

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Направления повышения энергоэффективности добычи нефти и газа на месторождениях ООО«Газпромнефть-Восток» (Томская область)

УДК 622.276-048.35 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОКБ	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

	Формулировка результатов
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич

Тема работы:

Направления повышения энергоэффективности добычи нефти и газа на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2018 №1395/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проектная документация разработки Юго-Западной части Крапивинского нефтяного месторождения Годовые отчеты ООО «Газпромнефть - Восток» Отчеты по преддипломной практике
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Проблемы и перспективы развития энергоэффективности нефтегазовой отрасли России Анализ деятельности нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть - Восток» Характеристика геологических, производственных параметров Крапивинского нефтяного месторождения Анализ и подбор мероприятий повышения энергоэффективности для ООО «Газпромнефть - Восток» Предложения мероприятий по повышению энергоэффективности нефтедобычи в Юго-Западной части Крапивинского нефтяного месторождения

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на модернизацию проточной части насосного оборудования системы поддержания пластового давления в Юго-Западной части Крапивинского месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Постановление Правительства № 321 от 15.04.2014 г.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №261 от 23.11.2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка перспективности повышения энергоэффективности системы поддержания пластового давления
2. Разработка устава научно-технического проекта	Разработка проекта повышения энергоэффективности системы поддержания пластового давления
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет капитальных и текущих затрат на проведение мероприятий по повышению энергоэффективности системы поддержания пластового давления в Юго-Западной части Крапивинского месторождения и расчет удельных расходов электроэнергии
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности реализации мероприятия по повышению энергоэффективности

Перечень графического материала:

Таблицы:

1. Исходные данные для расчета эффективности модернизации БКНС Крапивинского нефтяного месторождения
2. Расчет капитальных и текущих затрат
3. Расчет расходования электроэнергии
4. «Расчет эффективности модернизации БКНС Крапивинского нефтяного месторождения»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>1. Описание рабочего места оператора БКНС на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных факторов производственной среды (недостаточная освещенность, повышенная яркость светящихся поверхностей, пониженный уровень влажности воздуха, повышенная температура воздуха, повышенный уровень ЭМП, повышенный уровень ЭСП, повышенный уровень шума, нарушение норм аэроионного состава воздуха, напряженность труда, тяжесть труда); – опасных факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, природного, социального, экологического и военного характера).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые мероприятия по улучшению условий труда. <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество); – пожар взрывобезопасность (источники, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>мероприятия по сокращению негативного воздействия на окружающую среду.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; <p>выбор и описание рекомендуемых действий при одной из ЧС.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для оператора БКНС) правовые нормы трудового законодательства.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОКБ	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Шурпик Сергей Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит - страниц, - рисунков и - таблиц, - источников и - графических приложений.

Ключевые слова: ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Объектом исследования является Юго-Западная часть Крапивинского месторождения Томской и Омской областей.

Цель работы – является разработка предложений по повышению энергоэффективности процесса добычи нефти на месторождении ООО «Газпромнефть-Восток» с учетом их производственной и геологической специфики.

В процессе исследования рассматривались проблемы и перспективы развития энергоэффективности нефтегазовой отрасли России, проведен анализ деятельности нефтедобывающего предприятия ООО «Газпромнефть - Восток», выполнен подбор мероприятий повышения энергоэффективности для ООО «Газпромнефть - Восток».

В результате исследования было предложено мероприятие повышения энергоэффективности процесса поддержания пластового давления, путем модернизации проточной части насосного оборудование БКНС Юго-Западной части Крапивинского месторождения.

Данное мероприятие позволит, не изменяя технологического режима и не покупая новое дорогостоящее оборудование, снизить удельный расход энергоресурсов, что повлечет за собой положительный экономический эффект.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Энергоэффективность - это рациональное использование энергоресурсов, а именно, достижение экономически рентабельного использования ТЭР при текущем уровне развития техники, технологий и соблюдении экологических норм.

Энергосбережение – это совокупность мер по повышению энергоэффективности, в результате которых снижаются затраты на достижение полезного эффекта.;

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

ГРР – геологоразведочные работы

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

ППД – поддержание пластового давления

КИН – коэффициент извлечения нефти

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса

БКНС – блочная кустовая насосная станция

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ГПЭС – газопоршневая электростанция

ООО – общество с ограниченной ответственностью

УРЭ – удельный расход электроэнергии (энергоресурсов)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	14
1.1 Общая проблематика развития нефтегазовой отрасли России.....	14
1.2 Государственное регулирование в области повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли.....	24
1.3 Направления энергосбережения и повышения энергоэффективности в нефтедобыче.....	29
2. АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ	
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ - ВОСТОК»	33
2.1 Общая характеристика ООО «Газпромнефть-Восток».....	33
2.2 Характеристика по технологическим комплексам.....	37
2.2.1 Характеристика механизированного подъема нефти.....	37
2.2.2 Характеристика системы ППД.....	41
2.3 Анализ энергопотребления ООО «Газпромнефть-Восток».....	44
2.4 Проблематика повышения энергоэффективности ООО «Газпромнефть-Восток».....	47
3. АНАЛИЗ И ПОДБОР МЕРОПРИЯТИЙ ПОВЫШЕНИЯ	
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ - ВОСТОК»	49
3.1 Выбор объекта исследования.....	50
3.2 Геолого-физическая характеристика Крапивинского месторождения.....	52
3.2.1 Общие сведения о месторождении.....	52
3.2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	53
3.2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	56
3.2.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	57
3.3 Выбор мероприятий для повышения энергоэффективности БКНС Крапивинского месторождения.....	58
3.4 Модернизация БКНС Юго-Западной части Крапивинского месторождения.....	64
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	93
ПРИЛОЖЕНИЯ	95

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящий момент вопрос повышения энергоэффективности является одним 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., Гапо 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.

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 является разработка предложений по повышению энергоэффективности в процессе добычи нефти на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» с учетом их производственной и геологической специфики.

Основная научная идея. Повышение экономической эффективности добычи нефти на месторождениях Томской Области с учетом производственных, инфраструктурных, природно-климатических и геологических условий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие 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 Томской области, разрабатываемых ООО «Газпромнефть-Восток», воздействующие на эффективность энергопотребления при разработке месторождений с ППД.

3. Подобрать мероприятия для повышения энергоэффективности, на примере месторождения разрабатываемого ООО «Газпромнефть-Восток».

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.

Информационной базой послужила учебная и научная литература, официальные источники министерств и ведомств, годовые отчеты ООО «Газпромнефть-Восток», внутренняя корпоративная информация, нормативные отраслевые регламенты и другие документы.

1. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

1.1 Общая проблематика развития нефтегазовой отрасли 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 текущем уровне развития техники, технологий и соблюдении экологических норм, 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.

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).

