
Внедрение вентильных электродвигателей в составе УЭЦН на 4 скважинах	M12	6.9	17.9
Оптимизация схемы работы насосных агрегатов КНС-1	M13	3.6	14.6

На основе полученных экспертных значений вероятности возникновения рисков была определена рискованная надбавка ставки дисконтирования для каждого из мероприятий, которая отражает совокупность традиционных и специфических рисков нефтедобычи при реализации того или иного энергосберегающего мероприятия.

Далее для каждого мероприятия были рассчитаны основные экономические показатели эффективности для дальнейшего ранжирования мероприятий и формирования программы энергосбережения.

В таблице 3.12 представлены результаты расчетов по универсальной ставке дисконтирования, равной 15%, и по ставке дисконтирования с учетом рискованной надбавки, учитывающей уровень и вероятность возникновения специфических и традиционных рисков по каждому из энергосберегающих мероприятий.

Таблица 3.12 – Расчет экономических показателей по рекомендуемым мероприятиям

Шифр	Инвестиции	Экономия ТЭР в год	Экономия затрат в год (PV <sub>i</sub> )	Простой срок окупаемости	Период эксплуатации	Расчет по 15% ставке дисконтирования			Расчет на основе разработанной методики				
						Экономия затрат (PV <sub>i+1</sub> )	ЧДД	PI	r <sub>base</sub> +r <sub>risk</sub>	ЧДД	PI	Экономия затрат (PV <sub>i+1</sub> )	J <sub>E</sub>
M1	4583	1760	5104	0.90	2.2	4438	5731	1.25	17.0	4811	1.23	4362	0.162
M2	46	22	64	0.72	5.0	55	200	4.35	15.8	197	4.28	55	0.189
M3	41	20	58	0.70	4.0	51	151	3.68	15.8	149	3.64	51	0.195
M4	71	57	165	0.43	4.0	144	471	6.64	16.0	465	6.55	142	0.321
M5	4180	1494	4333	0.96	3.0	3767	7196	1.72	18.0	5878	1.66	3672	0.158
M6	17636	6780	19662	0.90	7.0	17097	76436	4.33	17.4	71867	4.07	16748	0.165
M7	6857	1298	3765	1.82	5.5	3274	8594	1.25	15.3	7387	1.24	3266	0.073
M8	17180	2947	8547	2.01	7.0	7432	23714	1.38	15.1	17835	1.38	7426	0.065
M9	6286	2707	7849	0.80	2.0	6825	8388	1.33	18.2	8203	1.31	6640	0.192
M10	9615	4006	11618	0.83	2.4	10102	15619	1.62	16.2	15442	1.61	9998	0.168
M11	2191	465	1349	1.62	5.0	1173	3007	1.37	15.0	2615	1.37	1173	0.080
M12	1857	489	1419	1.31	5.0	1234	3613	1.95	17.9	2873	1.82	1204	0.116
M13	893	650	1885	0.47	2.0	1639	2631	2.95	14.6	2637	2.95	1645	0.269
	<b>71437</b>	<b>22696</b>	<b>65818</b>			<b>57233</b>	<b>155753</b>	<b>2.18</b>		<b>140359</b>	<b>1.97</b>	<b>56381</b>	

По полученным расчетным показателям были сформированы программы энергосбережения в соответствии с предлагаемыми сценарными условиями. Вариант 1 – бездействие в области энергосбережения, варианты 2 и 3 – одновременное инвестирование во все мероприятия в первый расчетный период по универсальной ставке дисконтирования и по ставке, рассчитанной по предлагаемой методике.

Для варианта 4 оптимальная последовательность реализации мероприятий по показателю ЧДД представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Программа энергосбережения на трехлетний период по варианту 4

Период реализации	1-й год		2-й год			3-й год							
	M6	M8	M10	M7	M9	M5	M1	M12	M11	M13	M4	M2	M3
Инвестиции, тыс.руб	17636	17180	9615	6857	6286	4180	4583	1857	2191	893	71	46	41
ЧДД, тыс.руб	71867	23627	15442	8517	8203	6936	5629	3387	3007	2637	465	197	149

Для варианта 5 оптимальная последовательность реализации мероприятий по показателю индекса доходности инвестиций представлена в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Программа энергосбережения на трехлетний период по варианту 5

Период реализации	1-й год								2-й год	3-й год			
	M4	M2	M6	M3	M13	M12	M5	M10		M8	M11	M9	M7
Инвестиции, тыс.руб	71	46	17636	41	893	1857	4180	9615	17180	2191	6286	6857	4583
PI, д.ед.	6.55	4.28	4.07	3.64	2.95	1.82	1.66	1.61	1.38	1.37	1.31	1.24	1.23

Для варианта 6 оптимальная последовательность реализации мероприятий по показателю индекса потенциальных потерь ЧДД с учетом рисковой надбавки ставки дисконтирования на основе разработанной методики представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Программа энергосбережения на трехлетний период по варианту 6

Период реализации	1-й год							2-й год					3-й год
	M4	M13	M3	M9	M2	M10	M6	M1	M5	M12	M11	M7	
Инвестиции, тыс.руб	71	893	41	6286	46	9615	17636	4583	4180	1857	2191	6857	17180
JE д.ед.	0.321	0.269	0.195	0.192	0.189	0.168	0.165	0.162	0.158	0.116	0.080	0.073	0.065

Прогнозные уровни энергозатрат по предприятию на расчетный период по сформированным вариантам представлены в таблице 3.16 и на рисунке 3.21. Основные расчетные экономические данные по вариантам представлены в таблицах 3.17 – 3.22.

