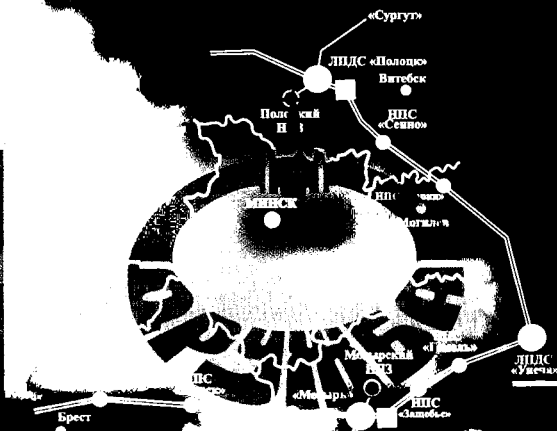
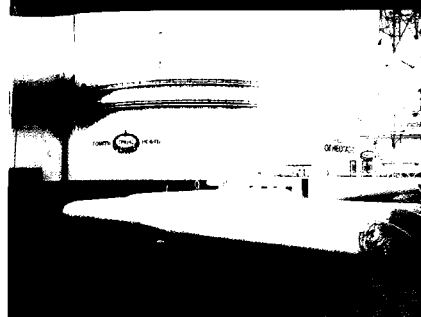


**В. А. Анашенко  
Н. В. Токочакова**

**ОЦЕНКА  
И НОРМИРОВАНИЕ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРЕДПРИЯТИЙ  
ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ**



**В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова**

**ОЦЕНКА  
И НОРМИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРЕДПРИЯТИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

**Гомель  
ГГТУ им. П. О. Сухого  
2007**

УДК 621.311

**Анищенко, В. А.** Оценка и нормирование показателей энергоэффективности предприятий трубопроводного транспорта нефти / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 233 с. : ил. – ISBN 978-985-420-540-3.

В книге представлена методология комплексной оценки энергоэффективности промышленных потребителей со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией на примере трубопроводного транспорта нефти. Методы и подходы, представленные в монографии, могут быть использованы и для предприятий транспорта газа, нефтепродуктов, а также для промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Монография будет полезна специалистам, активно занимающимся вопросами энергосбережения промышленных потребителей, аспирантам, студентам энергетических специальностей вузов, а также работникам энергослужб промышленных предприятий.

Табл. 33, ил. 80, список лит. – 192 назв.

Рецензенты: доктор технических наук *Е. П. Забелло* (РУП «БелГЭИ»);  
доктор технических наук *Н. В. Грунтович*  
(ОАО «Белгорхимпром»);  
кандидат технических наук *А. М. Бордовский*  
(РУП «Гомельтранснефть Дружба»)

*Рекомендовано к изданию Советом ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 5 от 15.01.2007 г.)*

**ISBN 978-985-420-540-3**

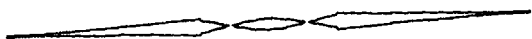
© Анищенко В. А., Токочакова Н. В., 2007  
© Оформление. Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого», 2007

## Оглавление

<i>Предисловие</i> .....	5
<i>Введение</i> .....	9
<i>Перечень условных обозначений</i> .....	15
<i>Глава 1. Энергетическая эффективность предприятий</i> <i>трубопроводного транспорта нефти и методы ее оценки</i> .....	17
1.1. Предприятия транспорта нефти и условия их функционирования ..	19
1.2. Анализ режимов электропотребления участков нефтепровода .....	29
1.3. Показатели энергоэффективности.....	36
1.4. Методы оценки общих и удельных расходов электрической энергии.....	49
1.5. Энергетические обследования. Опыт проведения и пути совершенствования .....	65
<i>Глава 2. Моделирование режимов электропотребления</i> <i>предприятий транспорта нефти</i> .....	83
2.1. Энергетические аспекты транспортировки нефти по трубопроводам .....	86
2.2. Предприятия транспорта нефти как объекты исследования с позиций системного анализа .....	97
2.3. Информационное обеспечение промышленных потребителей со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией как объектов моделирования режимов электропотребления .....	104
2.4. Разработка математической модели режимов электропотребления промышленных потребителей.....	112
2.5. Анализ структурной неоднородности показателей режимов электропотребления предприятий транспорта нефти с использованием теории распознавания образов.....	123
<i>Глава 3. Энергетическое обследование предприятий транспорта нефти</i> <i>на основе математических моделей режимов электропотребления</i> .....	127
3.1. Оценка энергетической эффективности мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти .....	129
3.2. Определение потенциала энергосбережения за счет добавления противотурбулентных присадок.....	135
3.3. Определение потенциала энергосбережения за счет изменения станционной технологии.....	143
3.4. Определение потенциала энергосбережения за счет управления составом насосных агрегатов участков нефтепровода .....	147
3.5. Оценка экономии электрической энергии при скачкообразном изменении состояния системы нефтепровода .....	155
3.6. Оценка предприятий транспорта нефти как потребителей- регуляторов энергосистемы.....	158

<i>Глава 4. Нормирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти</i> .....	163
4.1. Нормирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти в заданных условиях функционирования .....	165
4.1.1. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях редко изменяющейся конфигурации нефтепровода и стабильной динамики вязкости .....	168
4.1.2. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях редко изменяющейся конфигурации нефтепровода и нестабильной динамики вязкости .....	171
4.1.3. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях часто изменяющейся конфигурации нефтепровода и стабильной динамики вязкости .....	172
4.1.4. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях часто изменяющейся конфигурации нефтепровода и нестабильной динамики вязкости .....	173
4.2. Нормирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти с учетом энергосберегающих мероприятий .....	175
4.3. Расчет удельных расходов электрической энергии для участков нефтепровода под заданные условия функционирования с использованием программных средств .....	185
<i>Глава 5. Оценка целевого показателя по энергосбережению с использованием математической модели режимов электропотребления</i> .....	191
5.1. Обоснование необходимости введения целевого показателя по энергосбережению .....	194
5.2. Проблематика расчета целевого показателя по энергосбережению предприятий транспорта нефти .....	199
5.3. Расчет целевого показателя по энергосбережению на основе математической модели режимов электропотребления .....	203
<i>Заключение</i> .....	211
<i>Литература</i> .....	215

# **ПРЕДИСЛОВИЕ**



Монография является результатом совместной творческой работы авторов по проблемам эффективного использования ТЭР промышленных потребителей Республики Беларусь. В ней обобщены результаты совместных публикаций в научно-технических журналах, материалах международных научно-технических конференций, материала, используемого в учебном процессе в виде лекций и практических занятий по курсу «Основы энергосбережения».

Авторы выражают благодарность за активное участие при написании разделов монографии членам научной группы аудита и нормирования топливно-энергетических ресурсов (АНТЭР) Фикову А. С. (параграфы 1.5, 3.1, 4.3), Морозу Д. Р. (параграфы 1.4, 4.2), а также за проделанную ими огромную работу по технической и редакционной подготовке книги к изданию.

Авторы признательны рецензентам данного научного издания – доктору технических наук Забелло Е. П., доктору технических наук Грунтовичу Н. В., кандидату технических наук Бордовскому А. М. за ряд ценных замечаний и предложений, способствующих улучшению содержания монографии.

Особую благодарность авторский коллектив выражает администрации РУП «Гомельтранснефть Дружба» в лице генерального директора Костюченко А. А., главного инженера Бордовского А. М., заместителей директора по транспортировке нефти Перегуда А. М. и Карповича П. А., заместителя директора по экономике Колесниковой С. П., главному энергетика Каптурову О. П., главному механику Коновалову А. В., а также администрации НРУПТН «Дружба» в лице директора Журавлева В. Г., главного инженера Дурнова К. А. за многолетнее плодотворное сотрудничество и всестороннюю поддержку научной группы АНТЭР при проведении исследований по проблемам энергосбережения.

*Авторы*

# **ВВЕДЕНИЕ**





Приоритетным направлением государственной политики Республики Беларусь является политика энергосбережения. Принятый «Закон об энергосбережении» [1] обязывает потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), независимо от форм собственности, рационально использовать ТЭР. Жесткий контроль со стороны государства за рациональным расходованием всех видов ТЭР определяется тем, что республика импортирует более 80 % всех энергоресурсов при высоких мировых ценах на них. Ежегодные затраты энергоресурсов достигают 2 млрд долларов США, что составляет почти 1/6 часть внутреннего валового продукта (ВВП) [2]. Снижение затрат на импорт энергоресурсов за счет энергосбережения, а также вовлечение в энергетический баланс собственных энергоресурсов будет способствовать стабилизации, более устойчивому развитию экономики страны и обеспечению роста энергетической безопасности [3]. Исходя из того, что потенциал энергосбережения составляет около 30 % всего объема потребляемых в стране первичных энергоресурсов, годовая экономия ТЭР за счет снижения их импорта может составить порядка 600 млн долларов США [2]. В этих условиях задача эффективного использования электрической энергии (ЭЭ) в различных отраслях промышленности приобретает особую актуальность [4].

В Республике Беларусь, одной из первых республик бывшего Союза, сложилась система государственного управления и контроля за эффективным расходованием ТЭР. Ключевыми моментами этой системы являются обязательное энергетическое обследование промышленных потребителей (ПП), нормирование ТЭР, нормирование целевого показателя по энергосбережению (ЦП). Для контроля за энергетической эффективностью (ЭЭФ) предусмотрены формы Государственной статистической отчетности, данные которых позволяют оценивать текущее состояние ЭЭФ ПП. Результатом проводимых энергетических обследований ПП являются годовые, пятилетние программы энергосбережения [5], [6].

В управлении ЭЭФ ПП важная роль отводится энергетическим аудитам, так как разработанные и в дальнейшем внедренные мероприятия по энергосбережению обеспечат выполнение норм расхода ТЭР и ЦП.

Активная политика Республики Беларусь в области энергосбережения привела к тому, что при росте ВВП 2004 г. на 30,5 % по сравнению с 2000 г. валовое потребление ТЭР увеличилось лишь на 3,9 % [2].

В качестве первоочередных мер по реализации Республиканской программы «Энергосбережение» на 2001–2005 гг. ставились задачи [5] разработки и ввода в действие системы прогрессивных норм расхода ТЭР, скоординированной с проведением энергетических обследований, и продолжения работы по корректировке действующих и разработке новых нормативно-технических документов в части повышения эффективности использования ТЭР. Поэтому разработка новых и совершенствование существующих методов, позволяющих выявлять и оценивать потенциал энергосбережения в технологических процессах ПП, прогнозировать и нормировать как общие, так и удельные расходы ЭЭ с учетом изменения объемов выпускаемой продукции, прогнозировать и нормировать ЦП в сопоставимых условиях является актуальной.

Необходимость поиска новых подходов для решения задач управления ЭЭФ в первую очередь определяется коренными изменениями условий функционирования ПП энергоресурсов. Связанный с распадом Союза обвал экономики, произошедший в начале 90-х годов, потребовал от ПП поиска как источников сырья, так и рынков сбыта продукции. Возросла нестабильность режимов работы ПП в связи с постоянно изменяющейся производственной программой. Для ПП рост тарифов на ЭЭ привел к увеличению энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости продукции, что отразилось на ее конкурентной способности. Ситуация усугублялась необходимостью выполнения производственной программы в условиях проводимой реконструкции и модернизации технологического оборудования.