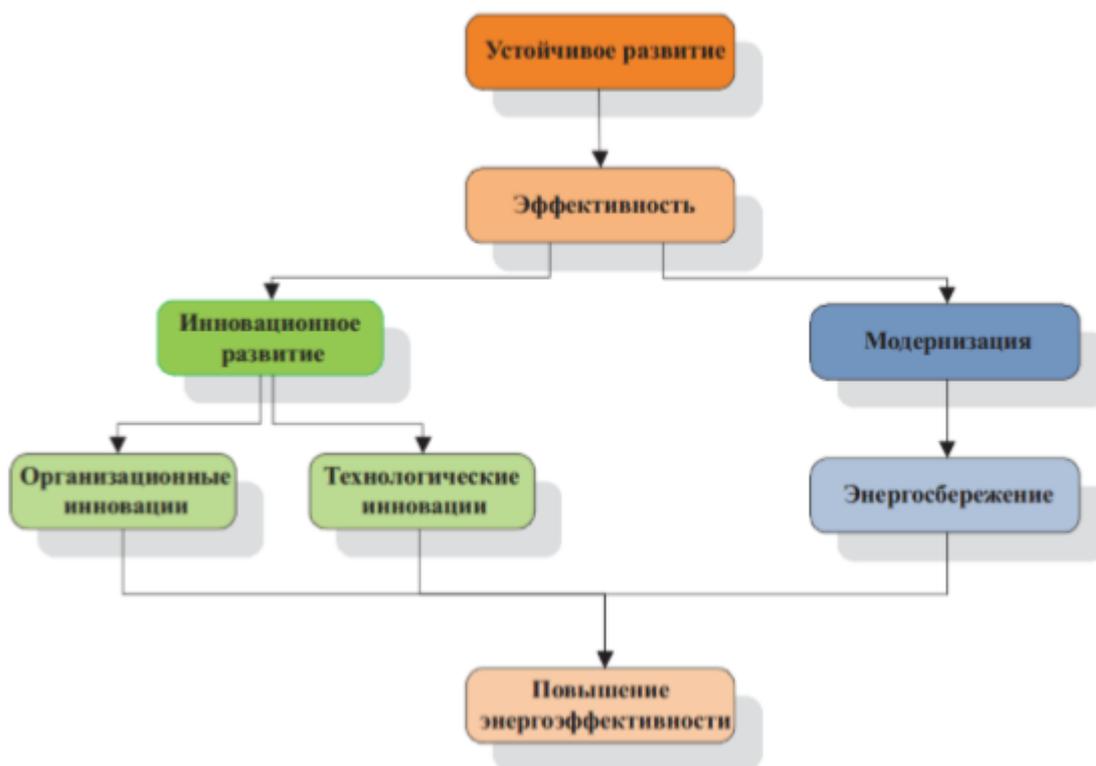


Рисунок 1.1 – Роль энергосбережения и энергоэффективности в устойчивом развитии экономического субъекта

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

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.

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. К примеру, в 2015 году доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете составляла 43% (рисунок 1.2).

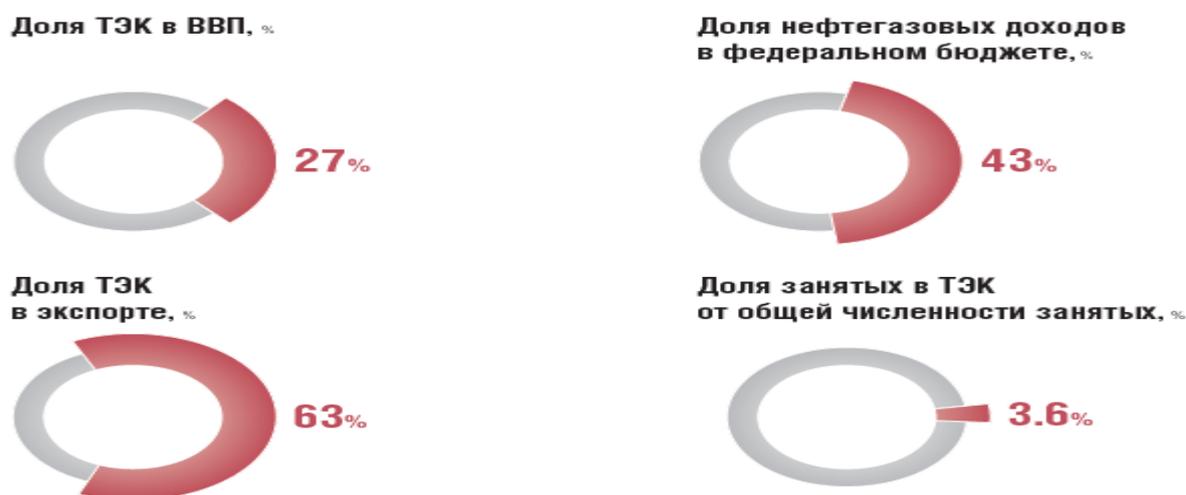


Рисунок 1.2 – Роль нефтегазовой отрасли и ТЭК в целом в экономике России

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;
- 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.

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 геологоразведочных 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 неразрабатываемых месторождений на участках санитарных, водоохранных и прочих ограничений.

Неуклонно растет доля трудноизвлекаемой нефти в структуре общих запасов. На текущий момент она составляет более 65%. Это влечет за собой дополнительные затраты на интенсификацию притока нефти. На рисунке 1.3 показана динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России.



Рисунок 1.3 – Динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России

Необходимо отметить, что одним из негативных факторов является высокая себестоимость добычи трудноизвлекаемых запасов. 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.

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.

Ухудшающаяся динамика в России 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.

Себестоимость добычи нефти на новых месторождениях может в 2-3 раза превышать себестоимость месторождений, расположенных на традиционных территориях. 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.).

Таблица 1.1 – Причины роста себестоимости добычи нефти в России

Причины роста себестоимости добычи нефти	Факторы роста себестоимости
Разработка месторождений на поздних стадиях	Увеличение эксплуатационных затрат, вызванное: - ростом обводненности (рост затрат на подъем жидкости, доп. затраты на транспортировку, отделение нефти от воды и др.); - большими объемами закачки воды в пласт для поддержания системы ППД; - применением дорогостоящих ГТМ для повышения нефтеотдачи пластов
Разработка месторождений на шельфе и сложных климатических условиях	Высокие капитальные вложения, вызванные: - отсутствием инфраструктуры; - применением дорогостоящих новейших материалов конструкций платформ, скважин и других объектов; - бурение дорогостоящих горизонтальных скважин с увеличенной длиной (более 2 километров); 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), 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.

1.2 Государственное регулирование в области повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли

Одной из главных проблем нефтегазовой отрасли России, как и в целом российской экономики, является нерациональное (неэффективное) использование энергетических ресурсов, наблюдаемое практически при любой технологии нефтедобычи (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Фактический расход электроэнергии на единицу произведенной продукции

Технология	Единица измерения	2012	2013	2014	2015
Добыча нефти, включая газовый конденсат - всего	тонн	134,1	137,6	140,6	147,2
методом паротеплового воздействия	тонн	69,3	67,7	54,2	73,6
прочие	тонн	139,3	142,9	148,0	158,1

Энергосбережение и повышение энергоэффективности производств отнесено к стратегическим задачам России, поэтому роль государства в решении задач по сокращению энергоемкости отраслей ТЭК 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 в нефтегазовой отрасли обусловлена следующими потенциальными выгодами:

- повышение рентабельности нефтегазовых компаний и конкурентоспособности производимой продукции;
- решение комплекса экологических и социальных проблем, которые особенно ощутимы в энергоёмких отраслях экономики.