Таблица 3.16 – Динамика энергозатрат (электроэнергия, кВт\*ч) по прогнозным вариантам

Энергозатраты, тыс.кВт*ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Вариант 1</b>	215056	215946	229158	240314	247939	253419	258950	257201	256225	248112
<b>Вариант 2</b>	192360	193250	213630	228235	235937	243043	249223	257201	256225	248112
<b>Вариант 3</b>	192360	193250	213630	228235	235937	243043	249223	257201	256225	248112
<b>Вариант 4</b>	205329	198208	206462	222728	234014	241340	247597	257201	256225	248112
<b>Вариант 5</b>	201537	199480	209516	223768	235585	241928	247459	253605	256225	248112
<b>Вариант 6</b>	200814	196197	212222	226389	235937	241439	248574	254254	253278	248112

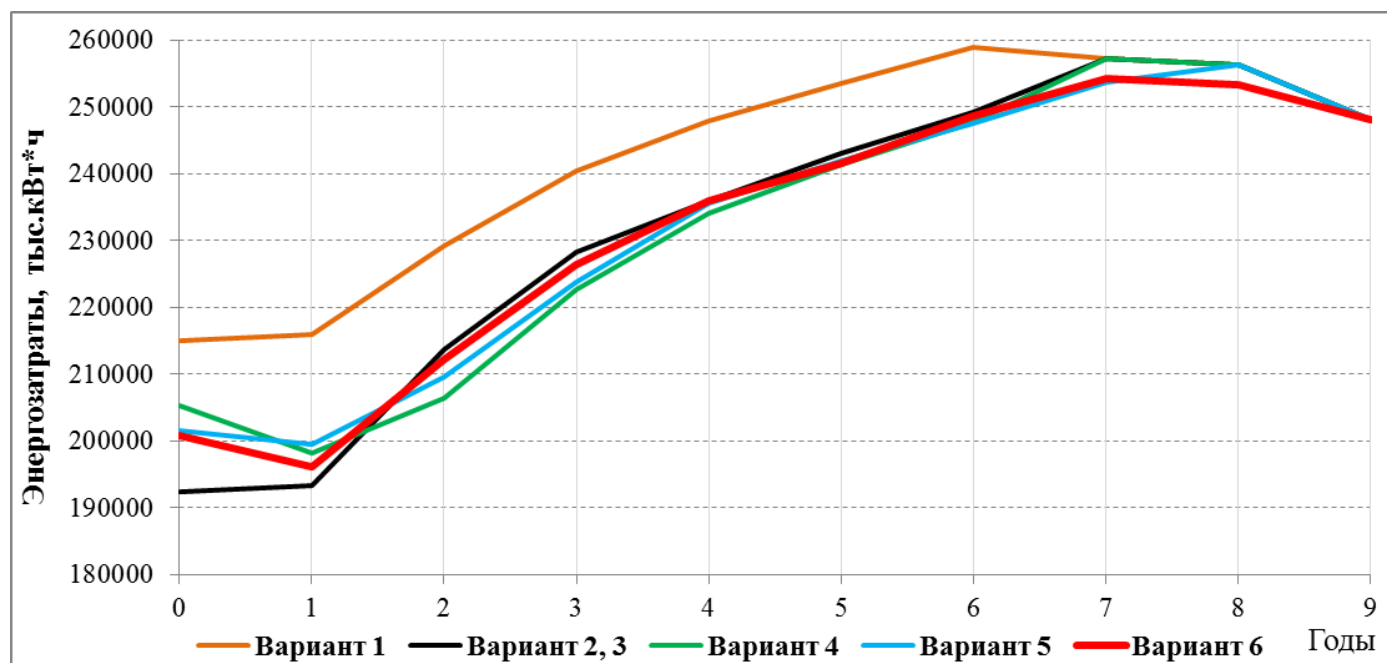


Рисунок 3.21 – Динамика энергозатрат по прогнозным вариантам

Таблица 3.17 – Основные экономические показатели по варианту 1

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3.18 – Основные экономические показатели по варианту 2

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	22696	22696	15528	12079	12002	10376	9727	0	0	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	71437	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	-5619	65818	45030	35030	34806	30092	28209	0	0	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	-5619	57233	34049	23033	19900	14961	12196	0	0	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	-5619	51614	85663	108696	128596	143557	155753	155753	155753	155753

Таблица 3.19 – Основные экономические показатели по варианту 3

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	22696	22696	15528	12079	12002	10376	9727	0	0	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	71437	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	-5619	65818	45030	35030	34806	30092	28209	0	0	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	-5619	56381	33103	22150	18892	13971	11186	0	0	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	-5619	50762	83866	106016	124908	138879	150064	150064	150064	150064

Таблица 3.20 – Основные экономические показатели по варианту 4

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	9727	17738	22696	17586	13925	12079	11353	0	0	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	34816	22758	13862	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	-6607	28683	51955	50998	40383	35030	32923	0	0	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	-6607	24538	38161	32188	21795	16326	13125	0	0	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	-6607	17931	56092	88281	110076	126402	139526	139526	139526	139526

Таблица 3.21 – Основные экономические показатели по варианту 5

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	13519	16466	19642	16546	12354	11491	11491	3596	0	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	34340	17180	19917	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	4864	30572	37045	47982	35827	33323	33323	10430	0	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	4864	26014	27042	30090	19436	15566	13371	3889	0	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	4864	30878	57920	88010	107447	123012	136384	140272	140272	140272

Таблица 3.22 – Основные экономические показатели по варианту 6

Годы		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Экономия ТЭР</b>	тыс.кВт	14242	19749	16936	13925	12002	11980	10376	2947	2947	0
<b>Инвестиции</b>	тыс.руб	34588	19669	17180	0	0	0	0	0	0	0
<b>Денежный поток</b>	тыс.руб	6713	37602	31934	40383	34806	34742	30092	8547	8547	0
<b>Дисконт.денежный поток</b>	тыс.руб	6713	32068	23118	25425	18892	16189	11987	3194	2775	0
<b>Дисконт.доход</b>	тыс.руб	6713	38781	61899	87324	106215	122404	134391	137584	140359	140359

В таблице 3.23 показаны сводные результаты расчетов.

На рисунке 3.22 представлено сравнение динамики чистого дисконтированного дохода по рассматриваемым вариантам.

Полученные результаты показывают, что максимальная экономическая эффективность наблюдается по варианту 2 – 155.8 млн.руб ЧДД (индекс доходности по варианту 2.18 д.ед.), однако в данном варианте не учтены возможные риски, связанные с реализацией программы энергосбережения. В третьем варианте прогноз уточнен с помощью рискованных надбавок ставки дисконтирования, величина ЧДД составляет 150.0 млн.руб (PI=2.10 д.ед.), однако стоит учитывать, что варианты 2 и 3 приведены справочно и их реализация невозможна ввиду установленных ограничений инвестиций по годам.

При сопоставимости показателей индекса доходности и ЧДД Вариант 6 наиболее оптимален относительно Вариантов 4 и 5 с точки зрения динамики денежных потоков, поскольку при его реализации положительная величина ЧДД наблюдается уже в первый год и является максимальной среди всех вариантов и составляет 6.7 млн.руб. Преимуществом данного варианта программы энергосбережения является снижение рисков реализации проектов, более комфортная финансовая обеспеченность инвестициями (возможность инвестировать полученные средства от реализации мероприятий 1-го года).