Например, такие энергоемкие ПП республики, как предприятия транспорта нефти в полной мере ощутили на себе все перечисленные выше негативные явления. Так как строительство участков нефтепровода «Дружба» происходило в 60-х годах, то в настоящее время предприятия транспорта нефти вынуждены активно заниматься техническим перевооружением, направленным на улучшение технологических характеристик и надежности транспортировки нефти. Реконструкция и модернизация технологического оборудования одновременно должны быть эффективными с точки зрения энергосбережения. Поэтому актуальна задача оценки энергетической эффективности проводимых мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти и прогнозирования изменения ЭЭФ участков нефтепровода с учетом данных мероприятий в условиях изменяющейся производственной программы. Методика [7] оценки экономии ТЭР для предприятий транспорта нефти не рассматривает способы оценки

экономии ЭЭ от многих современных технологических мероприятий, например, от строительства лупингов, реконструкции станционной технологии, реконструкции линейной технологии, применения противотурбулентных присадок и др. Предлагаемые подходы к оценке экономии ЭЭ от ранее применяемых технологических мероприятий невозможно использовать из-за работы участков нефтепровода с постоянно изменяющейся производственной программой и их технологической незавершенности, когда нефть начинает транспортироваться из резервуаров российского предприятия, а приемные резервуары находятся на территории Беларуси. Учесть влияние насосных агрегатов отдающей стороны при планировании режимов электропотребления многониточного участка нефтепровода с изменяющейся производственной программой практически невозможно.

Общая теоретическая база достоверной оценки текущего состояния ЭЭФ для ее управления технологически незавершенных участков нефтепровода не всегда позволяет достичь ожидаемых результатов в условиях их нестабильной работы [8]. Это приводит к тому, что реализация комплекса вопросов по улучшению использования ЭЭ слабо связана со спецификой и производственной программой предприятия и теми изменениями режимов работы участка нефтепровода, которые происходят в процессе ее реализации. Повышение эффективности использования энергозатрат возможно на основе изучения закономерностей формирования электропотребления, получения достоверных оценок расхода ЭЭ, повышения научной обоснованности его плановых значений, управления режимами электропотребления.

Учет изменений условий работы возможен с помощью математического аппарата и методов, отражающих конкретные условия транспортировки нефти. Участки нефтепровода, в силу специфики технологического процесса, оснащены современными автоматизированными системами управления технологическим процессом, что в комплексе с автоматизированными системами учета (АСУ) технологических факторов и расхода ЭЭ позволяет получить необходимую информацию по режимам работы за любой промежуток времени. Указанное обстоятельство дает возможность проводить глубокие всесторонние исследования.

Впервые для решения комплекса задач оценки ЭЭФ III со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией (на примере предприятий трубопроводного транспорта нефти) используются многофакторные расчетно-статистические модели режимов электропотребления [8]. Количество факторов, включенных в модель, изменя-

ется в зависимости от решаемой задачи ЭЭФ и от состояния подсистем, определяющих технологическую систему в целом. С использованием расчетно-статистической модели зависимости режимов электропотребления от влияющих факторов разработана методика оценки экономии электрической энергии от внедрения технологических мероприятий, позволяющая определять экономию ЭЭ во всей технологической системе в целом с учетом ее текущего состояния [9]. Разработана методика прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ с учетом изменяющейся производственной программы, а также нормирования ЦП с учетом сопоставимых условий производства [10], [11].


Статистическую основу построения моделей для оценки текущего и прогнозного состояния ЭЭФ составляет единая информационная база данных (ИБД) [8], [12], включающая сведения по электрическим и технологическим параметрам за шестилетний период.

Методы и подходы, представленные в монографии, направлены на комплексную оценку ЭЭФ предприятий транспорта нефти, работающих в условиях как высокой, так и низкой загрузки нефтепровода в условиях изменяющейся производственной программы, могут быть использованы и для предприятий транспорта газа, нефтепродуктов, а также для ПП различных отраслей промышленности.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСУ	– Автоматизированные системы учета
ВВП	– Внутренний валовой продукт
ГЭН	– График электрических нагрузок
ИБД	– Информационная база данных
КПД	– Коэффициент полезного действия
ЛПДС	– Линейная перекачивающая диспетчерская станция
МА	– Магистральный насосный агрегат
НА	– Насосный агрегат
НПЗ	– Нефтеперерабатывающий завод
НПС	– Нефтеперекачивающая станция
НРУПТН	– Новополоцкое республиканское унитарное предприятие транспорта нефти
ПП	– Промышленный потребитель
ПЭ	– Потенциал энергосбережения
РУП	– Республиканское унитарное предприятие
САР	– Система автоматического регулирования давления
ТЭР	– Топливо-энергетические ресурсы
УРЭ	– Удельный расход электрической энергии
ЦП	– Целевой показатель по энергосбережению
ЭЭ	– Электрическая энергия
ЭЭФ	– Энергетическая эффективность
ЭП	– Электроприемник

# **ГЛАВА 1**



**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ  
ПРЕДПРИЯТИЙ  
ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ  
И МЕТОДЫ ЕЕ ОЦЕНКИ**

### 1.1. Предприятия транспорта нефти и условия их функционирования

Предприятия трубопроводного транспорта нефти приравниваются к промышленным потребителям. Эта группа была и остается наиболее энергоемкой группой потребителей ЭЭ: доля промышленности и строительства в суммарном электропотреблении по народному хозяйству составляет около 65 %, по транспорту – 6,2 %, сельскому хозяйству – 10 %, на коммунально-бытовые нужды тратится около 18,8 % [5].

Начавшееся в 50–60-х годах *качественное* (по составу и сложности оборудования) и *количественное* изменение технологического оборудования привело к росту количества электроприемников (ЭП) от  $10^2$  до  $10^3$  по отдельным производствам и их средней установленной мощности ( $P_{\text{ср}}$ , кВт) (табл. 1.1) [13]–[15].

Таблица 1.1

#### Количественные и качественные показатели установленного электрооборудования промышленных потребителей

Предприятие	Количество электроприемников, шт.	$P_{\text{ср}}$ , кВт
Магистральный нефтепровод «Дружба»	1483	115,7
Нефтеперерабатывающий завод	4200	53,9
Завод искусственного волокна	12300	11
Газоперерабатывающий завод	2700	40,7

Изменение качественных и количественных характеристик ЭП обуславливалось совершенствованием технологий и автоматизацией производства, внедрением поточных и автоматических линий, широким использованием электротехнологии, автоматизацией электропривода, механизацией подсобных и вспомогательных работ.

В условиях плановой экономики до кризиса 90-х годов отмечался устойчивый рост количества ЭП производственных механизмов и установок, их средней установленной мощности и соответственно электропотребления ПП [16].

Устойчивость развития и функционирования ПП в период плановой экономики позволяла использовать для прогнозирования показателей электропотребления трендовые зависимости временных рядов [17]–[19] и подтверждалась результатами типологического и структурного анализа параметров режимов электропотребления ПП [16], [20]–[33].

Типологический анализ 70 крупных ПП энергосистемы [16], заключающийся в разделении неоднородной совокупности объектов на качественно однородные группы по годовому электропотреблению ( $W_{\text{год}}$ ), позволил сформировать 15 классов, объединяющих ПП с близкими значениями годового электропотребления  $W'_{\text{год}}$ . При анализе выборок за 4 года состав классов оказался устойчивым. Аналогичное разбиение выборки ПП производилось и по графикам электрических нагрузок (ГЭН) за характерный летний и зимний день. Отмечена высокая степень совпадения состава классов при классификации по  $W_{\text{год}}$  и ГЭН.

Проведенные за этот период исследования структуры суточного электропотребления ( $W_{\text{сут}}$ ) ПП на годовом интервале позволили не только выявить закономерности формирования структуры суточного электропотребления каждого ПП, но и доказать устойчивость структуры во времени. При структурном анализе проводилось разбиение  $W_{\text{сут}}$  на группы, объединяющие дни с близкими значениями электропотребления. По результатам кластеризации для каждого ПП строилась структурная модель суточного электропотребления: по оси абсцисс откладывалось количество суток, вошедших в класс (временная емкость класса), а по оси ординат – среднесуточное электропотребление класса. В структурной модели выделялся *базисный класс* (самый емкий по количеству дней, вошедших в него). У ПП базисный класс по временной емкости составлял от 70 до 95 % исследуемой выборки.

Для ПП было установлено три вида структурных моделей  $W_{\text{сут}}$ : с верхним расположением базисной ступени; со средним расположением базисной ступени; с нижним расположением базисной ступени (рис. 1.1, а, б, в). Знание закономерностей структуры  $W_{\text{сут}}$  позволяло решать задачи прогнозирования параметров электропотребления, оценивать возможность безущербного регулирования электропотребления ПП [16], [20]–[31].

С использованием параметров структурной модели  $W_{\text{сут}}$  давалась оценка стабильности режимов работы ПП. О стабильности режимов электропотребления и отлаженности технологического процесса свидетельствует большая временная емкость базисного класса

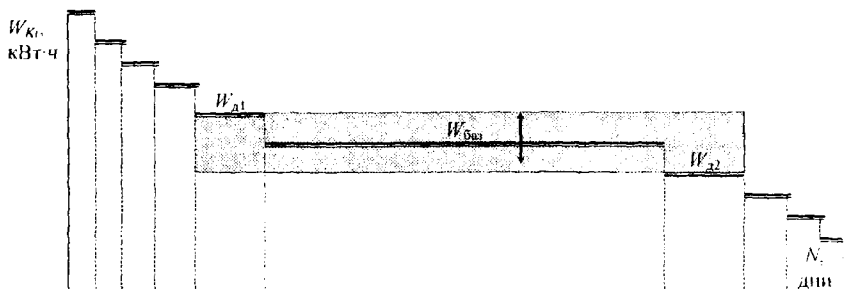


(60–95 % рабочих дней предприятия) и незначительная величина отклонения среднесуточного электропотребления дополнительных классов относительно базисной ступени (5–10 %).

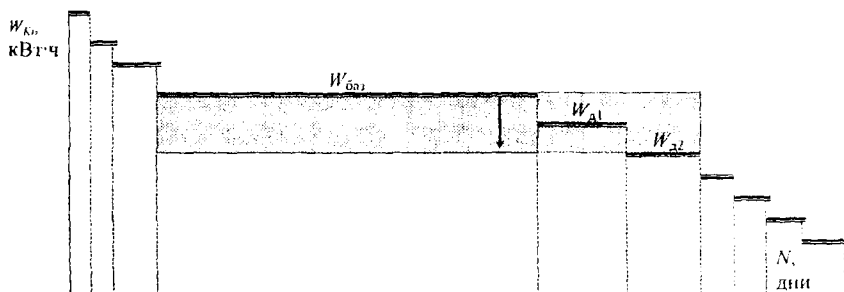
В 90-х годах при общем спаде производства режимы работы ПП стали нестабильными [34]. Нестабильность режимов работы ПП сказалась на их структуре электропотребления: у большинства ПП структурная модель суточного электропотребления трансформировалась в модель с дроблением ступеней [34], в которой невозможно выделить базисный класс (рис. 1.1, 2). Промышленные потребители, имеющие модель электропотребления с дроблением ступеней, первыми ощутили на себе сложности прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ, так как их режимы работы отличает многовариантность, учесть которую не представляется возможным с использованием аналитических подходов и месячной, квартальной статистики по потреблению ЭЭ и технологическим показателям.