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.);
- 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;
- создание формирование экономических стимулов для проектов в сфере энергоэффективности и обеспечение их финансирования. В международной практике здесь наиболее значимыми факторами являются цены на энергоресурсы, акцизы, инвестиционные надбавки, плата за выбросы. Например, штрафы по попутному нефтяному газу, новая модель рынка тепла, стимулирование вывода неэффективной генерации и её модернизация. С 2016 года разработан совместно с Министерством промышленности и торговли механизм налоговых льгот для энергоэффективного оборудования. Такой перечень утверждён постановлением Правительства и позволяет пользоваться льготами по налогу на имущество и ускоренной амортизации. Это и есть экономический стимул и экономическая окупаемость, которая может быть драйвером инвестиций.

Кроме того, можно обозначить следующий перечень нормативно-правовых актов в сфере энергосбережения и энергоэффективности:

– 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.). 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.

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

- запреты или ограничения производства и оборота в РФ 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;
- требования к программам энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий с государственным участием или организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;
- 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.

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.

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.

1.3 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 компании «Газпром нефть», примерно 57% всех энергозатрат приходится на добычу нефти. В таблице 1.3 представлена статистика потребления энергетических ресурсов ООО «Газпромнефть - Восток».

Таблица 1.3 – Объемы потребления энергетических ресурсов

Наименование энергетического ресурса	Единица измерения	Годы		
		2014	2015	2016
Электрической энергии, всего	тыс. кВт·ч	68193	92883	75965,831
Тепловой энергии, всего	Гкал	941	810	1190
Жидкого топлива	т	929	1012	830
Попутного нефтяного газа, всего	тыс. н. куб. м	46931	43665	47700

Затраты на электроэнергию составляют значимую часть операционных расходов при добыче нефти, поэтому крайне важно их оптимизировать. На рисунке 1.4 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%.

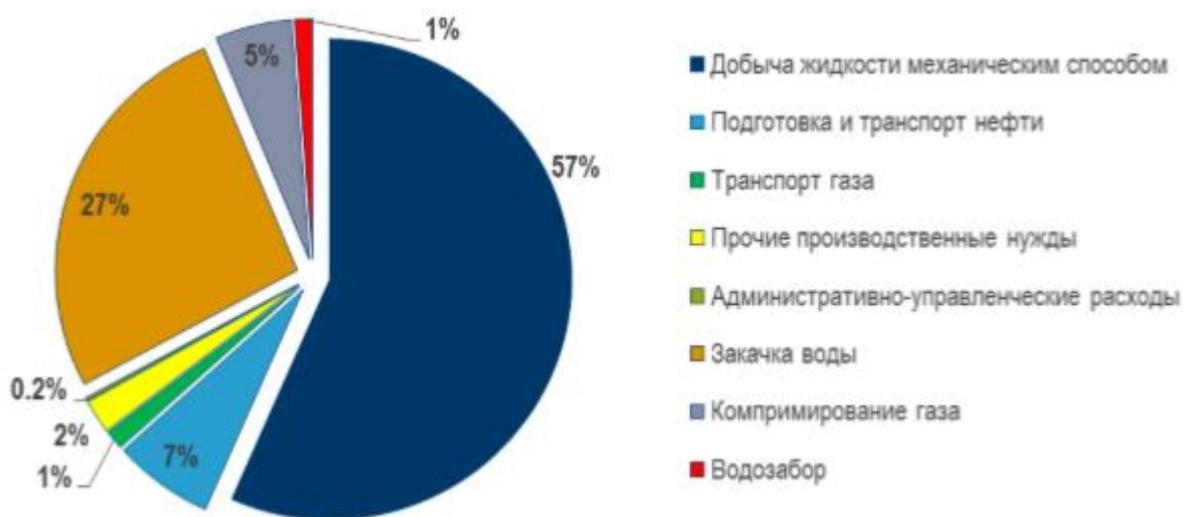


Рисунок 1.4 – Структура энергозатрат нефтедобычи по технологическим процессам

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.

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 1.4 приведены примеры энергосберегающих мероприятий и потенциальные результаты (как технико-экономические, так и социальные) от их внедрения.

Таблица 1.4 – Направления повышения энергоэффективности при производственных процессах на объектах нефтедобычи

Направление (группа)	Потенциальные мероприятия (средства) энергосбережения	Потенциальные результаты от внедрения
Разработка месторождения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Управление фондом добывающих и нагнетательных скважин 2. Ограничение закачки воды в пласт 3. Воздействия на призабойную зону скважин 4. Проведение ремонтноизоляционных работ в скважинах 5. Закачка полимерных составов в пласт 6. Прочие мероприятия 	<ol style="list-style-type: none"> 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

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).

2. АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ - ВОСТОК»

2.1 Общая характеристика ООО «Газпромнефть-Восток»

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» (является дочерним обществом ПАО «Газпром нефть») создано в соответствии с законодательством Российской Федерации и зарегистрировано «14» сентября 2005 года под регистрационным номером 1057002610378 (ОГРН) в органе гос. регистрации - Единого государственного реестра юридических лиц. Последние изменения в ЕГРЮЛ внесены «16» июня 2017 года.

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» разрабатывает месторождения Шингинское, Южно-Шингинское, Урманское, Арчинское, Восточно-Мыгинское, Южно-Табаганское, Смоляное, Кулгинское, Солоновское, Западно-Лугинецкое, Нижнелугинецкое, а также Юго-Западную часть Крапивинского месторождения.

Кроме добычи нефти Компания также осуществляет деятельность по следующим направлениям:

- эксплуатационное бурение, освоение скважин, геофизические работы/услуги;
- обустройство нефтяных месторождений;
- геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение);
- научно-исследовательские и опытно-промышленные работы;
- добыча общераспространенных ПИ и подземных вод.

Основные показатели добычи и разработки нефтяных месторождений в 2014-2016 гг. представлены в таблице 2.1. В 2015 году консолидированная добыча составила 1.79 млн. тонн нефтяного эквивалента.

Таблица 2.1 – Основные показатели добычи и разработки нефтяных месторождений

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	Добыча жидкости	тыс.т	7016	7095	7044
2	Добыча нефти	тыс.т	1700	1714	1694
3	Добыча ПНГ	тыс. н. куб. м	413850	348999	363385

Добыча нефти с разбивкой по месторождениям за 2014-2018 гг. приведена в таблице 2.2 и на рисунке 2.1.

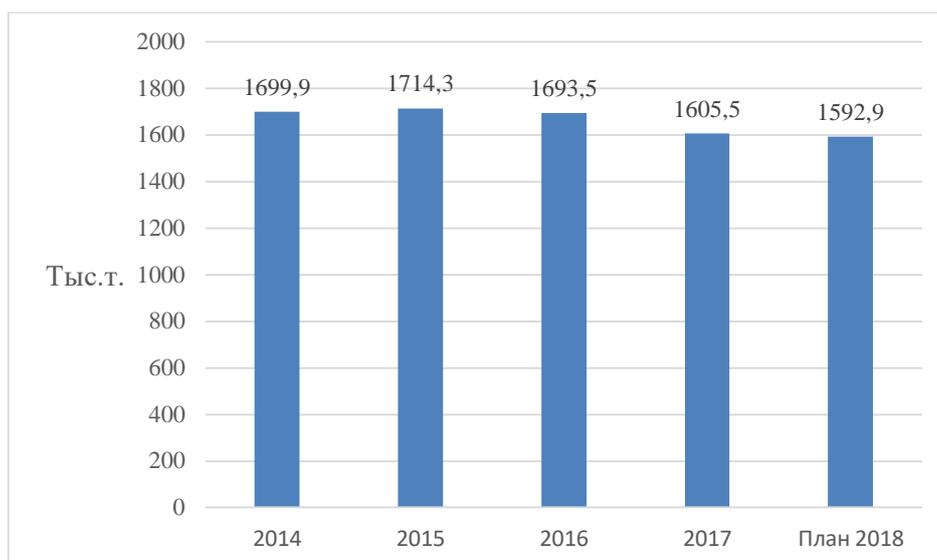


Рисунок 2.1 – Уровни добычи нефти ООО "Газпромнефть-Восток"