Таблица 3.23 – Сравнение экономических показателей различных вариантов программ энергосбережения

Программа энергосбережения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
<b>ЧДД за весь период, тыс.руб</b>	0	155793	150064	139526	140272	<b>140359</b>
<b>ЧДД в 1-й год, тыс.руб</b>	0	-5579	-5579	-6607	4864	<b>6713</b>
<b>PI, д.ед.</b>	0	2.18	2.10	1.95	1.96	<b>1.97</b>

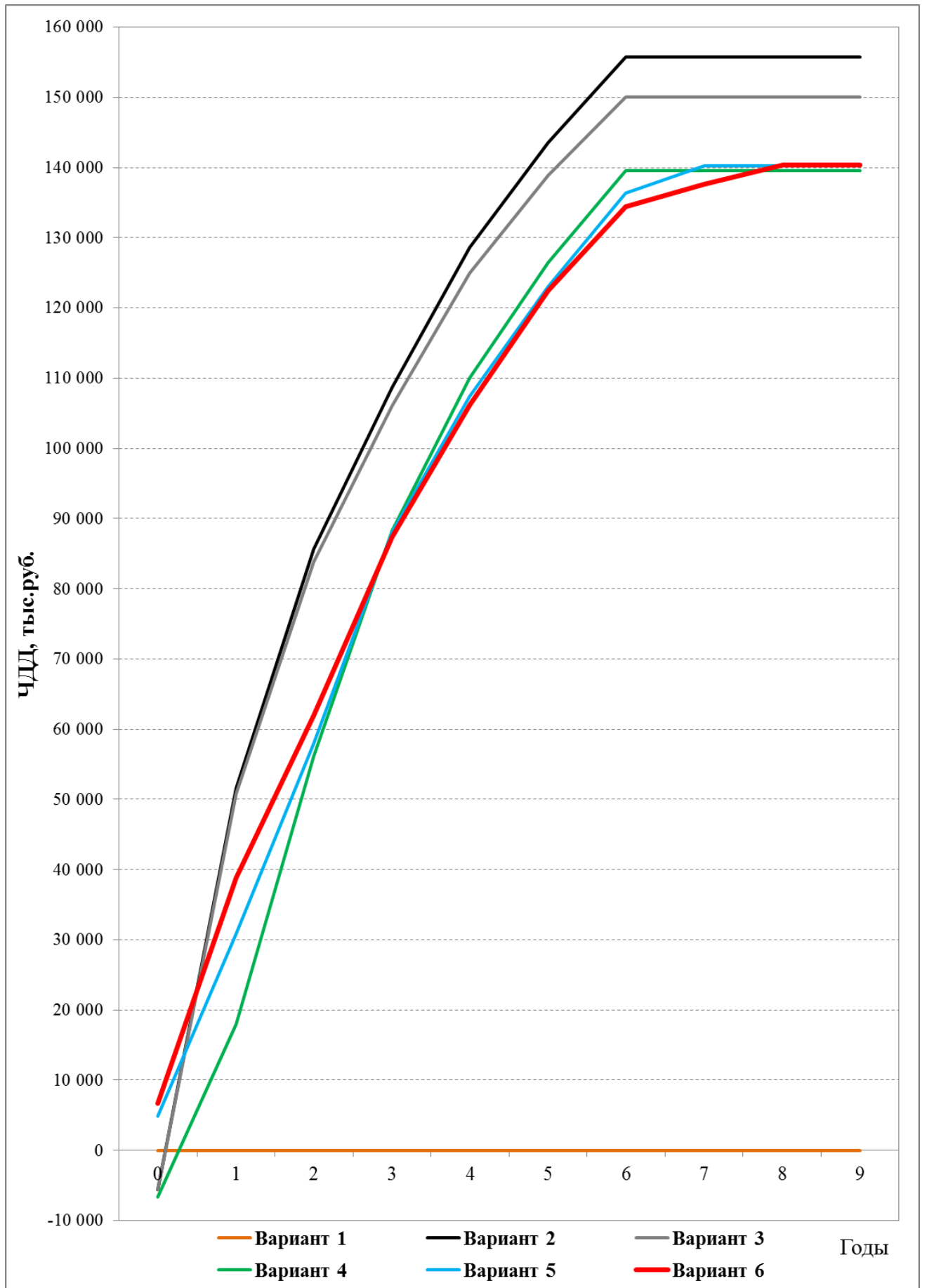


Рисунок 3.22 – Сравнение динамики ЧДД различных вариантов программы энергосбережения

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. Объект исследования ООО «Газпромнефть-Восток» является одним из ведущих нефтедобывающих предприятий, осуществляющим свою деятельность на территориях Томской и Омской областей. Предприятие входит в число крупнейших компаний нефтяной и нефтегазовой промышленности Сибири. В структуре энергетических затрат предприятия преобладают затраты на электроэнергию. Основное потребление электроэнергии приходится на механизированную добычу продукции из добывающих скважин и на мероприятия, связанные с системой поддержания пластового давления.

2. Проведенный анализ текущего состояния энергоменеджмента на основе разработанной методики показал, что предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» можно отнести к 4-й категории уровня развития энергоменеджмента (интегральный показатель равен 11.2 балла), который характеризуется достаточно стабильным и хорошим состоянием уровня энергоменеджмента, при котором, имеются направления для улучшения. Организационный профиль имеет достаточно сбалансированный вид, однако такие направления, как оптимизация энергозатрат на добычу продукции из скважины, работа с обводненным фондом скважин и снижением темпов падения дебита, требуют значительного улучшения. Также имеются направления, которые находятся не на критичном уровне однако на них стоит обратить внимание в деятельности, направленной на энергосберегающий эффект и повышение энергоэффективности: пропаганда снижения энергоемкости производств и мониторинг состояния энергопотребления на предприятии.

3. Предложена модификация организационной структуры управления энергетическим хозяйством на предприятии, которая заключается в создании отдельной группы, отвечающей за проведение оценки текущего состояния энергоменеджмента на предприятии, разработкой технических решений, контролем за реализацией энергосберегающих мероприятий и организацией работы по повышению квалификации персонала.