Факторы, дестабилизирующие режимы работы ПП, могут быть как внутренними, так и внешними. К *внутренним факторам*, дестабилизирующим режимы работы ПП, в первую очередь, относятся: частый выход из строя изношенного технологического оборудования и необходимость выполнения производственной программы в условиях проводимой реконструкции и модернизации технологического оборудования. Анализ возрастного состава технологического оборудования, проводимый в рамках энергетических обследований, показал, что для большинства ПП 70 % оборудования имеет наработку 25–30 лет, является морально и физически устаревшим и требует замены или модернизации. *Внешними факторами*, дестабилизирующими режим работы ПП, являются поиск поставщиков сырья и рынка сбыта продукции.

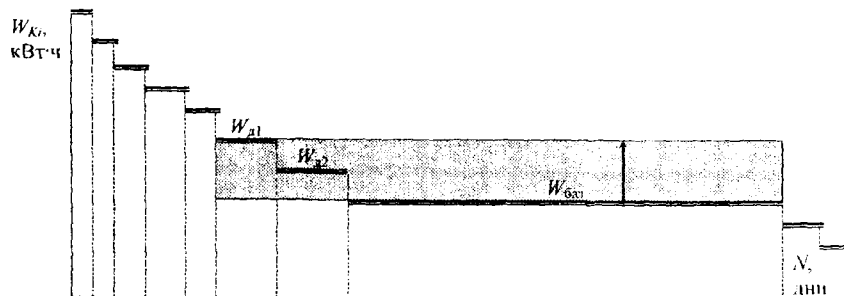
Рост тарифов на ЭЭ привел к увеличению энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости выпускаемой продукции. С 1965 по 1987 г. доля ЭЭ в структуре затрат на производство продукции по стране составляла от 2,1 до 2,8 % за разные годы [35]. В 1987 г. в химической и нефтехимической промышленности доля ЭЭ в структуре затрат на производство составляла 8,9 %, в машиностроительном комплексе – 2 %, в легкой промышленности – 0,7 %. За период с 1992 по 1996 г. в России она увеличилась в машиностроении в 1,83 раза, легкой промышленности – в 3,44 раза, химической и нефтехимической промышленности – в 2,82 раза [36]. Причиной этого является не только рост тарифов на ЭЭ, но и неритмичность производства, низкая загрузка электрооборудования, что приводит к увеличению удельных расходов ЭЭ на единицу выпускаемой продукции [37].



а)



б)



в)



г)

Рис. 1.1. Характерные виды структурных моделей суточного электропотребления промышленных потребителей:  
 а – со средним расположением базисной ступени; б – с верхним расположением базисной ступени; в – с нижним расположением базисной ступени; г – с дроблением ступеней

Указанные особенности функционирования ПП особенно остро проявляются на предприятиях концерна «Белнефтехим», объединяющего энергоемкие ПП Республики Беларусь. К числу таких потребителей относятся предприятия транспорта нефти, ежегодное электропотребление которых составляет около 332 млн кВт·ч или 92,8 тыс. т у. т. и уступает только затратам ЭЭ на переработку нефти, включая газовый конденсат, – 154,4 тыс. т у. т., производство смол синтетических – 170,4 тыс. т у. т. и волокон и нитей химических – 163,9 тыс. т у. т. [38].

В Республике Беларусь транспортировку нефти осуществляют два предприятия: Республиканское унитарное предприятие (РУП) «Гомельтранснефть Дружба» и Новополоцкое республиканское унитарное предприятие транспорта нефти (НРУПТН) «Дружба». Основной производственной задачей предприятий является обеспечение перекачки нефти по белорусскому участку магистрального трансевропейского нефтепровода, связывающего месторождения России с потребителями Европы и Прибалтики (рис. 1.2).

Энергоносителем технологического процесса транспортировки нефти является ЭЭ. Как видно из диаграммы (рис. 1.3), более 98 % потребляемых ТЭР составляет ЭЭ технологических нужд. Высокой, около 50 %, остается и энергетическая составляющая затрат в структуре себестоимости транспортируемой нефти.

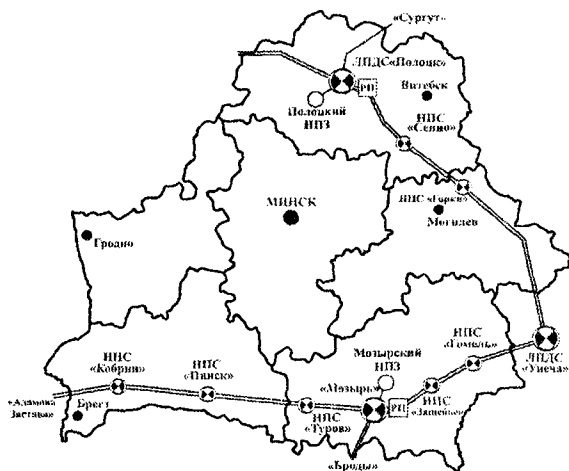


Рис. 1.2. Схема транспортировки нефти по территории Республики Беларусь

Перекачка нефти осуществляется за счет работы мощных насосных агрегатов (НА), установленных на отдельных, последовательно расположенных нефтеперекачивающих станциях (НПС). Различная производственная программа нефтепровода выполняется путем работы определенного состава НА (табл. 1.2). Установленная мощность головных НПС магистральных нефтепроводов достигает 40–50 МВт, промежуточных – 20–35 МВт.

Таблица 1.2

**Состав и мощности силового оборудования нефтеперекачивающих станций участка нефтепровода**

Диаметр трубопровода, мм	Двигатели насосных агрегатов			
	НПС 1	НПС 2	НПС 3	НПС 4
∅ 630 мм	АД-250 – 2 шт. 2АЗМБ-1600 – 4 шт.	ТДНР-1600 – 4 шт.	ТДНР-1600 – 4 шт.	ТДНР-1600 – 4 шт.
∅ 820 мм	ДАЗО-1000 – 2 шт.			
∅ 720 мм	СТД-3150 – 4 шт.	4АРМП-3150 – 4 шт.	СТД-3150 – 4 шт.	АРМП-3150 – 4 шт.
<i>Всего</i>	12 шт.	8 шт.	8 шт.	8 шт.

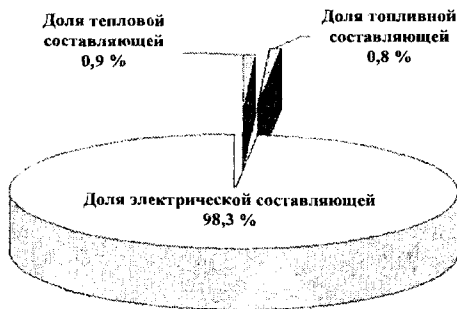


Рис. 1.3. Структура электрической, тепловой и топливной составляющей в энергетических затратах РУП «Гомельтранснефть Дружба»

Особенностями серьезных изменений условий функционирования предприятий транспорта нефти за последние годы следует признать негативные технологические явления [39], [40]:

- появление технологически незавершенных участков нефтепровода;
- нестабильность объемов транспортировки нефти, приводящая к работе основного технологического оборудования с изменяющимся коэффициентом полезного действия (КПД), простаиванию отдельных промежуточных НПС;
- максимальная загруженность резервуарного парка, что препятствует плановому проведению ремонтных работ на трубопроводах;
- необходимость большой маневренности по направлениям и по условиям поставки в условиях нефтяного рынка, что определяет недостаточность существующих пропускных способностей, которые могли являться избыточными в условиях жесткого планового хозяйства;
- старение технологического оборудования, что требует проведения реконструкции линейной части нефтепровода и модернизации НА в жестких условиях выполнения производственной программы.

Технологически завершенный участок (нефть перекачивается из резервуара в резервуар) нефтепровода работает относительно независимо от предыдущего и последующего участков единого нефтепровода. Появление технологически незавершенных участков нефтепровода обусловлено разделением технологически завершенных участков нефтепровода на части из-за распада СССР. Например, часть техноло-

гического участка «Унеча – Мозырь» (рис. 1.2) находится на территории России и управляется Российским предприятием транспорта нефти, другая часть находится на территории Беларуси и управляется Белорусским предприятием транспорта нефти. В пределах одного участка работа всех НПС технологически жестко связана. Нефтепровод РУП «Гомельтранснефть Дружба» состоит из 4-х участков: технологически незавершенный участок «Унеча – Мозырь», представляющий собой гидравлически связанную двухниточную систему нефтепровода с диаметрами ниток 820 мм и 1020 мм протяженностью 183 км; технологически завершенный участок «Мозырь – Адамова Застава», представляющий собой гидравлически связанную трехниточную систему нефтепровода с диаметрами ниток 630 мм, 820 мм и 720 мм протяженностью 444 км; технологически незавершенный участок «Мозырь – Броды», представляющий собой двухниточную систему нефтепровода с диаметрами ниток 720 мм, протяженностью по белорусской территории 32 км; технологически завершенный участок «Мозырь – НПЗ», состоящий из одной нитки нефтепровода диаметром 720 мм протяженностью 8 км.

Для уменьшения гидравлического сопротивления участка нефтепровода используются лупинги (обводные участки), соединенные с основными трубопроводами (рис. 1.4). При перекачке, как правило, используются все имеющиеся трубопроводы. В настоящий момент на участке нефтепровода «Мозырь – Адамова Застава» работают трубопроводы  $\varnothing$  630, 820 и 720 мм, которые перемычками на НПС соединены в систему трубопроводов (табл. 1.3).

Таблица 1.3

**Характеристики трубопроводной системы участка  
«Мозырь – Адамова Застава»**

Диаметр трубопровода	Участок с 0 по 120 км		Участок с 120 по 233 км.	
	Перемычки, шт.	Лупинги, шт.	Перемычки, шт.	Лупинги, шт.
$\varnothing$ 630 мм	5	3	3	4
$\varnothing$ 820 мм	8	3	8	3
$\varnothing$ 720 мм	8	0	9	0
<i>Всего</i>	12	6	11	7
	Участок с 233 по 355 км		Участок с 355 по 452 км	
$\varnothing$ 630 мм	4	0	5	0
$\varnothing$ 820 мм	2	0	4	0

Окончание табл. 1.3

Диаметр трубопровода	Участок с 0 по 120 км		Участок с 120 по 233 км	
	Перемычки, шт.	Лупинги, шт.	Перемычки, шт.	Лупинги, шт.
Ø 720 мм	3	0	1	0
Всего	5	0	6	0

НРУПТН «Дружба» состоит из 4-х участков нефтепровода: технологически незавершенный участок «Унеча – Полоцк», представляющий собой гидравлически частично связанную двухниточную систему нефтепровода с диаметрами ниток по 820 мм каждая и протяженностью участка 450 км; технологически незавершенный участок «Полоцк – Бутинге – Мажейкяй», представляющий собой гидравлически связанную двухниточную систему нефтепровода с диаметрами ниток 720 мм и протяженностью 112,5 км; технологически завершенный участок «Полоцк – НПЗ» с диаметром 2-х ниток 500 мм, протяженностью 5 км; технологически незавершенный участок «Сургут – Полоцк», представляющий собой двухниточный нефтепровод диаметром 1020 мм, протяженность участка составляет 83,5 км. В энергетическом балансе предприятия последний участок не участвует из-за отсутствия на нем перекачивающих мощностей белорусской стороны.