Таблица 2.2 – Добыча нефти по месторождениям, тыс. т

Наименование месторождения	2014	2015	2016	2017	План 2018
Западно-Крапивинское м/р	333,8	272,8	239	209,1	177,4
Арчинское м/р	151,4	222,5	333,4	335,9	374,4
Шингинское м/р	584,8	568,2	449,9	394,3	367,7
Южно-Шингинское м/р	25,7	134,6	119,6	151,7	125,4
Восточно-Мыгинское м/р	0	12,2	9,9	6,7	5,2
Южно-Табаганское м/р	0	13,3	96,2	126,3	100
Смоляное м/р	0	0	33,1	19,4	12,3
Кулгинское м/р	0	8,6	10	4,7	79,5
Урманское м/р	114,8	96,2	82,6	104,1	108,3
Западно-Лугинецкое м/р	223,3	192,4	158,9	121,6	128
Нижнелугинецкое м/р	266,2	193,5	160,9	131,7	114
ООО "Газпромнефть-Восток"	1699,9	1714,3	1693,5	1605,5	1592,9

Из рисунка 2.1 видно, что по прогнозу на 2018 гг. добыча нефти на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» будет снижаться. В 2018 году снижение составит около 6 % по сравнению с 2017 годом.

На рисунке 2.2 приведена структура добычи нефти по месторождениям в 2016 году.

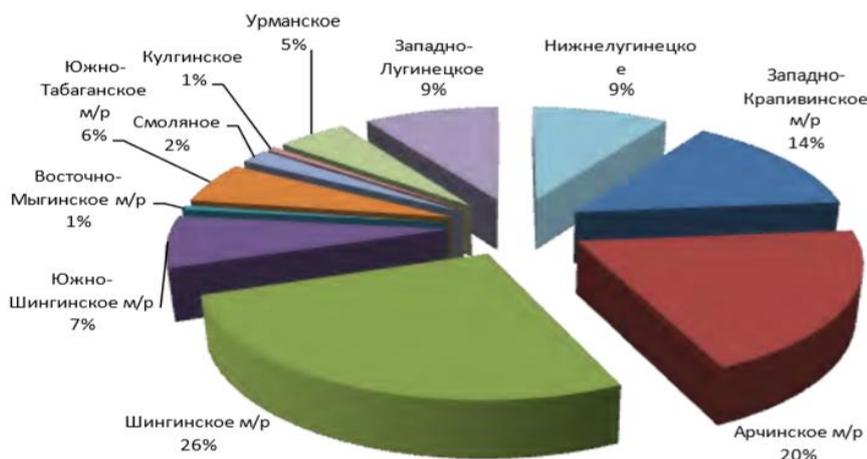


Рисунок 2.2 – Структура добычи нефти по месторождениям в процентном соотношении

Как видно из рисунка, наиболее крупными месторождениями являются Шингинское и Арчинское.

Объем добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) в 2016 году составил 363,385 млн.м³. В таблице 2.3 приведена информация по добычи ПНГ по месторождениям за 2014-2017 гг., а также прогнозы на 2018 год.

Таблица 2.3 – Добыча ПНГ, млн. куб. м

Наименование месторождения	2014	2015	2016	2017	План 2018
Западно-Крапивинское м/р	18,095	14,641	13,879	10,663	9,047
Арчинское м/р	103,883	76,004	74,339	107,827	170,368
Шингинское м/р	73,409	65,371	65,844	59,151	55,156
Южно-Шингинское м/р	3,216	16,821	14,948	18,958	15,677
Восточно-Мыгинское м/р	0	1,521	1,237	0,836	0,645
Южно-Табаганское м/р	0	2	21,875	25,267	20,005
Смоляное м/р	0	0	1,525	0,892	0,564
Кулгинское м/р	0	0,811	1,122	0,439	29,973
Урманское м/р	123,370	96,297	89,5	104,276	108,3
Западно-Лугинецкое м/р	57,277	50,374	48,204	42,553	44,784
Нижнелугинецкое м/р	34,600	25,159	20,912	17,121	14,920
ООО "Газпромнефть-Восток"	413,850	348,999	353,385	387,983	469,163

Из таблицы видно, что в базовом 2016 году произошло снижение добычи попутного нефтяного газа по сравнению с 2014 годом на 15 % (рисунок 2.3). В соответствие с прогнозными данными в 2018 году планируется увеличить добычу ПНГ на 33 %.

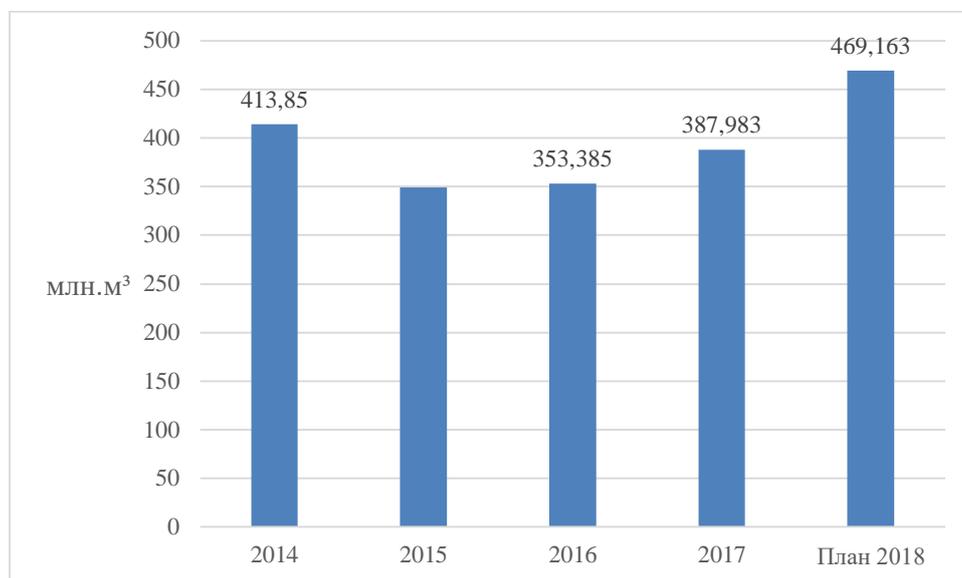


Рисунок 2.3 – Добыча ПНГ в 2014-2018 гг

В 2017 году предприятием было добыто 1605 тыс. т нефти и 388 млн. млн.м³ попутного нефтяного газа.

2.3 Характеристика по технологическим комплексам

2.3.1 Характеристика механизированного подъема нефти

Действующий фонд добывающих скважин ООО «Газпромнефть - Восток» составляет 478 шт., из них 452 скважин – вертикальные, 26 – горизонтальные. На рисунке 2.4 приведена структура фонда скважин по способу эксплуатации.

