

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)*

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Санкт-Петербург – 2017

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»

Научный руководитель –

доктор экономических наук, профессор
Краснов Олег Сергеевич

Официальные оппоненты:

Эдер Леонтий Викторович – доктор экономических наук, доцент, ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им.А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук», лаборатория Экономики недропользования и прогноза развития нефтегазового комплекса, заведующий лабораторией

Новикова Ольга Валентиновна – кандидат экономических наук, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», Высшая школа промышленного менеджмента и экономики Института промышленного менеджмента, экономики и торговли, доцент

Ведущая организация - ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

Защита состоится 27 сентября 2017 г. в 14 час. 30 мин на заседании диссертационного совета Д 212.224.05 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 27 июля 2017 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ИСЕЕВА
Лидия Ивановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

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, внутрипромысловые 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 диссертационной работы является 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 исследования:

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 исследований. 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. Оценка 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. Оценка 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 рисковой 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, увеличе-

ния 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.

Личный вклад автора состоит в определении цели и задач диссертационного исследования, разработке методического подхода к оценке текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии, основанном на комплексном учете производственных и организационных показателей, создании методики оценки экономико-энергетического резерва проектов разработки нефтяных месторождений на поздней стадии на основе экономико-математической модели, обосновании применения уточненного с помощью рискованной надбавки к норме дисконта индекса потенциальных потерь ЧДД при формировании программы энергосбережения на предприятии.

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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Основные результаты исследований отражены в следующих защищаемых положениях:

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.

Проведение обязательного энергетического обследования в соответствии с ФЗ №261, для нефтедобывающих предприятий является важной частью экономического роста. Однако, учитывая интенсивное развитие новых технологий, изменения конъюнктуры рынка и других факторов, необходимо обеспечение приемлемой адаптивности предприятия к текущим условиям. Достаточно большой интервал между энергоаудитами, рекомендованный в ФЗ №261 – один раз в пять лет, не позволяет своевременно реагировать на изменения в отрасли.

Для обеспечения необходимого уровня развития энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии рекомендуется проведение ежегодного оперативного анализа текущего состояния, который позволит определить основные направления для развития управления энергосбережением, как с технологической, так и с организационной точки зрения.

Автором разработана методика регулярной оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии, которая включает четыре направления: разработка нефтяных месторождений, техника и технология добычи, энергозатраты на добычу и организационные индикаторы.

Важным отличием предлагаемой методики от существующих является комплексный анализ, адаптированный под условия нефтедобычи и учитывающий объективные производственные показатели (т.е. результат деятельности предприятия) и показатели энергоменеджмента, которые отражают уровень процесса управления, влияющего на результат деятельности.

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».

Матрица энергоменеджмента состоит из наиболее значимых показателей по каждому из направлений, которым присваивается оценка от 0 до 4 в зависимости от уровня их развития (таблица 1). Заполнение матриц проводится специалистами соответствующих служб нефтедобывающего предприятия. Затем по каждой составляющей матрицы рассчитываются средние оценки.

Для направления «Энергозатраты на добычу» предусмотрен алгоритм получения оценки, основанный на учете относительного изменения удельных (на тонну добываемой жидкости) энергозатрат к предыдущему году. В данном случае рассматриваются удельные затраты энергии на механизированный фонд скважин, поддержание пластового давления, подготовку и транспорт нефти и воды, сбор и транспорт газа, прочее производственное потребление.

Для получения соответствующих оценок (от 0 до 4) рекомендуется проводить сравнение изменений удельных показателей по дочерним добывающим обществам компании. Ширину интервала полученных значений необходимо рассчитывать по формуле (1):

$$h = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{5} \quad (1)$$

где X_{\max} , X_{\min} – 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, вычисляется общая оценка для направления «Энергозатраты на добычу» по формуле (2):

$$M = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n O_i \quad (2)$$

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

После определения оценок строится профиль энергоменеджмента или диаграмма, визуализирующая области развития производственных и организационных показателей.