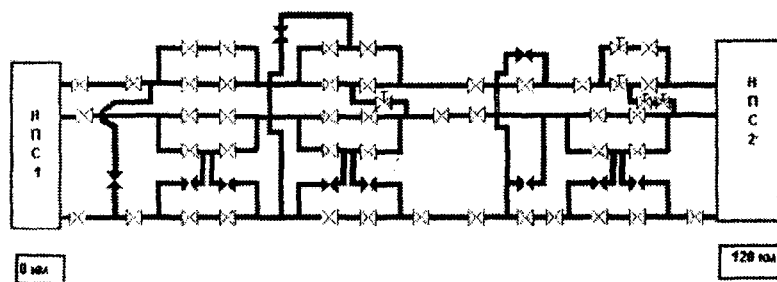


Рис. 1.4. Фрагмент участка нефтепровода

В табл. 1.4 представлена динамика годовых показателей по транспортировке нефти грузообороту ( $P$ ), расходу ЭЭ ( $W$ ) и удельному расходу ЭЭ ( $W_{уд}$ ) по технологическим участкам РУП «Гомельтранснефть Дружба». Как видно из табл. 1.4, в условиях роста

грузооборота нефти темпы роста расхода ЭЭ опережают темпы роста грузооборота, что связано с нелинейной зависимостью между электропотреблением и грузооборотом для предприятий транспорта нефти.

Таблица 1.4

**Динамика показателей режимов транспортировки нефти  
участков нефтепровода за 2000–2004 гг.**

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Доля ЭЭ в затратах предприятия, %	47,8	43,3	41,9	44,3	49,9
Доля ТЭ в затратах предприятия, %	0,31	0,24	0,37	0,40	0,45
Доля топливной составляющей в затратах предприятия, %	0,59	0,53	0,53	0,45	0,4
Затраты на капитальный ремонт, %	13,6	10,9	2,42	0,93	0,49
<b>Участок «Мозырь – Адамова Застава»</b>					
$P, \%$	100	105,7	105,1	118,3	123,4
$W, \%$	100	107,8	105,4	144,2	158,2
$W_{уд}, \%$	100	100,9	100,0	121,7	127,8
<b>Участок «Унеча – Мозырь»</b>					
$P, \%$	100	101,7	103,4	117,9	119,7
$W, \%$	100	112,5	122,4	176,9	195,9
$W_{уд}, \%$	100	110,5	118,4	150,0	163,2
<b>Участок «Мозырь – Броды»</b>					
$P, \%$	100	101,7	105,6	38,9	35,6
$W, \%$	100	102,3	104,1	126,6	115,3
$W_{уд}, \%$	100	100,8	100,0	333,3	323,6
<b>Участок «Мозырь – НПЗ»</b>					
$P, \%$	100	98,4	111,5	111,5	121,3
$W, \%$	100	94,5	119,6	118,3	158,4
$W_{уд}, \%$	100	96,4	108,1	107,8	131,4



В условиях высокой загрузки нефтепровода прирост производительности (рис. 1.5) достигается за счет включения дополнительного НА (режим работы нефтепровода переходит из точки А в точку Б). При этом увеличение потерь давления больше увеличения производительности в 1,75 раза, что влечет за собой увеличение удельного расхода электроэнергии в 1,75 раза (или увеличение общего расхода ЭЭ в 2,75 раза) [8], [41], [42].

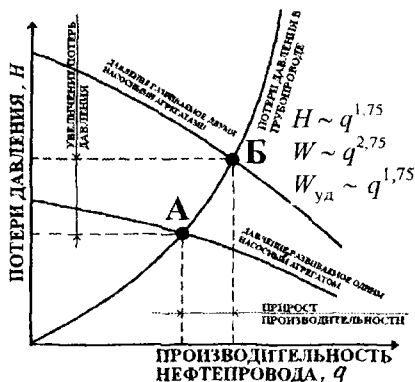


Рис. 1.5. Увеличение производительности за счет включения дополнительного насосного агрегата

В 2000–2003 гг. на предприятии проводилась реконструкция линейной части нефтепровода, завершилось строительство лупинга участка «Мозырь – Адамова Застава». Рост удельного расхода ЭЭ по участку «Мозырь – Броды» в 2003 г. связан с уменьшением грузооборота из-за пересмотра длины участка, относящегося к белорусской стороне, с 97,7 до 32 км. Рост удельного расхода ЭЭ по участку «Мозырь – НПЗ» в 2004 г. связан с уменьшением грузооборота из-за пересмотра длины участка, относящегося к белорусской стороне, с 9 до 8 км.

## 1.2. Анализ режимов электропотребления участков нефтепровода

Рассмотрим закономерности работы нефтепровода по следующим временным интервалам: год – квартал – месяц – сутки.

Исходными данными для проведения исследований явились точные значения электропотребления, объемы перекачки и характе-

ристики нефти, данные по составу работающих магистральных насосных агрегатов (МА) НПС, сведения о ремонтных работах, реконструкции и строительстве отдельных участков нефтепровода с 1998 по 2002 г. Ставится задача отыскания закономерностей формирования потребления ЭЭ в условиях высокой вариации характеристик технологического процесса транспортировки нефти.

На рис. 1.6, 1.7 представлена динамика годовых значений грузооборота  $P_{\text{ср}}$  и удельный расход электрической энергии (УРЭ)  $W_{\text{уд}}$  для двух участков нефтепровода.

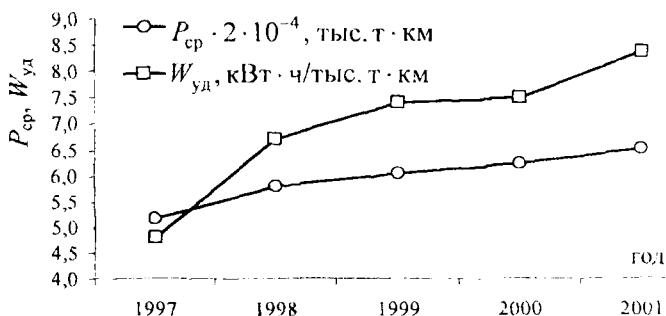


Рис. 1.6. Динамика годовых значений грузооборота и удельный расход электрической энергии «участка 1»

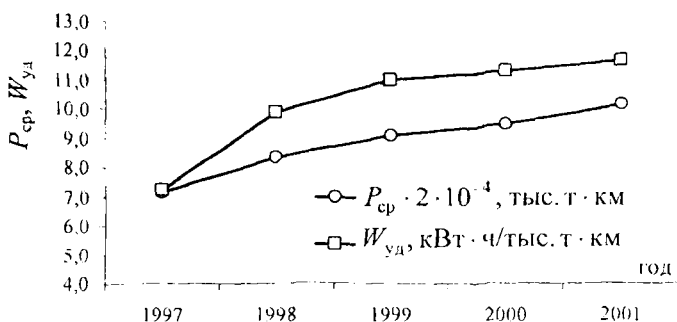


Рис. 1.7. Динамика годовых значений грузооборота и удельный расход электрической энергии «участка 2»

С 1997 по 2001 г. объемы транспортировки нефти и соответствующие им УРЭ непрерывно возрастали (рис. 1.6, 1.7). При этом отмечена высокая корреляционная связь между УРЭ и грузооборотом (рис. 1.8). Приведенный коэффициент корреляции  $R_{adj}$ , отражающий степень тесноты связи между зависимой и независимой переменными, составил 0,97 – «участок 1»; 0,92 – «участок 2».

Вместе с тем однофакторная модель зависимости расхода ЭЭ от грузооборота не всегда может быть использована для расчетов расхода ЭЭ на таких временных интервалах, как квартал, месяц. Устойчивость годовых показателей верхних уровней системы электроснабжения ПП уже давно является неоспоримым фактом, однако знание общих тенденций не позволяет адекватно моделировать режимы электропотребления системы.

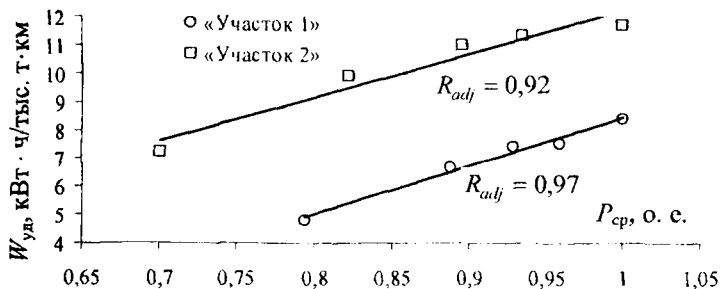


Рис. 1.8. Корреляционное поле точек годовых значений удельного расхода электрической энергии

Проведенный анализ режимов электропотребления участков нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба» за период в несколько лет показал, что фактические суточные УРЭ на годовом интервале отличаются до 40 крат (рис. 1.9). Анализ суточных значений электропотребления и объемов перекачки нефти в двумерном пространстве признаков (суточные значения электропотребления, суточный объем перекачки нефти) показал, что парные коэффициенты корреляции для различных участков нефтепровода за различные годы составили от 0,3 до 0,85. При этом отмечено, что аппроксимирующая способность модели общего расхода ЭЭ выше (рис. 1.10), чем модели УРЭ (рис. 1.9).

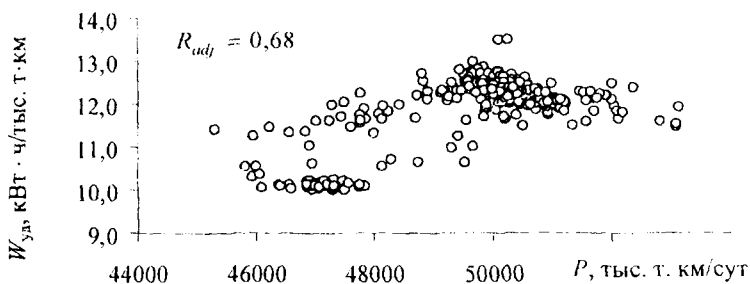


Рис. 1.9. Диаграмма рассеивания суточного удельного расхода электрической энергии

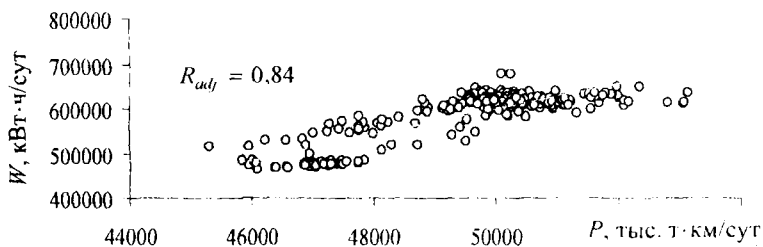


Рис. 1.10. Диаграмма рассеивания суточного расхода электрической энергии

При этом для достаточно малых диапазонов электропотребления обнаружен существенный разброс объемов перекачки нефти и наоборот. Это означает, что одному суточному объему перекачки нефти соответствует некоторый диапазон расхода ЭЭ. Одной из причин такого разброса является сезонный фактор (вязкость нефти  $\nu$ ), что подтверждается анализом рис. 1.11, где прослеживаются явно выраженные тенденции изменения УРЭ по кварталам года.