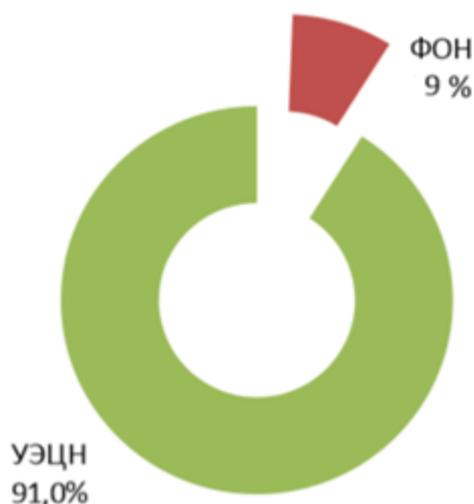


Рисунок 2.4 – Структура фонда добывающих скважин по способу эксплуатации

Добыча нефти осуществляется на 11 месторождениях, которые характеризуются различным соотношением способов эксплуатации скважин (таблица 7.1).

Таблица – 2.5 Характеристика месторождений по способу эксплуатации

Месторождение	ФОН	УЭЦН
Арчинское	21	11
Восточно-Мыгинское	0	3
Западно-Лугинецкое	0	46
Крапивинское	0	88
Кулгинское	0	1
Нижне-Лугинецкое	0	59
Смоляное	0	3
Урманское	14	35
Шингинское	1	148
Южно-Табаганское	4	4
Южно-Шингинское	0	37

На рисунке 2.5 приведена гистограмма распределения скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН по месторождениям

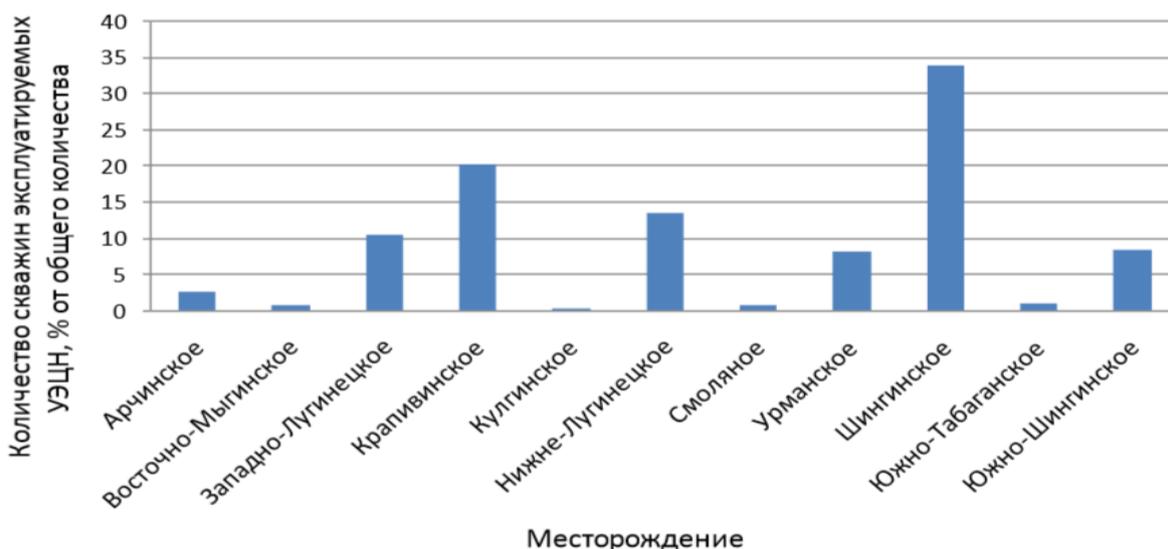


Рисунок 2.5 – Гистограмма распределения скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН по месторождениям (% от общего количества)

Из рисунка 2.5 видно, что основной фонд скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН составляет на Шингинском, Западно- Лугинецком, Нижне-Лугинецком и Крапивинском месторождениях.

Общее количество скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН составляет 435 шт. На рисунке 2.6 приведена структура скважин с УЭЦН по способу эксплуатации (по данным технологического режима за июль 2017 г.). Из рисунка 2.6 видно, что в работе находятся 83,5 % скважин с установками ЭЦН (363 шт.).

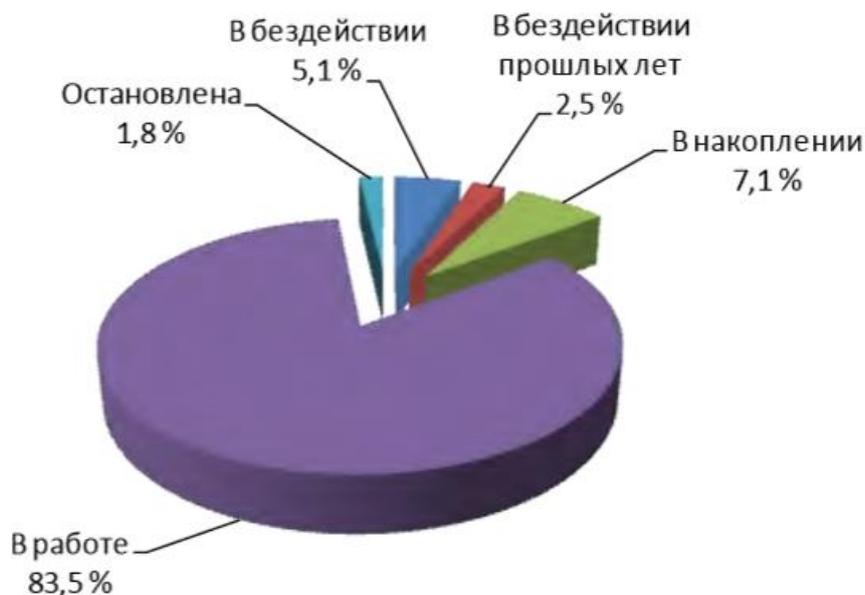


Рисунок 2.6 – Структура скважин с УЭЦН по способу эксплуатации

На рисунке 2.7 приведено распределение действующих скважин с УЭЦН по дебиту жидкости.

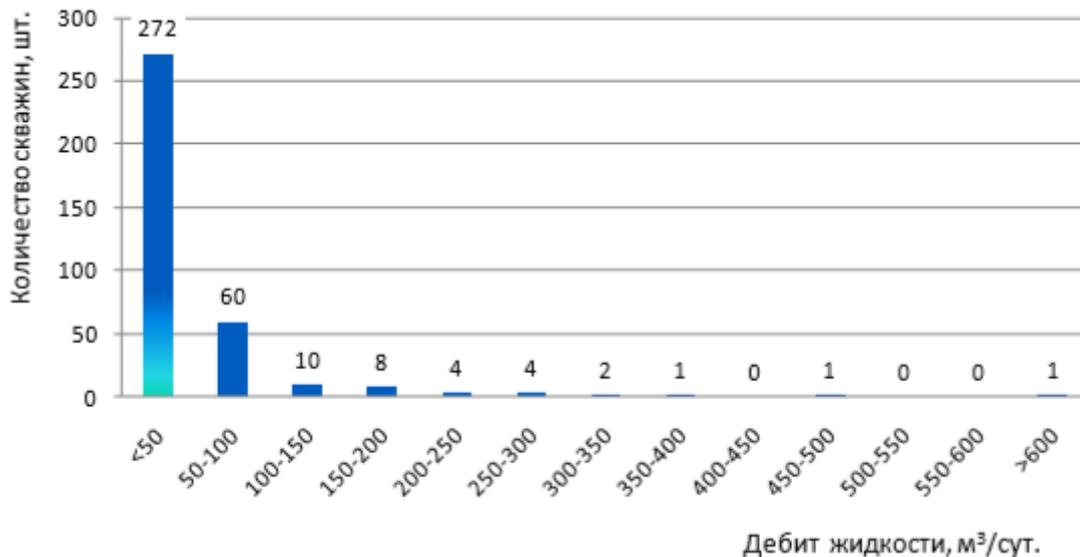


Рисунок 2.7 – Распределение действующих скважин с УЭЦН по дебиту жидкости

На рисунке 2.8 приведено распределение действующих скважин с УЭЦН по дебиту нефти