После построения профиля рассчитывается интегральный показатель состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия по формуле (3):

$$IEM = O_{\text{сред}}^{\text{ГуР}} + O_{\text{сред}}^{\text{ТТДН}} + O_{\text{сред}}^{\text{ЭЗ}} + O_{\text{сред}}^{\text{ЭМ}} \quad (3)$$

где $O_{\text{сред}}^{\text{ГуР}}$, $O_{\text{сред}}^{\text{ТТДН}}$, $O_{\text{сред}}^{\text{ЭЗ}}$, $O_{\text{сред}}^{\text{ЭМ}}$ - полученные оценки по направлениям «Разработка месторождений», «Техника и технология добычи», секции «Энергозатраты на добычу»; «Организационные индикаторы».

Диапазон интегрального показателя изменяется в пределах от 0 до 16 (максимальное значение возможно при условии, что все составляющие равны 4). На основе данного показателя предприятие может быть отнесено к определенной категории развития энергоменеджмента (таблица 2). Система категорий сформирована, исходя из количества баллов в оценке (0, 1, 2, 3, 4 – 5 категорий). Интервал между категориями составляет 3.2 балла.

Таблица 2 – Категории состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии

Интервал	Состояние энергоменеджмента	Описание состояния	Рекомендации
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)

По результатам оперативного анализа составляется комплекс рекомендаций, направленных на улучшение показателей энергоменеджмента.

Апробация методики проведена на нефтедобывающем предприятии ООО «Газпромнефть-Восток» - одного из ведущих в промышленном секторе Томской области.

Для проведения исследования привлекались специалисты энергетической службы 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. В процессе энергоаудита использовалась разработанная матрица и проводился анализ изменения удельных энергозатрат по предложенному алгоритму.

Результаты полученных оценок по направлениям представлены ниже:

- «Геология и разработка месторождений» - 2.8 балла;
- «Техника и технология добычи нефти» - 3.0 балла;
- «Энергозатраты на добычу» - 1.6 балла;
- «Организационные индикаторы» – 3.8 балла.

Стоит отметить, что достаточно высокие уровни развития 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).

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

На рисунке 1 изображены полученные уровни развития показателей энергоменеджмента исследуемого предприятия, на которых видно, что существенные улучшения относительно других требуются по двум направлениям – энергозатраты на добычу и работа с фондом скважин (темпы падения, обводненность).

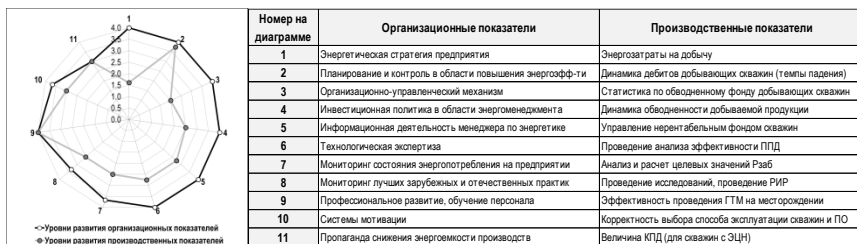


Рисунок 1 – Уровни развития энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»

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.

Определение потенциала (резерва) энергосбережения в нефтяном секторе является сложным процессом, в котором, зачастую, учитываются только интегральные показатели по отрасли, базирующиеся на экспертных оценках. Применительно к нефтедобыче, отсутствие понимания величины энергетического резерва за счет реализации энергосберегающих мероприятий может отрицательно повлиять на заинтересованность предприятий в вопросах повышения энергоэффективности, несмотря на всеобщую осведомленность о положительном влиянии энергосберегающей деятельности на экономическую эффективность.

Одной из основных задач является определение критерия, который в полной мере охарактеризует резерв 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.

Для реализации методических решений были проанализированы и сгруппированы основные производственные объекты, характерные для нефтедобывающего предприятия, на которых возникают энергопотери. Учитывая то, что большая часть энергозатрат в

нефтедобыче (более 50%) приходится на механизированную добычу, т.е. фонд скважин, предложен оперативный способ выявления нерентабельных скважин, основанный на комплексном подходе, который учитывает технико-экономические показатели их работы.

С целью выявления энергопотерь в процессе добычи нефти и получения аналитических зависимостей автором выбрана группа нефтяных месторождений, разрабатываемых на поздней стадии, со схожими геологическими условиями. По ним проведен всесторонний анализ эффективности системы поддержания пластового давления, работы добывающих и нагнетательных скважин, анализ энергопотребления производственных объектов, оценка эффективности проведения геолого-технических мероприятий и др.