4. Проведена оценка по выявлению экономико-энергетического резерва проектов разработки месторождений с системой ППД предприятия ООО «Газпромнефть-Восток» на основе разработанной экономико-математической модели. Полученный экономико-энергетический резерв оценивается в размере 1,238 млрд.руб (за 25 лет). В ближайшей перспективе (до 2020 года), оцениваемое значение экономического эффекта только за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности составляет 301 млн.руб.

5. Для оптимизации энергозатрат на производственных объектах нефтедобычи сформирован список энергосберегающих мероприятий, общие капитальные вложения которых

потребуется инвестиций в размере 71.4 млн.руб, а общая годовая экономия электроэнергии составит 22696 тыс.кВт\*ч. Установлена оптимальная последовательность внедрения рекомендуемых мероприятий на основе разработанного индекса потенциальных потерь, который уточняет экономический прогноз и учитывает косвенные риски, связанные с реализацией мероприятий, в виде рискованной надбавки ставки дисконтирования. Сформирована оптимальная инвестиционная программа энергосбережения с учетом инвестиционных ограничений по годам, с показателями ЧДД = 140.4 млн.руб, PI=1.97 д.ед, которая в первый год реализации имеет положительную динамику ЧДД (6.7 млн.руб в 1-й год).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи по повышению экономической эффективности добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений на основе внедрения энергосберегающих мероприятий.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Выявлено, что одной из основных причин увеличения энергопотребления в нефтедобывающей отрасли является рост эксплуатационных затрат на добычу нефти на месторождениях с поздней стадией разработки, который обусловлен высокой обводненностью добываемой продукции и увеличением издержек, связанных с транспортировкой сырья, подготовкой нефти и воды, реализацией мероприятий по поддержанию пластового давления.

2. Установлено, что одним из действенных механизмов поддержания текущих уровней добычи нефти и повышения общей экономической эффективности разработки нефтяных месторождений является проведение энергоаудита, внедрение энергосберегающих технологий и повышение энергоэффективности нефтедобычи. Однако традиционные методы повышения экономической и управленческой эффективности энергосберегающей деятельности нефтедобывающих предприятий не позволяют в полной мере выявить и реализовать потенциал энергосбережения и повышения энергоэффективности.

3. Разработан метод оперативной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии, главным отличием которого от существующих подходов является комплексный учет производственных и организационных направлений и расчет интегрального показателя, позволяющего отнести предприятие к определенному уровню развития энергоменеджмента. Результатом применения методики на регулярной основе является отслеживание в динамике основных показателей энергоменеджмента и определение приоритетных направлений его развития.

4. Предложен методический подход к оценке экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности на основе разработанной экономико-математической модели, базирующейся на показателях энергозатрат по всем объектам нефтедобычи, статистических данных фактической разработки нефтяных месторождений со сформированной системой ППД и прогнозных уровнях добычи, рассчитанных на гидродинамических моделях этих месторождений. Применение методики позволяет оценивать экономико-энергетический резерв нефтяных месторождений различных

масштабов, что делает ее универсальной и адаптивной к разным вариантам систем разработки месторождений с ППД.

5. Предложен методический подход формирования инвестиционной программы энергосбережения на основе усовершенствованного индекса потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода с учетом рисковой надбавки ставки дисконтирования, учитывающей состав традиционных и специфических рисков нефтедобычи. В рамках методики разработан алгоритм расчета величины рисковой надбавки ставки дисконтирования.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

БГС	Боковой горизонтальный ствол
ГДИС	Гидродинамические исследования скважин
ГДМ	Гидродинамическая модель
ГРП	Гидроразрыв пласта
ГС	Горизонтальная скважина
ГШ	Газовая шапка
КИН	Коэффициент извлечения нефти
КПД	Коэффициент полезного действия
МРП	Межремонтный период
ПО	Программное обеспечение
ППД	Поддержание пластового давления
РИР	Ремонтно-изоляционные работы
СЭнМ	Система энергоменеджмента
ТРИЗ	Трудноизвлекаемые запасы
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
УЭЦН	Установка электроцентробежного насоса
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства
ЧРП	Частотно-регулируемый привод
ЭМ	Энергоменеджмент
ЭЦН	Электроцентробежный насос

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Айвазян С.А. Сравнительный анализ интегральных свойств качества жизни населения субъектов РФ [Электронный ресурс]. – М.: Центр ситуационного анализа и прогнозирования ЦЭМИ РАН (Decision Support and Forecasting Center CEMI RAS), 2005. – Режим доступа: <http://server1.data.cemi.rssi.ru/GRAF/center/projects/level/1.htm>
2. Алгоритм разработки и внедрения системы энергоменеджмента (СЭнМ) [Электронный ресурс] // ЭСКО портал об энергосбережении – Режим доступа: [http://esco-ecosys.narod.ru/esco/2013\\_10/art13.pdf](http://esco-ecosys.narod.ru/esco/2013_10/art13.pdf)
3. Аналитический бюллетень. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы//Выпуск №1: Итоги 2010 года. - М.: Центр экономических исследований РИА-Аналитика, 2011. - 78 с.
4. Андрижевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособ. / А.А. Андрижевский, В.И.Володин – Минск: Вышэйш. шк., 2005. – 240 с.
5. Арутюнова Д.В. Инновационный менеджмент: учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ, 2014. – 152 с.
6. Барков С.Л., Хавкин А.Я. Современные проблемы нефтедобычи // Нефть. Газ. Инновации. – 2012. - №6. - С.53-57
7. Бахарев Ю.П. Философия науки постсоветский взгляд, 2012 – С.345.
8. Башмаков И.А. Разработка комплексных долгосрочных программ энергосбережения и повышения энергоэффективности: методология и практика: дисс. ... д-ра экон. наук: 08.00.05. М., 2013. 429 с.
9. Березина А.А. Организационно-управленческий механизм внедрения системы «интеллектуальное месторождение» на нефтегазовых предприятиях России: дисс. канд. экон. наук: 08.00.05. СПб., 2015. 155 с.
10. Бернер М.С., Лоскутов А.В., Понаровкин Д.Б., Тарасова А.Н. Зарубежный опыт мотивации энергосбережения [Электронный ресурс] / М.С. Бернер, А.В. Лоскутов, Понаровкин Д.Б., А.Н. Тарасова // Энергосбережение. – 2008. – №3. Режим доступа: [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=3971](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3971)
11. Бойко Л.Г. Совершенствование методологии управления рисками при реализации энергосберегающих проектов в строительной отрасли [Электронный ресурс] – Режим доступа: [nbuv.gov.ua/old\\_jrn/natural/Upsal...5/08blgesp.pdf](http://nbuv.gov.ua/old_jrn/natural/Upsal...5/08blgesp.pdf)
12. Боронина Л.Н., Сенук З.В. Основы управления проектами: учеб. пособие / Л.Н. Боронина, З.В. Сенук: М-во образования и науки Рос.Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 112 с.