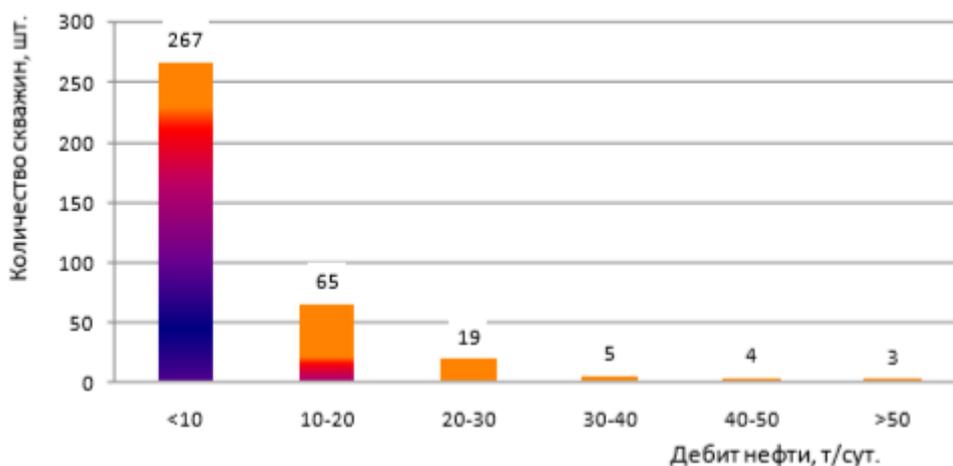


Рисунок 2.8 – Распределение действующих скважин с УЭЦН по дебиту нефти

На рисунке 2.9 приведено распределение действующих скважин с УЭЦН по обводненности.

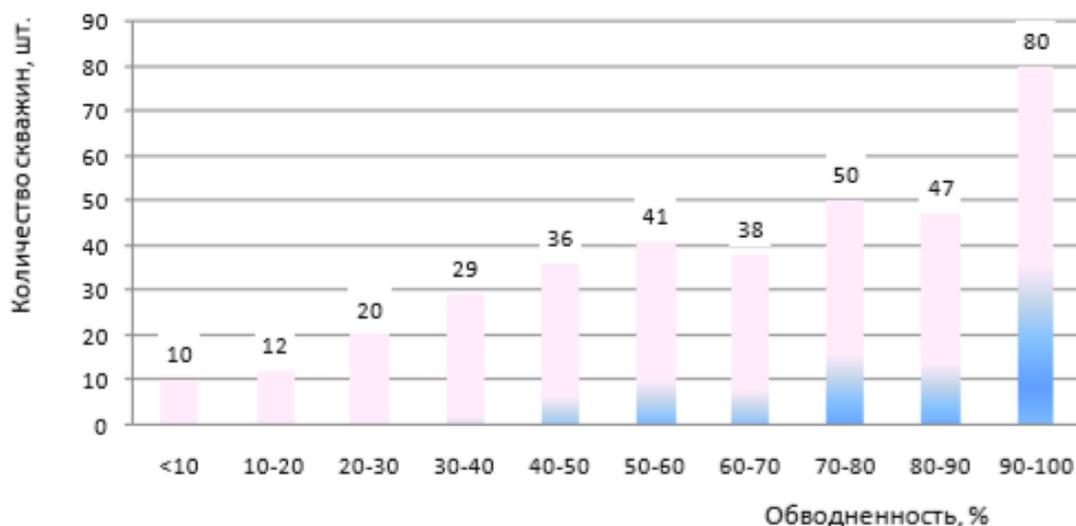


Рисунок 2.9 – Распределение действующих скважин с УЭЦН по обводненности

Из рисунков 2.7 - 2.9 следует, что значительная часть скважин с УЭЦН (75 %) относится к низкодебитному фонду (дебит жидкости <50 м³/сут.) – 272 шт., при этом, обводненность нефти по месторождениям в среднем составляет 64,4 %.

Для обеспечения эффективности эксплуатации подъема жидкости на малодебитном фонде скважин применяются энергоэффективные способы эксплуатации – периодическая и кратковременная эксплуатация УЭЦН. На рисунке 2.10 приведена структура фонда скважин с УЭЦН по способу эксплуатации по 11 месторождениям.



Рисунок 2.10 – Структура фонда скважин с УЭЦН по способу эксплуатации

2.3.2 Характеристика системы ППД

В технологическом процессе ППД к наиболее энергоемкому звену относятся кустовые насосные станции, задача которых заключается в нагнетании воды в продуктивные нефтяные пласты для поддержания пластовых давлений. В качестве источника заводнения продуктивных нефтяных пластов применяется подтоварная и сеноманская вода.

Кустовые насосные станции предназначены для создания необходимого напора и закачки воды через нагнетательные скважины в продуктивные горизонты с целью поддержания пластовых давлений, установленных технологическим режимом разработки месторождений.

Производительность КНС определяется графиками добычи жидкости и закачки рабочего агента в пласт. Данные формы ППДН-4 об объемах закачки воды за период 2014-2017 гг. и на перспективу приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Закачка воды системы ППД

Месторождение	Производительная закачка воды, тыс. м куб / год					
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	план 2018 г.	план 2019 г.
КНС Юго-Западная части Крапивинского м/р	2466,740	2440,355	2393,615	2373,524	2123,126	1960,664
КНС Шингинского м/р	1589,110	1516,403	1485,284	1497,127	1496,327	1418,552
КНС Урманского м/р	1415,736	1409,721	1241,523	1125,011	1009,692	981,003
КНС Арчинского м/р	-	-	173,942*	296,713*	195,267*	375,286

*- утилизация воды

На рисунках 2.11...2.13 представлены данные о годовой производительности КНС.