На основе полученных данных сформированы варианты полномасштабных расчетов эффективности разработки, которые учитывают оптимизацию системы ППД, управление добывающим фондом скважин, энергосберегающие мероприятия: вариант 1 - базовый (прогнозирование на основе текущих показателей разработки месторождения); вариант 2 - ограничение закачки до уровня целевых значений компенсации отбора; вариант 3 - ограничение закачки до уровня целевых значений компенсации отбора и отключение нерентабельных добывающих скважин, в которых невозможно проведение ГТМ; вариант 4 - вариант 3 + обновление/внедрение оборудования, снижающего энергопотребление, мероприятия по оптимизации затрат на энергопотребление.

Прогнозирование показателей разработки и управление фондом скважин проводилось на основе гидродинамического моделирования (с использованием актуальных геологических моделей по выбранным месторождениям).

Для всех вариантов рассчитана экономическая эффективность разработки выбранных месторождений на основе ЧДД (пример на рисунке 2).

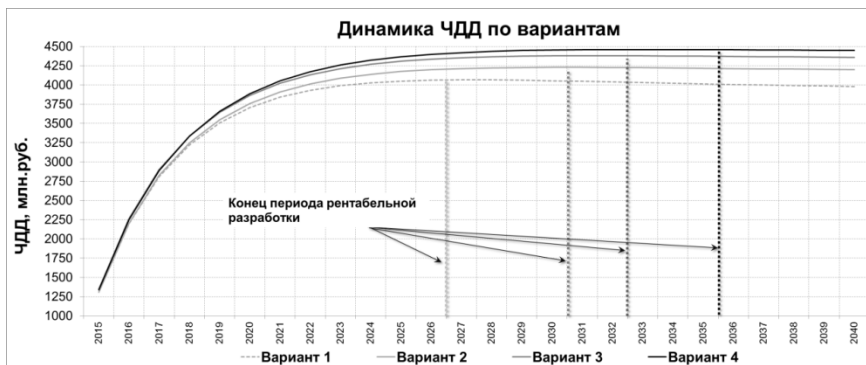


Рисунок 2 – Пример динамики ЧДД по отдельному исследуемому месторождению

Схожая динамика ЧДД была получена для всех анализируемых месторождений.

Учитывая полученную аналитическую зависимость, была произведена адаптация формулы расчета ЧДД (4) с помощью эмпирического коэффициента, характеризующего изменение затрат в t -м периоде за счет оптимизации издержек и повышения энергоэффективности объектов нефтедобычи:

$$ЧДД_t^{\max} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{нт} \cdot C_{нт} - Z_t \cdot K_t - H_t + A_t}{(1+E)^t} \quad (4)$$

где $Q_{нт}$ – количество добытой нефти в t -м периоде, т; $C_{нт}$ – 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.; E – принятый норматив дисконта, д.ед.; A_t – амортизационные отчисления в t -м периоде, руб.; K_t – коэффициент, характеризующий изменение затрат в t -м периоде, д.ед.

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 по формуле (5):

$$K_{э.п.т}^M = \frac{ЧДД_t^{\max} - ЧДД_t}{ЧДД_t \cdot (\Phiонд_t^{\text{нагн}} + \Phiонд_t^{\text{доб}})} \quad (5)$$

где $\Phiонд_t^{\text{нагн}}$ – действующий фонд нагнетательных скважин в t -м периоде, шт; $\Phiонд_t^{\text{доб}}$ – действующий фонд добывающих скважин в t -м периоде, шт; $ЧДД_t^{\max}$ – 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.

Преимуществами предлагаемой модели оценки экономико-энергетического резерва являются оперативность и хорошая подтверждаемость на месторождениях с поздней стадией разработки и реализованной системой ППД.

Таким образом, резерв энергосбережения может быть выражен с экономической точки зрения. Предложена авторская трактовка понятия «экономико-энергетический резерв» 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.

Апробация предлагаемых методических решений проводилась для шести нефтяных месторождений (с поздней стадией разработки) предприятия ООО «Газпромнефть-Восток», на которых реализована система ППД.