Так, в 2001 г. для «участка 1» удельный расход ЭЭ за II квартал ниже на 9 %, чем за I квартал, при одном и том же грузообороте нефти (рис. 1.11), а для «участка 2» – на 4,9 % даже при увеличении грузооборота нефти на 1,5 % (рис. 1.12). Видно, что тенденция изменения квартального грузооборота не столь очевидна, как на годовых временных

интервалах, где отмечен устойчивый рост грузооборота (рис. 1.6, 1.7), что объясняется выполнением договорных обязательств с российскими поставщиками нефти в условиях наращивания объемов транспортировки нефти. Следует обратить внимание на следующие особенности. Для «участка 1» меньшему объему перекачки нефти соответствует меньший удельный расход ЭЭ (рис. 1.11), что объясняется физическими закономерностями движения нефти в трубопроводе, причем эта тенденция является устойчивой во времени.

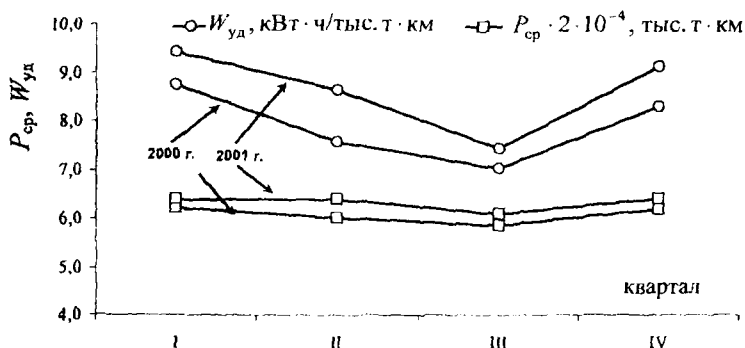


Рис. 1.11. Динамика квартальных значений  $P_{ср}$  и  $W_{уд}$  «участка 1»

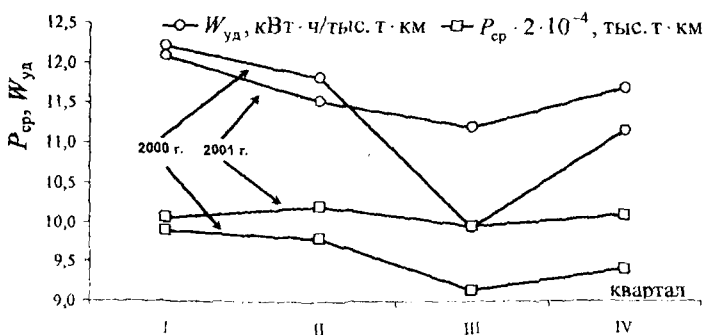


Рис. 1.12. Динамика квартальных значений  $P_{ср}$  и  $W_{уд}$  «участка 2»

Основу квартальных статистических данных составляют месячные данные. Месячные параметры позволяют выявить общие тенден-

ции изменения режимов электропотребления на таких временных интервалах, как квартал и год (рис. 1.13).

Влияние сезонного фактора характеризуется динамикой изменения вязкости  $\nu$  нефти. Характер этого изменения определяется месяцем года. Однако даже в квартале может иметь место значительное изменение вязкости случайного характера. Так, в январе вязкость нефти на 11 % ниже, чем в марте, что невозможно было предсказать.

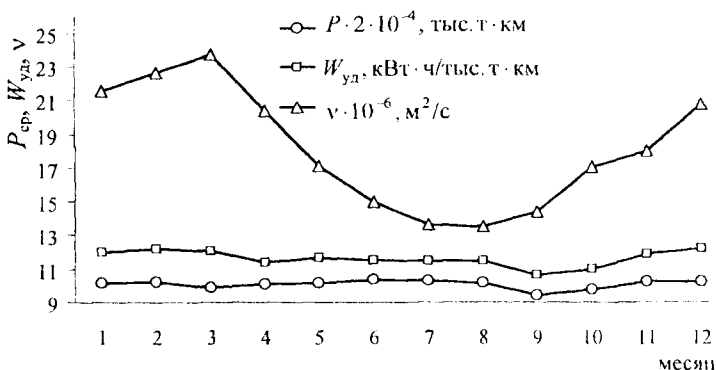


Рис. 1.13. Динамика месячных значений  $P$ ,  $W_{уд}$ ,  $\nu$

В большинстве случаев основу существующих методов моделирования режимов работы электропотребления составляют квартальные и месячные данные по расходу ЭЭ и объемам произведенной продукции (услуг). Низкий уровень организации учета расхода энергоресурсов для большинства ИП (по уровням системы электроснабжения), а также по объемам произведенной продукции (для многоменклатурных производств) не позволяет разрабатывать модели, статистическую основу которых составили бы суточные данные. Отличительная особенность предприятий транспорта нефти — высокий уровень автоматизации контроля и учета параметров электропотребления и технологического процесса. Это позволяет более глубоко изучить закономерности процессов формирования режимов работы электропотребления и учесть кратковременные изменения режима перекачки нефти и их влияние на функционирование системы в целом. На графике (рис. 1.14) приведены суточные данные грузооборота  $P$ ,  $W_{уд}$ ,  $\nu$ .

Рост УРЭ обусловлен отключением участка трубопровода. Возможны ситуации, когда изменение конфигурации линейной части и конструктивных параметров нефтепровода происходит несколько раз в месяц. Поэтому модели, в основу которых положены квартальные и месячные статистические данные, не адекватны. В целом же коэффициенты корреляции суточных данных еще более снизились по сравнению с квартальными и месячными (рис. 1.15):  $R_{adj} = 0,47$  – для «участка 1»;  $R_{adj} = 0,22$  – для «участка 2», где проводилась активная реконструкция системы трубопроводов в исследуемый период времени.

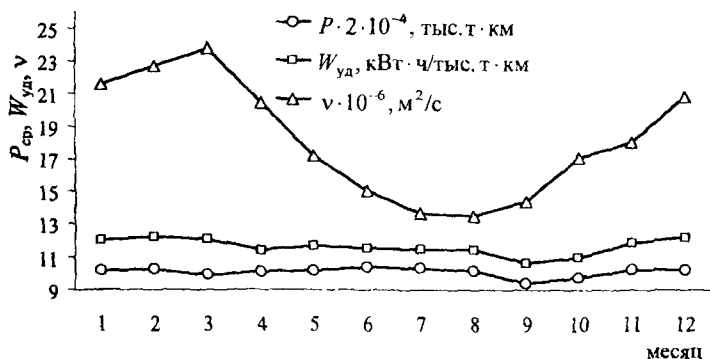


Рис. 1.14. Динамика суточных характеристик работы нефтепровода

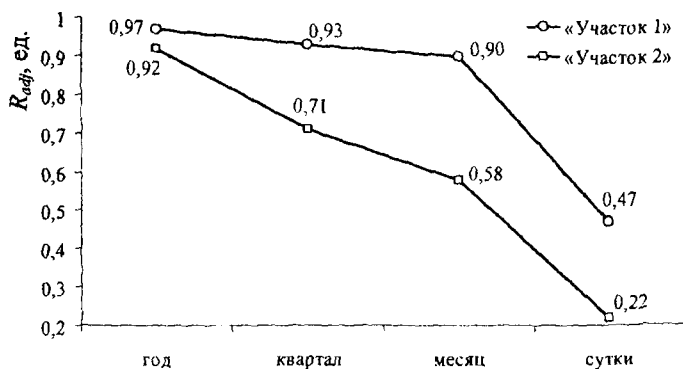


Рис. 1.15. Динамика приведенных коэффициентов корреляции по временным циклам управления

Именно реконструкцией линейной части нефтепровода «участка 2» можно объяснить более низкие по сравнению с «участком 1» коэффициенты корреляции, определенные по временным циклам управления. Это указывает на необходимость учета дополнительных технологических факторов и более глубокого изучения структуры указанных показателей для более точной оценки расхода ЭЭ участка нефтепровода.

Исследования режимов работы одного из участков нефтепровода «Дружба» за год показали (табл. 1.5), что значения суточных объемов перекачки нефти отличаются до 77 крат, а суточные значения потребления электроэнергии отличаются до 106 крат. Вместе с тем отношение максимального суточного удельного расхода электроэнергии  $W_{уд}$  к его минимальному значению на годовом промежутке времени составляет около 23. Коэффициенты вариации рядов суточных объемов перекачки и потребления ЭЭ составили 16 и 37 % соответственно. Приведенные данные свидетельствуют о нестабильности режимов транспортировки нефти, которая присуща обоим предприятиям транспорта нефти.

Таблица 1.5

#### Характеристики режимов работы участка нефтепровода за год

Наименование показателя	Объем перекачки, $P_{сут}$ , тыс. т/сут	$W_{сут}$ , тыс. кВт·ч/сут	$W_{уд}$ , кВт·ч/тыс. т·км
Максимальное значение	88,78	99,737	31
Минимальное значение	1,15	0,943	1,36
Отношение максимума к минимуму	77,2	105,8	22,8
Среднее значение	17,94	46	11,37

### 1.3. Показатели энергоэффективности

В соответствии с Законом об энергосбережении Республики Беларусь [1] эффективное использование топливно-энергетических ресурсов есть использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне



развития техники и технологий, а также соблюдении законодательства. Между эффективным и экономным использованием ТЭР нельзя ставить знак равенства: экономия ТЭР может быть достигнута простым отключением потребителей от источников энергоснабжения.

Контроль за эффективным использованием ТЭР на ПП осуществляется с использованием показателей ЭЭФ. Законом об энергосбережении показателями энергоэффективности определены научно обоснованные абсолютная или удельная величина потребления ТЭР на производство единицы продукции, установленные нормативными документами. С 1998 г. в республике введен еще один показатель, позволяющий оценивать ЭЭФ использования ТЭР, – целевой показатель по энергосбережению. Все перечисленные показатели ЭЭФ являются отчетными и контролируются органами Государственного управления.

Рассмотрим показатели эффективности использования ЭЭ [1], [43].

*Абсолютная величина электропотребления ( $W$ )* за отчетный период. Данный показатель отражает изменение общего электропотребления ПП, не раскрывая при этом факторов, влияющих на его изменение, при этом снижение электропотребления может быть обусловлено снижением объемов производства ( $\Pi$ ), так как производственная программа ПП формирует величину суммарного электропотребления.

Абсолютная величина электропотребления как показатель ЭЭФ может использоваться для потребителей, не производящих продукцию, например, объектов соцкультбыта.

*Удельная величина электропотребления* на производство единицы продукции. Данный показатель является основным для ПП республики и, в соответствии с положением о нормировании [44], определяется из выражения:

$$W_{уд.i} = \frac{W_i}{\Pi_i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/ед. прод.}, \quad (1.1)$$

где  $W_i$  – общезаводской объем потребленной ЭЭ на производство  $i$ -го вида продукции, кВт·ч;  $\Pi$  – объем производства  $i$ -го вида продукции, ед. прод.