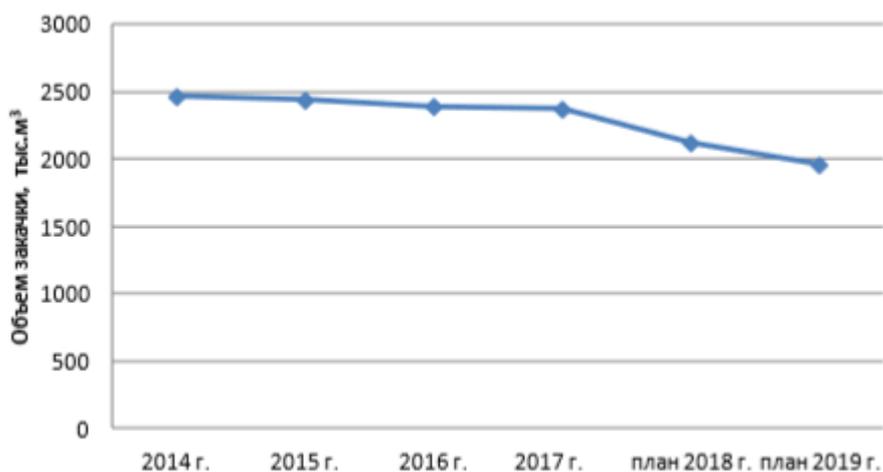


Рисунок 2.11 – Годовая производительность КНС Ю-З части Крапивинского м/р

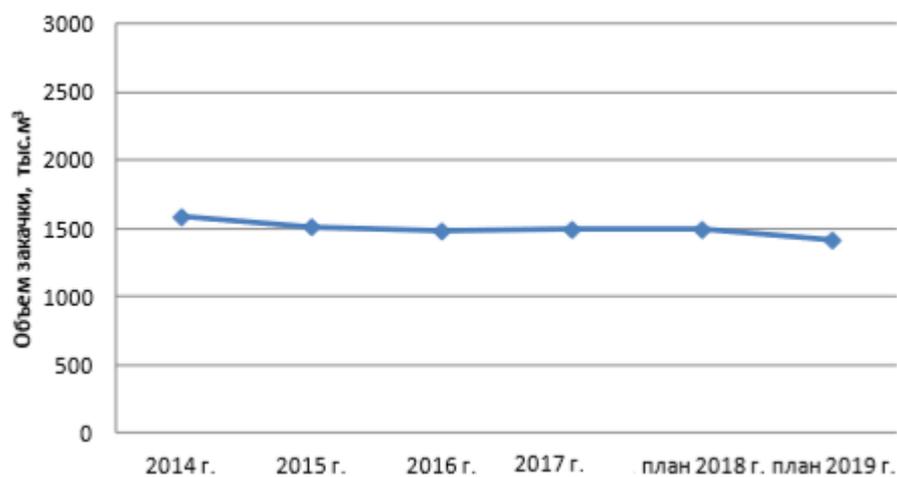


Рисунок 2.12 – Годовая производительность КНС Шингинского м/р

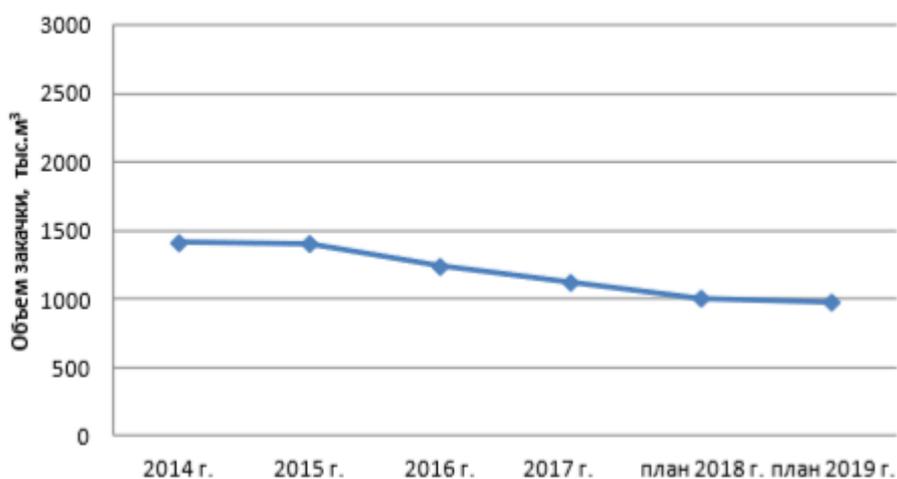


Рисунок 2.13 – Годовая производительность КНС Юго-Западной части Урманского м/р

Как видно на рисунках 2.11...2.13, на всех КНС наблюдается тенденция уменьшения производительности.

На объектах системы ППД производится 100% по-агрегатный учет расхода электроэнергии на КНС при помощи системы АСТУЭ в рамках действующей в Обществе программы «Оснащение технологическим учетом». Сведения о потреблении электрической энергии отдельно насосными агрегатами и в целом КНС позволяют осуществлять мониторинг фактических и нормативных показателей энергетической эффективности системы ППД. В ООО «Газпронефть-Восток» регулярно проводится факторный анализ удельного расхода электроэнергии по технологическому процессу ППД. В 2016 году удельный фактический расход электроэнергии на закачку воды составил 8,72 кВт·ч/ м³, что на 5,5 % меньше базового значения 9,23 кВт·ч/ м³.

2.4 Анализ энергопотребления ООО «Газпромнефть-Восток»

Поставщиком электрической энергии объектам предприятия являются:

– АО «Межрегионэнергосбыт» (МРЭС) по договору №04-06-453-Р-09 (403– ЭН от 16.07.2009г.) с ежегодной пролонгацией объектов месторождения. Договорный объем поставки электроэнергии на 2016 год составлял 82513,8 тыс. кВт·ч;

– ООО «РН-Энерго» по договору 04-06/570/Р-12 от 26.12.2012г. на объекты ПСП «Игол», «Лугинецкое» и др. с договорным объемом поставок 5791 тыс. кВт·ч.

Предприятие поставляет электроэнергию, вырабатываемую на Шингинской ГТЭС, в АО «Межрегионэнергосбыт» по договору № ВСТ-16/01000/382/Д от 23 августа 2016 г. Годовой объем поставки на 2016 год составлял 17702 тыс. кВт·ч.

Оплата за потребленную электроэнергию производится по счетчикам коммерческого учета. Также для внутреннего контроля используются счетчики технического учета электроэнергии.

Доля собственного производства электроэнергии в общем потреблении в 2016 году составляет примерно 68%. Автономное производство электроэнергии осуществляется на собственных источниках: ГПЭС и т.п.

Производство электроэнергии организовано на площадках десяти месторождений. Баланс собственного производства электроэнергии показан на рисунке 2.14. Крупнейшие производители находятся на ЮЗЧ Крапивинского м/р, на Шингинском, Нижнелугинецком м/р на долю которых приходится около 85 % выработки электроэнергии.

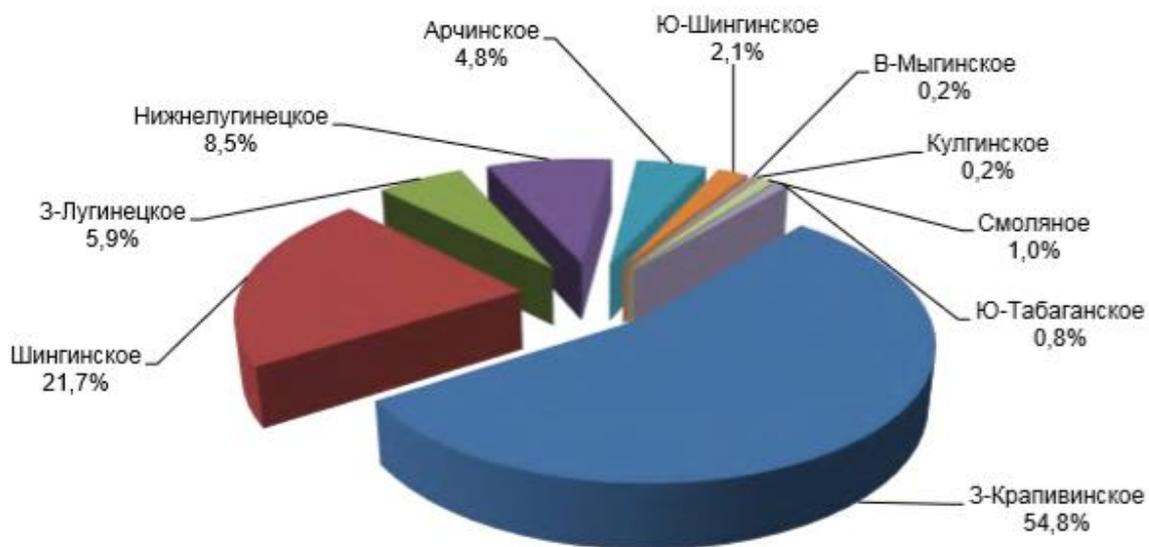


Рисунок 2.14 – Баланс собственного производства электроэнергии

На рисунке 2.15 представлен баланс потребления электроэнергии по месторождениям предприятия за 2016 год.