С учетом геологических особенностей каждого месторождения были рассчитаны прогнозные профили добычи жидкости, нефти и закачки воды при базовых сценариях, т.е. учитывая текущие условия разработки (без адресного управления фондом скважин и других мероприятий). Все расчеты проводились с использованием гидроди-

намических симуляторов на основе актуальных геологических и гидродинамических моделей месторождений.

По результатам расчетов на основе предложенной модели экономической резерв проектов разработки рассматриваемых месторождений ООО «Газпромнефть-Восток» оценивается в размере 1.2 млрд.руб (за 25 лет), что составляет примерно 7.4% от базового расчета суммарных ЧДД по месторождениям. В ближайшей перспективе (до 2020 г.), оцениваемое значение экономического эффекта за счет реализации энергосберегающих мероприятий и повышения энергоэффективности составляет 463 млн.руб.

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

При формировании инвестиционной программы энергосбережения руководство предприятия исходит из таких критериев, как затраты на реализацию мероприятия, потенциальная экономия энергоресурсов, показатели экономической эффективности – NPV, PI, IRR и срок окупаемости. Немаловажным фактором также являются текущие возможности инвестирования в программу. В условиях ограниченности средств оптимальная последовательность реализации мероприятий должна обеспечивать приемлемые условия инвестирования для предприятия при максимальной экономической эффективности.

Автором разработана методика формирования инвестиционной программы энергосберегающих мероприятий, основным инструментом которой является усовершенствованный индекс потенциальных потерь чистого дисконтированного дохода в результате переноса сроков реализации тех или иных мер по энергосбережению.

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 – геологические,

технологические, организационные, информационные и риски, связанные с персоналом.

Усовершенствованный индекс потенциальных потерь ЧДД рассчитывается по формуле (6):

$$J_E = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r^{base}+r^{risk})^i} - \sum_{i=1}^n \frac{PV_i}{(1+r^{base}+r^{risk})^{i+1}}}{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r^{base}+r^{risk})^i}} \quad (6)$$

где PV_i – доход за счет внедрения энергосберегающего мероприятия, руб.; I_i – дисконтированный поток инвестиций, руб.; r^{base} – базовая ставка дисконтирования (безрисковая составляющая); r^{risk} – рискованная надбавка.

Энергосберегающие мероприятия на нефтедобывающих предприятиях, разрабатывающих месторождения на поздней стадии, можно условно разделить на три группы: оптимизационные (например, сокращение потерь электроэнергии в сетях, оптимизация схемы работы); 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).

Автором проанализированы результаты внедрения описанных мероприятий на месторождениях с поздней стадией разработки и определены основные факторы, которые снижали их экономическую эффективность. На основе данного анализа сформирован состав традиционных и специфических рисков реализации энергосберегающих мероприятий в нефтедобыче (таблица 3).

Определение рискованной надбавки ставки дисконтирования предлагается проводить на основе сформированного перечня рисков и оценки вероятности наступления каждого из них (с помощью экспертного метода), используя разработанную матрицу рисков (рисунок 3).

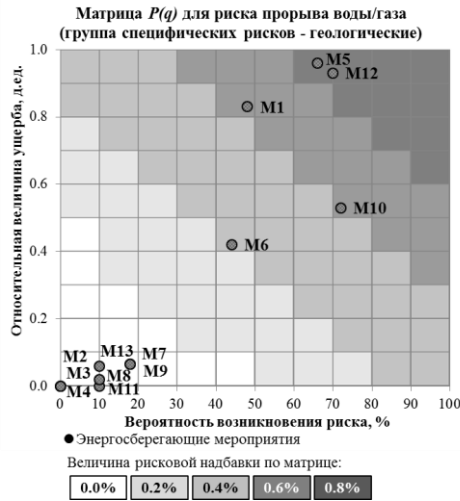


Рисунок 3 – Пример определения рисковой надбавки за специфический риск

Затем по формуле (7) рассчитывается итоговая рисковая надбавка ставки дисконтирования:

$$r^{risk} = r^{trad} + r^{spec} = r^{trad} + (r^{geol} + r^{tech} + r^{pers} + r^{org} + r^{inf}) \quad (7)$$

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.