13. Бушуев В.В. Основные приоритеты и возможные масштабы энергосбережения в отраслях ТЭК с учетом экологического эффекта / Энергетическая политика. – 2006 - №6. – С. 16 – 24.
14. В «Газпромнефть-Востоке» успешно завершена сертификация системы энергоменеджмента [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://obzor.westsib.ru/news/502231>
15. Виноградова О. Мировые итоги: нефть'2015 / О.Виноградова // Нефтегазовая вертикаль – 2016. - №3-4'16. – С.8 – 15.
16. Внедрение системы энергоменеджмента на предприятиях по стандарту ISO 50001 [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studopedia.ru/2\\_63095\\_vnedrenie-sistemi-energomenedzhmenta-na-predpriyatiyah-po-standartu-ISO-.html](http://studopedia.ru/2_63095_vnedrenie-sistemi-energomenedzhmenta-na-predpriyatiyah-po-standartu-ISO-.html)
17. Гальперина З.М. Экономический анализ эффективности проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности // Транспортное дело России. 2011. №12. С. 108-112.
18. Галяутдинов И.М. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии / И.М. Галяутдинов // Экономика и предпринимательство. – 2016 - №9 (74). – С. 787 – 796.
19. Галяутдинов И.М. Совершенствование методики формирования инвестиционной программы энергосбережения на предприятиях нефтедобычи на основе интегрального индекса потенциальных потерь / И.М. Галяутдинов // Экономика и предпринимательство. – 2016 - №6 (71). – С. 976 – 982.
20. Галяутдинов И.М., Краснов О.С. Оценка экономического потенциала проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии за счет повышения энергоэффективности [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. научн. журн. 2016. №1. Режим доступа: [http://ngtp.ru/rub/3/7\\_2016.pdf](http://ngtp.ru/rub/3/7_2016.pdf)
21. Галяутдинов И.М., Сирота А.С. Оптимизация затрат на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. научн. журн. 2014. №1. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/2014/6\\_2014.html](http://www.ngtp.ru/rub/2014/6_2014.html)
22. Гашо, Е.Г. Государственная политика энергоэффективности: принципы, инструменты, перспективы / Е.Г. Гашо, М.В. Степанова // Энергосовет. – 2013. – № 3 (28). – С. 57 – 63.
23. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес. – М.: Дело, 2006. – 600 с.
24. Глобальная энергетика и геополитика (Россия и мир) / В.В. Бушуев, А.М. Мастепанов, В.В. Первухин, Ю.К. Шафраник; под ред. Ю.К. Шафраника – М.: ИД «Энергия», 2015. – 88 с.

25. Годовой отчёт ПАО «Газпром нефть» - 2015 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru/news-and-reports/>
26. Годовой отчёт ПАО «НК «Роснефть» – 2015 [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.rosneft.ru/Investors/statements\\_and\\_presentations/annual\\_reports/](https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/annual_reports/)
27. Голованова Л.А. Формирование региональной политики энергосбережения и оценка ее результативности (на примере Хабаровского края): автореф. дисс. ... докт. экон. наук: 08.00.05 / Л.А. Голованова; Тихоокеанский госуд. университет. – Хабаровск.: 2008 г. – 45 с.
28. Гольстрем, В.А. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов / В.А. Гольстрем, Ю.Л.Кузнецов. – К.: Техніка, 1985. – 383 с.
29. ГОСТ Р 51750-2001 «Энергосбережение. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/gost/gost6713.html>
30. Дубинин Е. Анализ инвестиционных проектов [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.cfin.ru/finanalysis/invrisk/inv\\_risk.shtml](http://www.cfin.ru/finanalysis/invrisk/inv_risk.shtml)
31. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. №6. С18-26.
32. Карпенко М.С. Формирование организационного механизма управления энергосбережением на горнопромышленных предприятиях: дисс. канд. экон. наук: 05.02.22. М., 2016. 194 с.
33. Кендэл М. Ранговые корреляции. – Зарубежные статистические исследования. – М.: «Статистика», 1975. – 216 с. с ил.
34. Коваль С.П Энергосбережение на предприятии. Внедрение стандарта ISO 50001 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/136>
35. Коваль С.П. Мотивация к энергосбережению в промышленности. С примером [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/48>
36. Коваль С.П. Стимулирование энергосбережения на Западе [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/75>
37. Крестовских Е.В. Методы определения поправок на риск в методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов // Вестник Челябинского государственного университета. – 2005. – №1, т.8. – С. 110-115.
38. Кропотина О.Е. Методический подход к отбору для финансирования ресурсосберегающих проектов / О.Е. Кропотина // Вестник УГТУ. - 2008. - № 1. – С. 50 – 57.
39. Кудасов В.И. Организация и менеджмент: Учеб. Пособие / В.И.Кудасов. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). СПб, 2009. 50с.

40. Лемешева, В.В. Общие принципы построения и оценки системы энергоменеджмента промышленного предприятия на примере ОАО «Воркутауголь» [Электронный ресурс] / В.В. Лемешева, Е.И. Рейшахрит // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: Вестник Научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкар. гос. ун-та. – 2011. – № 3. – Режим доступа: <http://koet.syktsu.ru/vestnik/2011/2011-3/6/6.htm>
41. Лопухов А.Н. Разработка нефтегазовых месторождений: вчера, сегодня, завтра // Rogteg. – 2012.- С.78-91.
42. Лытнев К.С. Внедрение энергосберегающих технологий как способ удешевления строительства жилья [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://mgutu-omsk.3dn.ru/konferencia/vnedrenie\\_energoberegajushhikh\\_tekhnologij\\_kak\\_s.pdf](http://mgutu-omsk.3dn.ru/konferencia/vnedrenie_energoberegajushhikh_tekhnologij_kak_s.pdf)
43. Ляхомский А.В. Управление энергетическими ресурсами горных предприятий: учебное пособие / А.В. Ляхомский, Г.И. Бабокин. – М.: Горная книга, 2011. – 232 с.
44. Ляхомский А.В. Оценка уровня управления энергоресурсами горных предприятий / А.В. Ляхомский, Е.Н. Перфильева // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во МГГУ, 2005. – №7. – С.306-308.
45. Максимов Д.Ю. Методика оценки уровня развития промышленного предприятия в направлении повышения эффективности использования ТЭР // Д.Ю. Максимов / Промышленная энергетика. 2010. №7. С. 2-5.
46. Мартюшова С.Н. Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energsovet.ru/stat614.html>
47. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов // Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ, Государственный комитет РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике 21.06.1999 N ВК 477 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система "Консультант Плюс". – М.: 2006.
48. Милючева И.Ф. Проблемы правового регулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности [Электронный ресурс] // Экономика. Государство. Общество: электрон. научн. журн. 2014. №17. Режим доступа: <http://ego.uapa.ru/en/issue/2014/02/11/>
49. Мониторинг разработки и составление программы ГТМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ntcoilteam.ru/ru/activity/monitoring-razrabotki-i-sostavlenie-programmy-gtm/>
50. Москвин В.А. Управление рисками при реализации инвестиционных проектов. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 352 с.