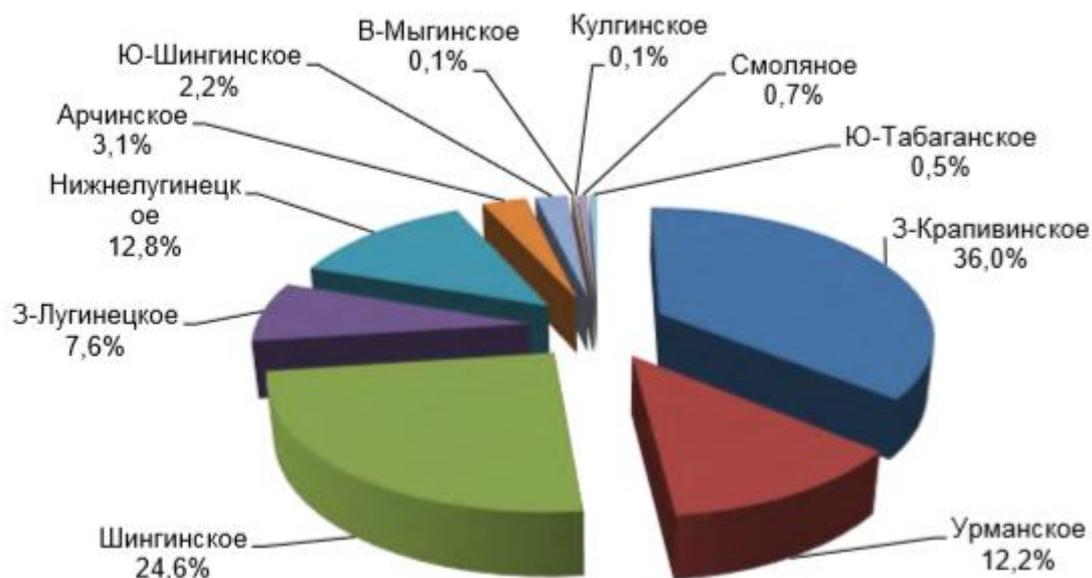


Рисунок 2.15 – Распределение потребления электроэнергии по месторождениям

Основное потребление электроэнергии приходится на ЮЗЧ-Крапивинского месторождения -36%, далее Шингинское месторождение -24,6%, Нижнелугинецкое 12,8%, Урманское -12,2%, 3-Лугинецкое – 7,6%. При этом, как уже было сказано, на данных объектах основная доля затрат составляет механизированная добыча и система ППД.

В таблице 2.7 представлены данные о распределении установленной мощности электроприемников между системами и по месторождениям предприятия.

Таблица 2.7 – Установленная мощность электрооборудования

Месторождение	Освещение	МП	ПиТ	ППД	Прочее	Всего по м/р, кВт
Арчинское	54,1	734,2	675,54	3468	99,6	5031,44
В-Мыгинское	0,7	176,8				177,5
З-Лугинецкое	104,6	2993,6	1219,6	980	662,1	5959,9
Крапивинское	234,3	6318,6	2118,5	7199,9	1653	17524,3
Кулгинское	0,9	240	150			390,9
Н-Лугинецкое	30,9	3251		1615	30,5	4927,4
Смоляное	0,3	222				222,3
Урманское	110,1	2820	1957	4774,6	333,9	9995,6
Шингинское	137,5	8315,9	1074,5	5203,6	237,1	14968,6
Ю-Табаганское	1,8	306,6	96,5			404,9
Ю-Шингинское	9,7	1939,5		336		2285,2
ПСП Игол	33,2		1218,8			1252
ГТЭС Шингинская	12,3				5876,9	5889,2
ИТОГО, кВт	730,4	27318,2	8510,44	23577,1	8893,1	69029,24

Как видно из представленных данных, распределение мощности оборудования между месторождениями неравномерное. Наиболее нагруженными по установленной мощности электрооборудования являются Крапивинское (более 25% в общем балансе) и Шингинское (более 20% в общем балансе) месторождения. Около 15% в балансе приходится на Урманское месторождение.

2.5 Проблематика повышения энергоэффективности ООО «Газпромнефть-Восток»

Мероприятия по повышению энергоэффективности 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.

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 мероприятий повышения энергоэффективности, 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.

В таблице 2.8 приведены примеры традиционных и специфических рисков для предприятий добывающей промышленности (с примерами из нефтяной отрасли).

Таблица 2.8 – Примеры традиционных и специфических рисков предприятий добывающей промышленности

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной задачи по повышению экономической эффективности добычи нефти на месторождении Томской области, на основе внедрения мероприятий повышения энергоэффективности.

Установлено, что одним из действенных механизмов поддержания текущих уровней добычи нефти и повышения общей экономической эффективности разработки нефтяных месторождений, является проведение технических и организационных мероприятий по повышению энергоэффективности.

Предложен вариант снижения УРЭ процесса ППД, путем модернизации проточной части насосного оборудования БКНС в Юго-Западной части Крапивинского месторождения Томской области, разрабатываемого нефтедобывающим предприятием ООО «Газпромнефть-Восток».

Проведен технико-экономический расчет, предложенного мероприятия, в результате которого можно утверждать, что в случае успешной модернизации, достигается положительный экономический эффект, без высоких капитальных вложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андрижевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособ. / А.А. Андрижевский, В.И.Володин – Минск: Вышэйш. шк., 2005. – 240 с.
2. 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.
3. 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.
4. Гальперина З.М. Экономический анализ эффективности проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности // Транспортное дело России. 2011. №12. С. 108-112.
5. 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.
6. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. №6. С18-26.
7. Ляхомский А.В. Управление энергетическими ресурсами горных предприятий: учебное пособие / А.В. Ляхомский, Г.И. Бабокин. – М.: Горная книга, 2011. – 232 с.
8. 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.
9. Насыров, О.М. Анализ и оценка эффективности энергосбережения в промышленных проектах [Электронный ресурс] / О.М. Насыров // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 3–2. – С. 272-276.

10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Точки роста энергоэффективности и энергосбережения в России [Электронный ресурс] / Ф.Ф. Глисин, А.С. Ильин, В.В. Прохоров
15. Хусаинова Е.К. Оценка экономической эффективности энергосберегающей деятельности нефтеперерабатывающих предприятий: дисс. канд. экон. наук: 08.00.05. СПб., 2015. 139