Иллюстрация работоспособности предлагаемой методики проводилась на основе представленных к реализации энергосберегающих мероприятий на нефтедобывающем предприятии ООО «Газпромнефть-Восток». Одним из условий реализации программы являлось поэтапное финансирование: 1-й год – 45%, 2-й год – 30%, 3-й год – 25% от общей суммы инвестиций в программу энергосбережения. С целью формирования прогнозных вариантов инвестиционной программы для каждого мероприятия была посчитана экономическая эффективность с учетом базовых сценариев и по предлагаемой методике.

На основе полученных показателей было сформировано 6 вари-

антов программы энергосбережения: вариант 1 – бездействие в области энергосбережения, вариант 2 – внедрение всех мероприятий в 1-й год при универсальной ставке дисконтирования, равной 15%, вариант 3 – внедрение всех мероприятий в 1-й год с учетом рискованной надбавки в ставке дисконтирования, вариант 4 – ранжирование мероприятий по ЧДД, вариант 5 – ранжирование мероприятий по индексу доходности инвестиций (PI), вариант 6 – ранжирование по предлагаемой методике.

В таблице 4 представлены результаты расчетов основных экономических показателей по сформированным вариантам.

Таблица 4 – Сравнение вариантов программы энергосбережения

Программа энергосбережения	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6
ЧДД за весь период, млн.руб	0	155.8	150.3	139.8	140.4	140.6
ЧДД в 1-й год, млн.руб	0	-5.6	-5.6	-6.6	4.9	6.7
PI, д.ед.	0	2.18	2.11	1.97	1.97	1.97

Полученные результаты показывают, что максимальная экономическая эффективность наблюдается по варианту 2 – 155.8 млн.руб ЧДД (индекс доходности инвестиций 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 150.3 млн.руб (PI=2.11 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 4-го и 5-го с точки зрения динамики денежных потоков, поскольку при его реализации положительная величина ЧДД наблюдается уже в первый год и является максимальной среди всех вариантов (6.7 млн.руб).

Преимуществом данного варианта программы энергосбережения является снижение рисков реализации проектов, более комфортная финансовая обеспеченность инвестициями (возможность инвестировать вырученные средства от реализации мероприятий 1-го года).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 место-

рождений 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 рискованной надбавки ставки дисконтирования, учитывающей состав традиционных и специфических рисков нефтедобычи. В рамках методики разработан алгоритм расчета величины рискованной надбавки ставки дисконтирования.

Основные результаты диссертации представлены в следующих печатных работах, опубликованных в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России:

1. Галяутдинов И.М. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии / И.М. Галяутдинов // Экономика и предпринимательство. – 2016 - №9 (74). – С. 787 – 796.

2. 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.

3. 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

4. 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/3/6_2014.pdf

Таблица 1 – Разработанная матрица энергоменеджмента (производственные и организационные показатели)

Направление	Показатель	Уровень	Описание
Разработка месторождений	Динамика дебитов добывающих скважин	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
	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, 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	
Эфф-ть проведения ГТМ	4	Эффективность ГТМ высокая (хорошая подтверждаемость плановых показателей по ГТМ)	
	3	Эффективность ГТМ средняя (не менее 50% всех операций успешные)	
	2	Эффективность ГТМ низкая (плохая подтверждаемость плановых показателей, успешность ГТМ менее 20%)	
	1	Проведение ГТМ невозможно, нецелесообразно (неэффективны, тех. ограничения и т.д.)	
	0	-	
Техника и технология добычи	Корректность выбора способа эксплуатации скважин и ПО	4	Способ эксплуатации всех скважин оптимален, ПО работает корректно
		3	Способ эксплуатации большинства скважин (более 90%) оптимален, ПО работает корректно
		2	Способ эксплуатации не менее 50% скважин оптимален, редкие перебои в работе ПО
		1	Способ эксплуатации большинства скважин неоптимален, частые перебои в работе ПО
		0	-
	Величина КПД (для скважин с ЭЦН)	4	Большинство скважин (более 90%) с ЭЦН работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		3	Не менее 50% скважин работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		2	Не менее 20% скважин работают в диапазоне максимальных значений КПД (по паспорту)
		1	Низкий КПД по большинству скважин, требуется смена оборудования
		0	-