Общезаводской удельный расход ЭЭ (УРЭ) является показателем ЭЭФ отдельного вида выпускаемой продукции. Для большинства ПП общезаводской УРЭ при увеличении объемов выпуска продукции снижается, что указывает на улучшение ЭЭФ. Это обусловлено высокой долей условно-постоянной составляющей затрат ЭЭ в общепро-

изводственном (общезаводском) электропотреблении при практически неизменном технологическом удельном расходе ЭЭ [45]. Однако у предприятий трубопроводного транспорта нефти в условиях высокой загрузки нефтепровода УРЭ возрастает с ростом объемов транспортируемой нефти, что определяется особенностями формирования технологического процесса. Для таких предприятий формальный подход к оценке их ЭЭФ указывает на ее ухудшение в условиях роста производственной программы.

Требование высокой точности оценки удельных расходов ЭЭ по видам продукции обуславливается необходимостью их учета при формировании себестоимости продукции. Затраты ЭЭ на производство конкретного вида продукции зависят от большого числа объективных и субъективных факторов. К *объективным факторам* относятся: производственная программа выпуска продукции, характеристики используемого сырья и окружающей среды, состояние технологического оборудования. К *субъективным факторам* относятся: внедрение энергосберегающих мероприятий, квалификационные навыки производственного персонала, выбор того или иного состава технологического оборудования для выполнения заданной производственной программы.

Конъюнктура рынка формирует производственную программу большинства ПП. Поэтому изменение производственной программы носит вероятностный характер. Оценка энергоэффективности ПП при изменении производственной программы должна производиться в сопоставимых условиях путем сравнения удельных расходов ЭЭ, соответствующих, прежде всего, одинаковым объемам выпуска продукции сравниваемых периодов.

Значение удельного расхода ЭЭ на производство продукции за отчетный период (квартал, год) отражает лишь единичное – среднее значение из всей совокупности возможных значений (рис. 1.9). Судить однозначно об эффективности использования ЭЭ по динамике удельного расхода ЭЭ за различные промежутки времени не представляется возможным, так как причины, обуславливающие изменение удельного расхода ЭЭ, не могут быть определены и не зависят в большинстве случаев от работы энергетических служб ПП.

Оценка ЭЭФ с использованием удельного расхода ЭЭ за отчетный период возможна только для ПП со стабильной производственной программой. Для большинства ПП, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, оценка ЭЭФ с помощью

данного показателя должна производиться с учетом приведения значений удельного расхода ЭЭ предыдущего периода к сопоставимым условиям отчетного периода.

*Целевой показатель по энергосбережению* – интегральный показатель ЭЭФ, характеризующий производственную деятельность всего ПП по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях его потребления. Советом Министров Республики Беларусь ежегодно устанавливается ЦП в качестве одного из основных показателей социально-экономического и производственного развития республики. Значение ЦП доводится в виде задания республиканским органам управления и ПП.

Для учреждений и организаций, а также ПП, основной деятельностью которых не является производство промышленной продукции (к этой группе относятся предприятия транспорта нефти), ЦП определяется по формуле [46]:

$$\text{ЦП} = \left( \frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\text{б}}} - 1 \right) 100, \%, \quad (1.2)$$

где  $\text{ОЭЗ}^{\circ}$  – обобщенные энергозатраты за отчетный период, т у. т.;  $\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\text{б}}$  – обобщенные энергозатраты базисного периода, приведенные к сопоставимым условиям отчетного периода, т у. т.

Физический смысл ЦП состоит в том, что при сопоставимых условиях отчетного и базисного периодов значение данного показателя равно достигнутой экономии или перерасходу ТЭР (в процентах относительно потребления ТЭР отчетного периода). Поэтому задание по выполнению ЦП всегда задается со знаком «–». Отчетное положительное значение ЦП свидетельствует об ухудшении ЭЭФ в анализируемом периоде. Выполнение ЦП должно быть подтверждено реальными мероприятиями по энергосбережению.

Для объективной оценки ЦП обобщенные энергозатраты базисного периода приводятся к сопоставимым условиям отчетного периода. Сопоставимые условия представляют собой совокупность факторов отчетного периода, связанных с изменением энергопотребления, но не отражающих работу по энергосбережению.

Для предприятий трубопроводного транспорта нефти сопоставимость условий функционирования обеспечивается учетом:

- температуры окружающей среды;
- объемов и характеристик транспортируемой нефти;
- характера взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом участка нефтепровода;
- параметров линейной части нефтепровода;
- состава и мощности работающего насосного оборудования;
- участия в формировании режимов транспортировки нефти предприятия российской стороны для технологически незавершенных участков нефтепровода.

Необходимость введения ЦП обуславливается следующими причинами:

– во-первых, ЦП позволяет оценивать ЭЭФ использования всех ТЭР ПП в целом, в отличие от удельного расхода ТЭР, относящегося к конкретному виду энергоресурса и конкретному виду продукции; например, для предприятия с несколькими видами выпускаемой продукции удельный расход ТЭР по отдельному виду продукции может возрасти, что укажет на снижение ЭЭФ производства данного вида продукции, а ЦП при этом может принять положительное или отрицательное значение в зависимости от доли затрат ТЭР на производство данного вида продукции в общем объеме потребленных ТЭР;

– во-вторых, ЦП используется для оценки ЭЭФ всех без исключения потребителей ТЭР, а не только производящих продукцию, как в случае удельного расхода ТЭР;

– в-третьих, в отличие от общего потребления ТЭР, не раскрывающего причин изменения расхода энергоресурсов в отчетном периоде, учет сопоставимости условий при расчете ЦП позволяет выявить факторы, оказавшие влияние на потребление ТЭР.

В методике расчета ЦП [11] учет указанных условий функционирования предприятий трубопроводного транспорта нефти производится с учетом фактической взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом нефти, определяемой на основе однофакторной степенной регрессионной математической модели. В ранее используемой предприятиями трубопроводного транспорта нефти инструкции [46] учитывалось лишь изменение объемов транспортируемой нефти, что приводило к необъективной оценке ЦП. Для предприятий транспорта нефти, работающих в условиях высокой загрузки нефтепровода, темп роста электропотребления опережает темп роста грузооборота нефти.

В данных условиях значение ЦП будет приобретать положительное значение при увеличении объема грузооборота нефти и отрицательное – при его снижении (рис. 1.16, а). Для предприятия транспорта нефти, работающего в условиях низкой загрузки нефтепровода (рис. 1.16, б), при расчете ЦП складывается обратная ситуация. Так для НРУПТН «Дружба» отчетное значение ЦП за период, в условиях роста грузооборота нефти, составило практически недостижимое значение: ЦП = -69,7 % [47]. Такое значение ЦП не может быть подтверждено мероприятиями по экономии ТЭР, что указывает на несовершенство методики его определения.

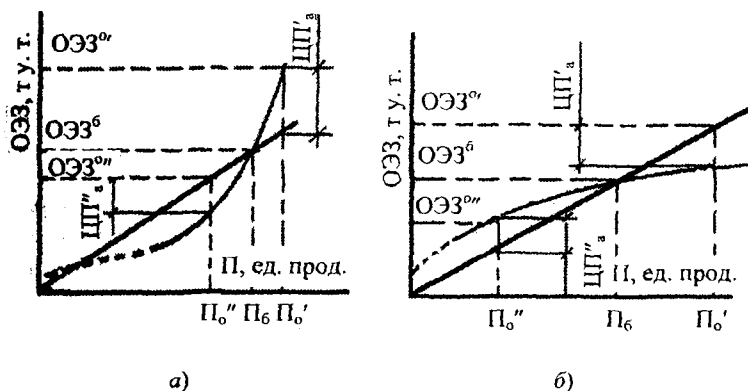


Рис. 1.16. Формирование целевого показателя для предприятий трубопроводного транспорта нефти в зависимости от загрузки нефтепровода: а – высокая загрузка нефтепровода (отсутствует дросселирование); б – низкая загрузка нефтепровода (регулирование производительности нефтепровода производится дросселированием)

При приведении к сопоставимым условиям с учетом реальных зависимостей между потреблением ТЭР и объемом выпуска продукции [8], [47] ЦП более объективно отражает работу ПП в области энергосбережения и достигнутую ЭЭФ. Так, по Концерну «Белнефтехим» (рис. 1.11) в 2003 г. сопоставимые условия коррекцию обеспечены лишь для 1 % потребленных ТЭР [38]. Существующие методики расчета ЦП в основном допускают корректировку потребленных ТЭР за счет затрат тепловой энергии и топлива на отопление, определяющуюся средней температурой наружного воздуха и продолжительно-

стью отопительного периода. Однако учет сопоставимых условий необходимо производить и для затрат ТЭР, обеспечивающих выполнение производственной программы.

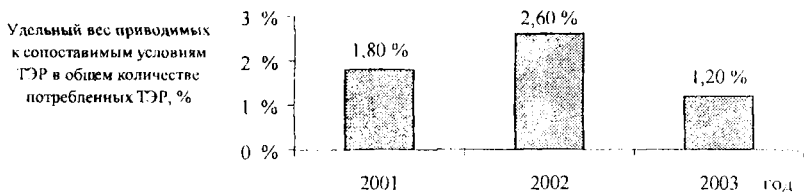


Рис. 1.17. Динамика учета сопоставимых условий при расчете целевого показателя по энергосбережению Концерна «Белнефтехим»

В связи с этим ставится задача разработки методики расчета ЦП, объективно оценивающей величину скорректированных энергозатрат в базисном периоде за счет повышения уровня сопоставимости условий технологического процесса транспортировки нефти для работы системы нефтепроводов как в условиях высокой, так и низкой загрузки за счет учета: объемов и характеристик транспортируемой нефти; параметров линейной части нефтепровода; состава и мощности работающего насосного оборудования; участия в формировании режимов транспортировки нефти предприятия российской стороны для технологически незавершенных участков нефтепровода.

Анализ годовых заданий ЦП по министерствам и ведомствам Республики Беларусь показал, что в целом по стране отмечается устойчивая тенденция к росту задания выполнения ЦП. В 2001 г. задание ЦП свыше 8 % было запланировано для 24 % ПП, а в 2004 г. такое задание получили до 90 % ПП [48]. Однако существует проблема объективности формирования таких заданий.

Эти задания должны формироваться исходя из потенциала энергосбережения (ПЭ) каждого министерства, каждой отрасли промышленности с учетом индивидуальных особенностей каждого ПП. Для этого требуется методическая база, позволяющая выявлять и объективно оценивать ПЭ. Ключевая роль в этом вопросе должна отводиться совершенствованию системы энергетического обследования ПП.

У энергетиков и технологов ПП, активно занимающихся внедрением энергосберегающих мероприятий, возникла проблема достоверной оценки величины экономии ЭЭ, поскольку, как оказалось на

практике, величины фактической и ожидаемой (плановой) экономии значительно могут отличаться. Рассмотрим закономерности формирования экономии ПП и возможные способы ее оценки [49].

Для оценки экономии ЭЭ следует выделять следующие уровни ее формирования (рис. 1.18): первый уровень – единица технологического оборудования, отдельный ЭП; второй уровень – технологическая линия; третий уровень – цех, производственный участок; и последним, четвертым уровнем является уровень ПП. На каждом уровне при решении определенного круга задач производится оценка экономии ЭЭ. При этом на каждом уровне существуют свои законы формирования и способы оценки экономии ЭЭ.