51. Насыров, О.М. Анализ и оценка эффективности энергосбережения в промышленных проектах [Электронный ресурс] / О.М. Насыров // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 3–2. – С. 272-276.
52. Невидимое топливо // *Исследование ЕУ и ЕАБР в области энергоэффективности*. Август 2014 г. – «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.», 2014. – 106 с.
53. Никитин Л.Н, Сакун А.В. Генезис понятия «Энергия» [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.rusnauka.com/18\\_DNI\\_2011/Philosophia/6\\_89953.doc.htm](http://www.rusnauka.com/18_DNI_2011/Philosophia/6_89953.doc.htm)
54. Новак, А.В. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 году. Задачи на среднесрочную перспективу [Электронный ресурс] / А.В. Новак – Режим доступа: [http://www.ruscable.ru/other/Itogi\\_goda\\_2015\\_poln\\_50.pdf](http://www.ruscable.ru/other/Itogi_goda_2015_poln_50.pdf)
55. Новак, А.В. Итоги работы ТЭК России в 2013 году. Задачи на среднесрочную перспективу. [Электронный ресурс] / А.В. Новак – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/3378>
56. Новак, А.В. Основные направления повышения энергоэффективности и развития энергетики [Электронный ресурс] / А.В. Новак – Режим доступа: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-27/VI/Novak.pdf>
57. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федеральный Закон Рос. Федерации от 28 дек. 2013 г. № 396 — ФЗ // *Рос. Газ*. – 2013. – 30 дек.
58. О внесении изменений в Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" : Федеральный Закон Рос. Федерации от 28 дек. 2013 г. № 399 – ФЗ // *Рос. Газ*. – 2013. – 30 дек.
59. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федеральный Закон Рос. Федерации от 23 нояб. 2011 г. № 261 — ФЗ // *Рос. Газ*. – 2011. – 27 нояб.
60. Обзор на Нефть Brent – нояб.'16 (LCOX6) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ru.investing.com/commodities/brent-oil>
61. Определение «менеджмента». Основные школы менеджмента [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3167170/>
62. Организация энергосбережения (энергомеджмент). Решения ЗСМК – НКМК-НТМК-ЕВРАЗ: Учеб. пособ. / Под. Ред. В.В. Кондратьева. – М.: ИНФРА-М, 2014. – 108 с. ISBN 978-5-16-100860
63. Официальный портал правовой информации Республики Татарстан [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://pravo.tatarstan.ru>

64. Официальный сайт ООО «Газпромнефть-Восток» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vostok.gazprom-neft.ru>
65. Оценка текущего состояния управления энергетическими ресурсами гражданских и промышленных объектов [Электронный ресурс] / Электронный образовательный портал – Режим доступа: [http://eef.misis.ru/sites/default/files/lectures/M5\\_1\\_Lecture5.pdf](http://eef.misis.ru/sites/default/files/lectures/M5_1_Lecture5.pdf)
66. Павлов, М. Барьеры для энергоменеджмента [Электронный ресурс] / М. Павлов – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-96436>
67. Портал-энерго: Энергоменеджмент. Практика внедрения и подготовка к применению ISO 50001 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/534>.
68. Потребление энергии и энергоэффективность [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ar2012.gazprom-neft.ru/sustainability/health-safety-environment/energy-consumption-and-efficiency/>
69. Проблемы энергосбережения в России [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ido.tsu.ru/energy/files/omsk/Chuykova.pdf>
70. Прогноз научно-технологического развития России: 2030. Энергоэффективность и энергосбережение / под ред. Л.М. Гохберга, С.П. Филиппова. – М.: Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2014. – 52 с.
71. Прогнозирование и определение риска и его оценка – [Электронный ресурс] Режим доступа: [tvv48.narod.ru/books/2010/tvv1/12.pdf](http://tvv48.narod.ru/books/2010/tvv1/12.pdf)
72. Промышленность Томской области [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.wiki-prom.ru/region/tomskaya\\_oblast.html](http://www.wiki-prom.ru/region/tomskaya_oblast.html)
72. Разработка научно-обоснованного проекта учебного курса по подготовке лиц, проводящих энергетические обследования, и комплекта методических материалов к нему: отчет о НИР – [Электронный ресурс] – Режим доступа: [rosenergo.gov.ru/data/attach/168](http://rosenergo.gov.ru/data/attach/168)
74. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. N1715-р «Об энергетической стратегии России на период на период до 2030года»
75. Распоряжение Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/55070341>
76. Региональная структура добычи нефти в России [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studopedia.ru/17\\_134371\\_bilet--.html](http://studopedia.ru/17_134371_bilet--.html)
77. Ремонтировать нельзя ликвидировать. Капитальная запятая в капитальном ремонте скважин // Бурение & нефть. 2010. № 4. С. 20–25.
78. Решетняк С.Н. К вопросу повышения энергетических показателей промышленных предприятий / С.Н. Решетняк // Приволжский научный вестник – 2013. – №10 (26). – С.41 – 44.