Продолжение Таблицы 1

Направление	Показатель	Уровень	Описание
Организа- ционные индикаторы	Энергетическая стратегия предприятия	4	Существует постоянно действующая программа по повышению энергоэффективности, являющаяся неотъемлемой частью стратегического развития предприятия
		3	Существует формальный план энергетической стратегии предприятия, который не является приоритетным направлением развития
		2	Есть внутренняя программа энергоменеджера, официально не принятая в компании
		1	Есть отдельные направления и рекомендации, не оформленные в официальную программу
		0	Отсутствие энергетической политики
	Планирование и контроль в области повышения энерго-эффективности	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 проводится 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
	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 персонала	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 энергетике, проведение установочных совещаний по энергоэффективности
2		Короткие курсы повышения квалификации для сотрудников всех категорий	
1		Нерегулярные тематические совещания руководства компании	
0		Не проводится	
Системы мотивации	4	На предприятии реализована официально принятая система мотивации персонала в области повышения энергоэффективности, наличие материальных (премирование), социальных и иных видов поощрений	
	3	На предприятии действует официальная система премирования персонала за достижения в области повышения энергоэффективности. Однако мотивирующие факторы могут использоваться нерегулярно	
	2	Премирование персонала с фиксированной оплатой. Точное определение размеров бонуса пропорционально фактической экономии	
	1	Наличие неформальной связи с персоналом, при которой возможны нематериальные поощрения деятельности по повышению энергоэффективности	
	0	Отсутствуют	
Пропаганда снижения энергоемкости производств	4	Реализована прозрачная система пропагандирования энергоэффективной практики на основе реальных результатов. Внутренняя и внешняя политика предприятия в области продвижения энергоэффе-ктивности	
	3	На предприятии действует официальная программа по популяризации энергоэффективной практике, как среди руководства, так и среди штатных сотрудников	
	2	Периодические собрания и совещания руководителей с подчиненными по теме повышения энергоэффективности	
	1	Неформальные контакты менеджера по энергетике со своими подчиненными	
	0	Не проводится	

Таблица 3 – Состав специфических и традиционных рисков при реализации энергосберегающих мероприятий различных типов на нефтедобывающем предприятии

ГРУППА РИСКОВ	РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ	Типы энергосберегающих мероприятий		
		Технико-технологические	Геолого-технические и регулирующие	Оптимизационные
ТРАДИЦИОННЫЕ	Отраслевые			
	Неустойчивость цен на нефть;	+	+	-
	Изменение цен на нефтегазовое оборудование	+	+	-
	Страновые			
	Ухудшение условий налогообложения	+	+	+/-
	Политическое давление со стороны других стран	+/-	+/-	+/-
	Финансовые и правовые			
	Колебания курсов валют	+/-	+/-	-
	Инфляция	+/-	+/-	-
	Изменение ставки рефинансирования ЦБ	+/-	+/-	-
Изменения таможенного законодательства	+	-	-	
Изменение экологических норм и правил	+/-	+	+/-	
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ	Геологические			
	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 в скважине (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	+	-	-
	Технологические			
	Уникальность и недостаточная изученность мероприятия (отсутствие опыта реализации)	+	-	+
	Технологически сложное оборудование	+	-	+
	Несовместимость программного обеспечения	+	-	+
	Риски, связанные с персоналом			
	Недостаточная мотивация	+	+	+
	Неквалифицированный персонал	+	+	+
	Несоблюдение требований безопасности при проведении работ	+	+	+
	Организационные			
	Низкая репутация поставщика	+	-	+/-
	Недостаточный опыт реализации энергосберегающих мероприятий	+	+/-	+
	Зависимость от других энергосберегающих мероприятий	+	+/-	+
Недостаточный уровень развития энергоменеджмента	+/-	-	+	
Информационные				
Некорректно или не в полном объеме проведенный энергоаудит	-	-	+	
Неисправное или устаревшее оборудование энергоучета	+/-	-	+	
Ошибки при составлении отчетов о потреблении энергоресурсов	+/-	-	+	