Рис. 1.18. Уровни формирования и оценки экономии электрической энергии промышленного потребителя

На первом уровне (ЭП, единица технологического оборудования) оценка экономии ЭЭ производится, как правило, либо для выбора наиболее экономичного режима работы существующей единицы технологического оборудования, либо для оценки срока окупаемости (целесообразности) модернизации или замены существующего агрегата. Чаще всего при проведении энергетического обследования объектом пристального внимания становятся мощные общепроизводственные и технологические агрегаты, такие как компрессоры, вентиляторы, насосы и другие ЭП. При этом уже на первом уровне инженер сталкивается с проблемой достоверной оценки экономии ЭЭ, вызванной трудностью получения первичных исходных данных, использо-

ванием усредненных коэффициентов в аналитических зависимостях, усреднением показателей режимов работы технологического оборудования при нелинейной взаимосвязи данных показателей с потреблением ЭЭ. На данном уровне экономию ЭЭ после модернизации оборудования можно измерить, фиксируя значение либо тока, либо нагрузки, либо расход ЭЭ до и после проведения энергосберегающего мероприятия. Однако достоверность оценки экономии ЭЭ будет зависеть от технологического режима работы данного агрегата, который не должен измениться после проведения энергосберегающего мероприятия.

При совершенствовании режимов работы установленного агрегата достоверность оценки достигнутой экономии ЭЭ с использованием показаний измерительных приборов не вызывает сомнения. Однако определение экономии ЭЭ для оценки целесообразности модернизации или замены технологического оборудования возможно выполнить только расчетным путем.

На *втором уровне* (технологическая линия) оценка экономии ЭЭ производится для решения вопроса о целесообразности модернизации технологического процесса. Поэтому оценка возможной экономии ЭЭ производится расчетным путем. Однако действительная экономия ЭЭ всегда будет отличаться от расчетной, поскольку она формируется под влиянием трудно учитываемых факторов, основными из которых являются загрузка технологической линии, характеристики сырья и параметры окружающей среды.

На *третьем уровне* (цех, производство) оценка экономии ЭЭ производится для экономического стимулирования энергосбережения на предприятии, а также для формирования программ энергосбережения по цехам и производствам предприятия.

Как и в случае технологической линии, экономия ЭЭ при данном подходе к ее оценке может оказаться выше ожидаемой, а может «раствориться» в общем электропотреблении, что определяется режимом работы структурного подразделения в отчетном периоде.

Одним из возможных подходов к оценке экономии ЭЭ за отчетный период является разработка расчетно-статистической аддитивной многофакторной модели режимов электропотребления на основе точной ретроспективной информации. В качестве независимых переменных в эту модель включаются все технологические факторы, влияющие на потребление энергии.



чимо влияющие на режим электропотребления (объем выпуска продукции, параметры окружающей среды, характеристики сырья и другие). При обосновании факторов, включаемых в модель режимов электропотребления, необходимо учитывать мнение специалистов-технологов предприятия. На основе этой модели расход ЭЭ базисного периода приводится в сопоставимые условия с отчетным периодом путем подстановки в модель значений независимых переменных, усредненных за отчетный период. При подсчете средних значений независимых переменных, целенаправленное воздействие на которые обеспечило экономию ЭЭ в отчетном периоде, данные переменные необходимо увеличивать (уменьшать) на величину целенаправленного воздействия. Экономия ЭЭ рассчитывается как разница между электропотреблением отчетного и базисного (в сопоставимых условиях) периодов. Найденная величина экономии ЭЭ будет характеризовать деятельность ПП в области энергосбережения за весь отчетный период.

Экономия ЭЭ от проведения конкретного энергосберегающего мероприятия рассчитывается как разница между расчетными значениями электропотребления до и после проведения энергосберегающего мероприятия, направленного на изменение фактора  $f_i$  в сопоставимых условиях, когда  $f'_i = f''_i$ ,  $i \neq j$  [49]:

$$\Delta W = \beta_i (f'_i - f''_i) T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1.3)$$

где  $\beta_i$  – коэффициент регрессии при  $i$ -м факторе, кВт·ч/(сут·ед. изм.);  $f'_i, f''_i$  – соответственно значения изменяющегося фактора до и после проведения энергосберегающего мероприятия, ед. изм.;  $T$  – продолжительность рассматриваемого периода, сут.

На четвертом уровне (уровень ПП) оценка экономии ЭЭ напрямую связана с управлением и планированием развития ПП. Закономерности формирования экономии ЭЭ на четвертом уровне аналогичны третьему уровню с той лишь разницей, что в расход ЭЭ, отнесенный к каждому виду продукции, добавляется часть общезаводских нужд. Соответственно и подходы к оценке экономии ЭЭ для третьего уровня могут быть использованы для четвертого уровня.

Четвертый уровень является основным, поскольку на этом уровне осуществляется взаимодействие ПП с органами Государственного управления, энергоснабжающими организациями. Данный уровень является отчетным, лимитируемым, контролируемым. Все ПП по четвертому уровню обладают достоверной информацией о показателях хозяйственной деятельности, включая сведения о выпуске продукции, расходе ЭЭ и т. д. Именно на этом уровне принимаются важнейшие решения по управлению ЭЭФ.

Экономия ЭЭ определяется как разница между *плановым* (нормой) и *фактическим* расходом ЭЭ отчетного периода по видам продукции. Кроме этого для четвертого уровня ежемесячно рассчитывается ЦП. При этом ПП должен обосновать достигнутое значение ЦП реальными мероприятиями по энергосбережению в отчетном периоде.

Необходимо различать экономию, определенную по разнице планового и фактического расходов ТЭР (относительно потребления ТЭР отчетного периода) и достигнутый ЦП отчетного периода, поскольку они имеют разный физический смысл: ЦП показывает достигнутую экономию ТЭР при учете сопоставимых условий функционирования.

Вследствие случайного характера формирования экономии ЭЭ по ПП формирование экономии ЭЭ по регионам, отраслям промышленности также носило случайный характер [50], [51]. Причиной вариации отчетной экономии ЭЭ являлись, с одной стороны, устанавливаемые ПП стоимостные единицы нормирования, с другой стороны, доведение ПП завышенных значений норм расхода ЭЭ на единицу продукции.

Отличительной чертой системы нормирования расхода ЭЭ рассматриваемого периода явилось задание ПП единичных значений норм, дифференцированных по кварталам года, что позволяло учитывать лишь сезонную специфику электропотребления, но не учитывало наращивания объемов выпуска продукции. В условиях, когда фактические объемы выпуска продукции практически превышали плановые значения, предприятие было застраховано от перерасхода ЭЭ, а незначительную вариацию производственной программы «подстраховывали» заведомо завышенные нормы расхода ЭЭ на единицу продукции, что всегда обеспечивало ПП отчетную экономию ЭЭ.

Попытки повысить управляемость процесса формирования экономики ЭЭ за счет совершенствования системы нормирования с применением научно обоснованных норм результата не дали. Для отраслей и подотраслей народного хозяйства этот показатель, по сути, представлял собой средневзвешенную норму, которая определялась как частное от деления общего расхода ЭЭ на суммарное количество выпускаемой продукции. При таком подходе выделяются группа ПП, у которых отчетная экономия ЭЭ будет постоянной, и другая группа ПП с постоянным перерасходом ЭЭ. Формально средневзвешенная норма свидетельствует о резервах экономии ЭЭ. Однако данный «резерв», обусловленный разбросом фактических среднегодовых удельных расходов ЭЭ ПП, лишний раз подчеркивает индивидуальность каждого ПП.

Во втором периоде (начало 90-х годов) при распаде СССР произошел обвал экономики. Стоимостные единицы нормирования в силу своей неустойчивости практически перестали коррелировать с затратами ЭЭ. Потребовался пересмотр единиц нормирования: для предприятий с широкой номенклатурой выпуска продукции в качестве единицы нормирования были приняты трудозатраты, либо условные единицы выпускаемой продукции. Однако пересмотр единиц нормирования не решил для ПП проблему относительной устойчивости показателей режима электропотребления и, в первую очередь, удельных расходов ЭЭ на единицу выпускаемой продукции, а также отчетных показателей экономии ЭЭ.

Такая ситуация потребовала совершенствования системы нормирования в части учета изменяющейся производственной программы, когда нормы расхода ЭЭ необходимо устанавливать не единичным значением, пусть даже и дифференцированным по кварталам года, а некоторым диапазоном значений, зависящим от объема выпуска продукции.

Высокое значение отчетной экономии ЭЭ, как и фактический перерасход в этот период стали индикаторами ошибок устанавливаемых предприятиям норм, а не показателями его ЭЭФ. Для ПП с большим значением отчетной экономией ЭЭ нормы корректировались в сторону снижения, что в случае уменьшения объемов выпуска продукции в последующем приводило к росту фактического удельного расхода ЭЭ, а значит, к перерасходу ЭЭ.

Современный период функционирования ПП (начиная с 1995 г.) отличается постоянными изменениями производственной загрузки, определяемой конъюнктурой рынка, проводимой модернизацией и реконструкцией технологического оборудования, дальнейшей необходимостью активизации энергосбережения. В этих условиях необходимо дальнейшее совершенствование системы нормирования показателей ЭЭФ, системы энергетического обследования ПП за счет использования расчетно-статистических моделей зависимостей режимов электропотребления от влияющих факторов.

Таким образом, существующие показатели оценки энергетической эффективности не всегда позволяют достоверно оценивать и прогнозировать ЭЭФ современных ПП, работающих в условиях часто изменяющейся производственной программы [8].

Для ПП Республики Беларусь проблема анализа, обоснования и принятия решений по повышению ЭЭФ приобрела высокую актуальность. Появился и дополнительный спектр задач, связанных с выявлением и обоснованием ПЭ ПП и прогнозированием самих показателей ЭЭФ [8], [49].

В качестве первоочередных мер по реализации Республиканской программы «Энергосбережение» на 2001–2005 гг. ставились задачи [5]:

- разработать и ввести в действие систему прогрессивных норм расхода ТЭР, скоординированную с проведением энергетических обследований предприятий, учреждений, организаций;
- продолжить работу по корректировке действующих и разработке новых нормативно-технических документов в части повышения эффективности использования ТЭР.

Приоритетность корректировки действующих и разработки новых нормативно-технических документов связана с тем, что при всем многообразии нормативных материалов, которые непосредственно или косвенным образом формируют политику в области энергосбережения, следует признать тот факт, что слабой остается методическая база, которая позволяла бы:

- выявлять и оценивать ПЭ в технологических процессах ПП;
- прогнозировать и нормировать как общие, так и удельные расходы ЭЭ с учетом изменения объемов выпускаемой продукции;
- нормировать и прогнозировать ЦП в сопоставимых условиях.

#### 1.4. Методы оценки общих и удельных расходов электрической энергии

Нормирование потребления ТЭР необходимо для определения энергетической составляющей затрат в структуре себестоимости продукции (при калькуляции себестоимости), с одной стороны, и для оценки эффективности использования ТЭР, с другой. Нормирование расхода ТЭР является одним из элементов экономической части политики энергосбережения [44], способствует устранению бесхозяйственного использования ТЭР и внедрению энергосберегающих мероприятий, призвано регулировать деятельность ПП в области энергосбережения [52].