79. Рыжикова О.Н. Формирование механизма управления рисками проектного финансирования: дис. ... канд. эконом. наук. – М.: 2009. – 175с.
80. Рязанцев В. И., Морозов А. В. Методика проведения согласования экспертных оценок, полученных путём индивидуального анкетирования методом анализа иерархий [Электронный ресурс] // Инженерный вестник: электрон. научн. журн. 2014. №12. – Режим доступа: <http://engbul.bmstu.ru/doc/742182.html>
81. Саати Т., Кернс К. Аналитическое планирование. Организация систем: Перевод с английского. - М.: Радио и связь, 1991. – 224 с.
82. Сайфуллина С. Методика оценки инновационных возможностей предприятия [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.bagsurb.ru/SAIFULLINA.pdf>
83. Санарова К.А. Программно-информационные решения ОАО «Нефтеавтоматика» Для реализации функций mes-системы энергоменеджмента. Методология и опыт внедрения на нефтегазодобывающих предприятиях // Инженерная практика. 2011. №6. С93-98.
84. Сеницын С.А., Бабич В.И. Организация системы энергоменеджмента на предприятии [Электронный ресурс] // Энергобезопасность и энергосбережение: электрон. научн. журн. 2009. №6. Режим доступа: [http://www.endf.ru/30\\_1.php](http://www.endf.ru/30_1.php)
85. Складорова И.Ю. Совершенствование инструментария формирования системы энергоменеджмента предприятий топливно-энергетического комплекса России: дисс. Канд. Экон. наук: 08.00.05. Новочеркасск, 2014. 201 с.
86. Современное состояние нефтегазового комплекса России и его проблемы [Электронный ресурс] / К.Н. Овинникова – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-neftegazovogo-kompleksa-rossii-i-ego-problemy>
87. Статистический ежегодник мировой энергетики Enerdata - 2014 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru/>
88. Стафиевская В.В., Велентеенко А.М., Фролов В.А. Методы и средства энерго- и ресурсосбережения. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : электрон. учеб. пособие / В. В. Стафиевская, А. М. Велентеенко, В. А. Фролов. – Электрон. дан. (6 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. Режим доступа: [http://files.lib.sfu-kras.ru/ebibl/umkd/10/u\\_course.pdf](http://files.lib.sfu-kras.ru/ebibl/umkd/10/u_course.pdf)
89. Стимулирование энергосбережения [Электронный ресурс] // Хелпикс.Орг – Режим доступа: <http://helpiks.org/5-1789.html>
90. Стоимость добычи нефти [Электронный ресурс] // УТМАГ – Режим доступа: <http://utmagazine.ru/posts/9086-stoimost-dobychi-nefti>
91. Суслов Н.И. Повышение энергоэффективности экономики Сибири: роль ТЭК и цен на энергоресурсы // ЭКО. – 2011. – № 4. – С. 27-38.

92. Сюсюкин, А.И. Разработка энергетической политики организации и соответствующей учетной политики [Электронный ресурс] / А.И. Сюсюкин // ЭСКО-Энергосервис. – 2013. - № 1.– Режим доступа: [www.journal.esco.co.ua/esco/2013\\_1/art13\\_1.pdf](http://www.journal.esco.co.ua/esco/2013_1/art13_1.pdf)
93. Токарев А.Н., Мищенко Е.А. Необходимость инновационных подходов при работе с бездействующим фондом нефтяных скважин / Сибирская финансовая школа: электрон. научн. журн. 2013. №3. Режим доступа: <http://journal.safbd.ru/ru/content/neobhodimost-innovacionnyh-podhodov-pri-rabote-s-bezdeystvuyushchim-fondom-neftyanyh>
94. Томская область в 2015 году добыла почти 11 миллионов тонн нефти [Электронный ресурс] // Нефтегазовая вертикаль: электрон. научн. журн. 2016. №1. – Режим доступа: [http://www.ngv.ru/analytics/tomskaya\\_oblast\\_v\\_2015\\_godu\\_dobyla\\_pochti\\_11\\_millionov\\_tonn\\_nefti/](http://www.ngv.ru/analytics/tomskaya_oblast_v_2015_godu_dobyla_pochti_11_millionov_tonn_nefti/)
95. Томская область: итоги и перспективы развития [Электронный ресурс] – Режим доступа: [gosbook.ru/system/files/documents/2013/09/12](http://gosbook.ru/system/files/documents/2013/09/12)
96. Точки роста энергоэффективности и энергосбережения в России [Электронный ресурс] / Ф.Ф. Глисин, А.С. Ильин, В.В. Прохоров – Режим доступа: [http://www.innoedu.ru/docs/actual/inf3\\_2012.pdf](http://www.innoedu.ru/docs/actual/inf3_2012.pdf)
97. Три причины высокой энергоемкости российского ВВП [Электронный ресурс] / А.Богданов – Режим доступа: <http://www.eprussia.ru/epr/229/15306.htm>
98. Троицкий-Марков Т. Е., Сенновский Д. В., Зуев В. И., Журова А. В. Методическое пособие для производственных малых и средних предприятий по вопросам повышения ресурсо-и энергоэффективности (практика энергоменеджмента). – М., 2010. С 42.
99. Устойчивое развитие нефтегазовых компаний: от теории к практике / В.В. Бушуев, А.М. Белогорьев, О.Ю. Аполонский, Е.А. Борголова, В.В. Тиматков; под ред. Бушуева В.В. – М.: ИЦ «Энергия», 2012. – 88 с.
100. Фатахов Р.Н. Практические вопросы реализации государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ido.tsu.ru/energy/files/kemerovo/kemripk/Fatahov.pdf>
101. Фролов Е.В. Проблемы управления процессами энергосбережения на предприятии / Е.В. Фролов // Вестник Волжского университета им.В.Н. Татищева – 2011. – №23. – С.86 – 89.
102. Хадеев Н.Р. Эффективность энергосбережения на нефтедобывающем предприятии: дисс. канд. экон. наук: 08.00.05. Казань, 2001. 155 с.
103. Хакимьянов М.И., Шафиков И.Н. Анализ потребления электроэнергии при механизированной добыче нефти электроцентробежными насосами / М.И. Хакимьянов, И.Н. Шафиков // Electrical and data processing facilities and systems – 2013. – №3 (9). – С.37 – 41.

104. Хусаинова Е.К. Оценка экономической эффективности энергосберегающей деятельности нефтеперерабатывающих предприятий: дисс. канд. экон. наук: 08.00.05. СПб., 2015. 139 с.
105. Хусаинова Е.К. Методика внутреннего аудита системы энергоменеджмента нефтеперерабатывающего предприятия / Е.К. Хусаинова // Экономика и предпринимательство. – 2015 - № 5 (ч. 1). – С. 1081-1089.
106. Хусаинова Е.К. Мотивационное обеспечение управления энергосберегающей деятельности на предприятии / Е.К. Хусаинова // Проблемы устойчивого развития российских регионов: материалы Всеросс. научно-практич. конф. с междунар. участием / отв. ред. Л. Н. Руднева. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – С. 430–433. ISBN 978-5-9961-0888-6.
107. Хусаинова Е.К. Россия на пути энергосбережения и повышения энергоэффективности: проблемы и пути решения / Е.К. Хусаинова, Е.И. Рейшахрит // Неделя науки СПбГПУ: материалы науч.-практ. конф. с междунар. участием. Инженерно-экон. инст-т СПбГПУ. Ч. 3.– СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2014. – С. 96-98 ISBN 978-5-7422-4340-3 (ч. 3).
108. Череповицын А.Е. Концептуальные подходы к разработке инновационно-ориентированной стратегии развития нефтегазового комплекса: Монография. СПб: СПГИ, 2008. - 212 с.
109. Шмелев П.П. Эффективность вывода скважин из бездействия в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. 2011. № 1. С. 20–24.
110. Экспертные оценки в научно-техническом прогнозировании. Академия Наук Украинской ССР Ордена Ленина Институт Кибернетики – Киев: Наукова думка, 1974. – 159 с.
111. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]: проект. - М.: Министерство энергетики, 2009. - Режим доступа: [http://сацминэнерго.рф/docs/base/Расп.Прав.РФ\\_1715р-13.11.09-Энерг.стратегия%20РФ-2030.pdf](http://сацминэнерго.рф/docs/base/Расп.Прав.РФ_1715р-13.11.09-Энерг.стратегия%20РФ-2030.pdf)
112. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]: проект. - М.: Министерство энергетики, 2014. - Режим доступа: [minenergo.gov.ru/system/download-pdf/3375/3165](http://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/3375/3165)
113. Энергосбережение при подготовке нефти [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://proton.webtuner.ru/statii/energoberezhenie\\_pri\\_podgotovke\\_nefti](http://proton.webtuner.ru/statii/energoberezhenie_pri_podgotovke_nefti)
114. Эффективность внедрения на отечественных предприятиях системы энергетического менеджмента согласно стандарту ISO 50001 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://articlekz.com/article/11869>
115. Яворский М.И. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учеб. пособ. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2000. – 134 с.

116. Яруллина, Г.Р. Методологические основы энергосбережения как фактора устойчивого развития промышленного предприятия [Электронный ресурс] / Г.Р. Яруллина // Проблемы современной экономики. – 2010. - № 4 (36). – Режим доступа: <http://www.m-economy.ru/art.php?nArtId=3348>
117. Alhuthali, A.H., Datta-Gupta, A., Yuen, B. and Fontanilla, J.P.: "Field Applications of Waterflood Optimization via Optimal Rate Control with Smart Wells", SPE paper 118948, presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, February 2-4, 2009. – 15p.
118. Chandler W., Shiping C. and Gwin H. Creating a Secondary Market for Energy Efficiency Project Finance in China [Электронный ресурс]. 2012. - 8 p. – Режим доступа: <http://www.iipnetwork.org/IIP-9SecondaryMarketCaseStudy.pdf>
119. Energy Efficiency and Renewable Energy in New Zealand. Year Six Report. March 2001 to 2007 [Электронный документ]. 2009. - 41p. – Режим доступа: <http://www.eeca.govt.nz/sites/all/files/year-6-monitoring-report-01-2010.pdf>
120. Energy management priorities – a self-assessment tool: Good practice guide 306. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/power\\_smart/industrial/carbon\\_trust\\_assessment\\_guide.pdf](https://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/power_smart/industrial/carbon_trust_assessment_guide.pdf)
121. Excel workbook. Energy Management Self-Assessment Tools [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.carbontrust.com/media/226647/ctx614-em-self-assessment-tools.xlsx>
122. ISO 50001:2011 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению (Energy management systems – Requirements with guidance for use (IDT)) Изд. Офиц. – М.: Стандартинформ, 2012. – 52 с.32.
123. Jamal M., Al-Mufarej M., Al-Mutawa M., Anthony E., Hom C., Singh S., Moricca G., Kain J., Saputelli L. Effective well management in Sabriyah intelligent digital Oilfield// Paper SPE 167273 prepared for presentation at the SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference held in Mishref, Kuwait, 7-10 October 2013. – 12 p.
124. Larsen P.H., Goldman C.A. and A. Satchwell. Evolution of the U.S. Energy Service Company Industry: Market Size and Project Performance from 1990-2008 / Pre-print of article submitted for publication to Energy Policy [Электронный ресурс]. 2012. - 61 p. Режим доступа: <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-5447e.pdf>
125. Ljones O. Comparing terminology between accounts and statistics. A note on energy, statistics, balances and accounts [Электронный ресурс]. 2008. - 7 p. Режим доступа: [http://unstats.un.org/unsd/envAccounting/londongroup/meeting13/LG13\\_26a.pdf](http://unstats.un.org/unsd/envAccounting/londongroup/meeting13/LG13_26a.pdf)
126. Neelis, M. Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for the petrochemical industry an ENERGY STAR. Guide for Energy and Plant Managers / M. Neelis, E. Worrell, E. Masanet - Berkeley: University of California, 2008. – June. – 132 p.

127. Proops, K.R. EII Analysis Methodology: Gap Analysis vs World's Best EII. 2008 Fuels Refinery Performance Analysis / K.R. Proops – HSB Solomon Associates LLC. 2008. – 7 p.

128. Romankiewicz J., Shen B., Lu H. and L. Price. Addressing the effectiveness of industrial energy efficiency incentives in overcoming investment barriers in China [Электронный ресурс]. 2012. - 22 p. Режим доступа: [http://china.lbl.gov/sites/china.lbl.gov/files/ECEEE\\_Industrial\\_EE\\_Incentives.pdf](http://china.lbl.gov/sites/china.lbl.gov/files/ECEEE_Industrial_EE_Incentives.pdf)

129. Solomon Associates' Benchmarking: An Insight into Energy Performance and Gaps [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://core.theenergyexchange.co.uk/agile\\_assets/1535/10.45\\_Lawrence\\_Anness.pdf](http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/1535/10.45_Lawrence_Anness.pdf)

130. Worrell, E. Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for petroleum refineries an ENERGY STAR. Guide for Energy and Plant Managers / E. Worrell, C. Galitsky - Berkeley: University of California, 2005. – Febr. – 114 p.