Под нормой расхода ЭЭ понимают меру потребления ЭЭ на производство единицы продукции определенного качества в планируемом периоде (квартал, год) [44]. Наиболее важными требованиями, предъявляемыми к разрабатываемым нормам, являются:

- учет условий производства и внедрения мероприятий по энергосбережению;
- способствование максимальной мобилизации резервов экономики ЭЭ;
- взаимосвязанность с другими показателями хозяйственной деятельности ПП.

Согласно [44] нормы систематически пересматриваются с учетом планируемого развития производства продукции, изменения структуры производства, достижения наиболее экономичных показателей использования ЭЭ (отечественных и зарубежных).

Для стимулирования ПП к внедрению энергосберегающих мероприятий в [44] предусмотрено использование *прогрессивных норм*.

Система прогрессивных норм расхода ЭЭ включает соответствующие текущие и перспективные нормы для технологических процессов, установок, оборудования, продукции. *Текущая норма* расхода ЭЭ, то есть норма, утвержденная на текущий квартал или год, устанавливается для квартального и годового планирования и контроля за фактическими расходами ЭЭ. *Перспективная годовая норма* расхода ЭЭ используется для перспективного планирования и прогнозирования потребности в ТЭР в процессе достижения прогрессивных норм.

При установлении величины прогрессивной нормы существует двойной стандарт. С одной стороны, определено [44], что прогрес-

сивные нормы расхода ЭЭ на производство продукции определяются расчетным путем. С другой стороны, прогрессивные нормы определяются административно-территориальными единицами Республики Беларусь с учетом лучших отечественных и зарубежных показателей. Второй подход, на первый взгляд, наилучшим образом стимулирует ПП внедрять энергосберегающие мероприятия, однако на практике для ПП могут быть поставлены невыполнимые задачи. Невозможность установления прогрессивных норм расхода ЭЭ на выпуск продукции по наименьшему уровню удельного расхода ЭЭ в отрасли определяется следующими причинами:

1. Уникальность каждого предприятия по своей структуре. Это различие закладывается на стадии проектирования, а в условиях постоянной реконструкции и модернизации оборудования усиливается. Даже если в отрасли будут выделены предприятия со схожей номенклатурой выпускаемой продукции и объемами производства, но различными удельными расходами ЭЭ на выпуск продукции, то полный перенос технологических решений с менее энергоемкого производства на более энергоемкое производство в большинстве случаев невозможен. Равно как и внедрение одного и того же технологического энергосберегающего мероприятия на различных предприятиях может потребовать различных проектных решений.

2. Различные условия функционирования ПП, обусловленные неритмичностью выпуска продукции, различной загрузкой производственных мощностей, отличием качества и источников сырья, параметрами окружающей среды. На увеличение удельного расхода ЭЭ при неритмичном производстве влияют частые запуски технологического оборудования, а также поддержание работоспособности последнего во время вынужденного простоя.

Перечисленные выше объективные факторы приводят к тому, что удельные расходы на выпуск продукции на различных предприятиях могут значительно отличаться, и установление прогрессивных норм расхода ЭЭ на выпуск продукции по наименьшему уровню удельного расхода ЭЭ в отрасли не представляется возможным, поскольку при этом не будут учтены условия конкретного производства.

Задача расчета (планирования) норм расхода ТЭР должна решаться на основе прогнозных значений квартального расхода ТЭР с учетом энергетической эффективности запланированных мероприя-

тий по энергосбережению (ПЭ за счет управления электрооборудованием, за счет реконструкции и модернизации технологического оборудования и внедрения энергосберегающих мероприятий). При нормировании расхода ЭЭ ПП, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, необходимо учитывать изменения технологических факторов.

Формирование системы нормирования (лимитирования) расхода ЭЭ произошло фактически с началом индустриализации страны и началом реализации общегосударственной технической задачи – энергосбережения [14]. Нормы расхода ЭЭ всегда являлись рычагом воздействия на ПП и стимулом к экономии ЭЭ. Система нормирования, ее подходы, как и принятые единицы нормирования, развивались параллельно с развитием ПП и во многом определялись условиями функционирования ПП.

В практике нормирования электропотребления в Республике Беларусь в настоящее время признанными являются следующие методы: ~~опытный~~, отчетно-статистический, расчетно-аналитический, расчетно-статистический или их сочетание [44]. Из перечисленных методов нормирования наиболее старейшими являются опытный и расчетно-аналитический. Эти методы предполагали необходимость и возможность рассчитать все точно [14], основываясь на исследовании каждой отдельной технологической операции, конкретного ЭП. Таким образом, на основе однозначных расчетов, выполняемых по жестким детерминированным формулам, создавалась концепция нормирования и лимитирования (концепция энергосбережения). Качественные и количественные изменения структуры ЭП ПП в 50–60-х годах привели к необходимости отказа от расчетов, основанных на исследовании единичного, и перехода к вероятностным (статистическим) представлениям. В системе нормирования расхода ЭЭ появились отчетно-статистический, расчетно-статистический методы.

Рассмотрим методы нормирования подробнее.

*Опытный метод* разработки норм расхода ЭЭ заключается в определении удельных затрат ЭЭ по данным, полученным в результате эксперимента. Для проведения эксперимента оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режиме, предусмотренном технологическими регламентами и инструкциями. При этом нагрузка

энергетического и технологического оборудования по мощности и производительности должна соответствовать проектной. Кроме того, в нормы расхода ЭЭ не должны включаться затраты ресурса, вызванные «нестандартными» ситуациями. Из условий проведения эксперимента по определению норм видно, что норма расхода ЭЭ будет представлять лишь одну реализацию из всей совокупности ее значений. Норма расхода ЭЭ должна быть реальной, поэтому во избежание отрыва планируемых показателей от реальных обязательно необходимо учитывать в нормах фактический УРЭ. Для повышения эффективности опытного метода необходим запланированный многофакторный эксперимент. Проведение такого эксперимента в условиях изменяющейся производственной программы, фактического состояния технологического оборудования ИП практически невозможно. Опытный метод может использоваться для нормирования расхода ЭЭ мощными единичными технологическими установками, например, компрессорами, насосами и др.

*Отчетно-статистический метод* предусматривает определение норм расхода ЭЭ на основе анализа данных форм статистической отчетности о фактических удельных расходах ЭЭ и факторов, влияющих на их изменение, за ряд предшествующих лет. При этом необходимо учитывать изменения в технологии и выполнение заданий по экономии энергоресурсов. Плановая величина нормы расхода устанавливается ниже по сравнению с отчетной за счет предполагаемых организационно-технических мероприятий.

Данный метод разработки норм расхода ЭЭ широко использовался в период плановой экономики 70-х конца 80-х годов. Плановые показатели выпуска продукции росли из года в год, причем при значительном опережении роста потребления ЭЭ, что обеспечивало высокие отчетные показатели экономии ЭЭ. Такая ситуация во многом определялась принятыми единицами нормирования [50], [53]. «Отчетная» экономия ЭЭ для различных уровней управления ЭЭФ от предприятия до министерства носила случайный характер [54].

Отчетно-статистический метод нормирования может применяться для нормирования общих расходов ЭЭ предприятий социальной и культурно-бытовой сферы, годовой, квартальный объем электропотребления которых достаточно устойчив.



*Расчетно-аналитический метод* предусматривает определение норм расхода ЭЭ расчетным путем по статьям расхода этих ресурсов в производстве (на основе составления полного электрического баланса) [55], [56] или путем математического описания закономерности протекания процесса на основе учета нормообразующих факторов (аналитических зависимостей, связывающих расход ЭЭ с технологическими факторами) [57]–[60]. При разработке норм должны учитываться прогрессивные показатели использования ЭЭ.

Данный метод нормирования расходов ЭЭ предполагает расчет точного значения количества ЭЭ для каждой технологической операции, агрегата или вида продукции и возможность распространения результата на предприятие в целом [61]–[63]. Предполагается также возможным переход от данных по отдельным электроприемникам (с учетом их режимов работы, видов выпускаемой продукции и ее количества) или по технологической линии к расходам электроэнергии по цеху и предприятию в целом за смену, сутки, месяц, квартал и год [64]. Рассчитать расход ЭЭ современных промышленных предприятий, работающих в условиях изменяющейся производственной программы, практически невозможно.

Удельные расходы ЭЭ на единицу продукции одного предприятия не могут быть перенесены на другое из-за индивидуальных особенностей каждого ПП, заключающихся прежде всего в качественных и количественных характеристиках используемого оборудования, сырья и др. Фактические удельные расходы на один и тот же вид продукции в рамках одной отрасли могут отличаться в 10 и более раз. Для одного из предприятий транспорта нефти УРЭ на транспортировку нефти в разрезе трех участков составляет минимум 0,39 кВт·ч/тыс. т·км, максимум – 57,2 кВт·ч/тыс. т·км. На такое различие удельных расходов ЭЭ влияют прежде всего протяженность участка нефтепровода, его технологическая незавершенность, состав НА [12], [65]. В то же самое время, даже для одного участка нефтепровода, УРЭ может отличаться на 30 % и более, что определяется объемом транспортируемой нефти, ее физико-химическими параметрами (вязкостью, плотностью, температурой и др.), а также условиями транспортировки нефти (состав НА, эквивалентный диаметр нефтепровода, технологический режим передающей стороны и др.).

Для большинства ПП основой расчетно-аналитического метода определения удельных расходов ЭЭ является составление полного годового (квартального) электрического баланса ПП, который предполагает учет влияния каждой единицы электрооборудования на суммарное электропотребление [63], [66]–[69]. Расход ЭЭ каждым ЭП определяется по известному выражению [66]:

$$W = k_{и} \cdot P_{уст} \cdot T \cdot n, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}, \quad (1.4)$$

где  $k_{и}$  – коэффициент использования установленной мощности оборудования, о. е.;  $P_{уст}$  – установленная мощность ЭП, кВт;  $T$  – число часов работы оборудования, ч/год;  $n$  – количество однотипного оборудования, шт.

Разработка электрического баланса предполагает однозначность определения количества работающего электрооборудования, режимов и продолжительности его работы. Коэффициент использования  $k_{и}$ , характеризующий загрузку оборудования по мощности и по времени, определяется либо по справочным материалам, либо по данным замеров. Значения  $k_{и}$  в справочных материалах являются усредненными данными по группам однотипного технологического оборудования. Поэтому определение  $k_{и}$  по справочным материалам вносит значительную ошибку при составлении электрического баланса конкретного ПП.

Другим фактором, вносящим погрешность при расчете электропотребления, является невозможность учета реально отработанного времени каждым ЭП. Вносимая погрешность увеличивается с ростом количества ЭП.

На современных промышленных предприятиях с большим количеством ЭП баланс ЭЭ разрабатывается под фактическое электропотребление методом «от обратного», а среднегодовой УРЭ определяется по выражению:

$$W_{уд} = \frac{W_{ф}}{\Pi}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ед. прод.}, \quad (1.5)$$

где  $W_{ф}$  – фактическое годовое электропотребление ПП, кВт·ч/год;  $\Pi$  – фактический годовой объем выпуска продукции, ед. прод./год.

Рассчитанный УРЭ отражает среднее значение ( $W_{уд.ср}$ ) при среднем объеме выпуска продукции ( $P_{ср}$ ) за рассматриваемый период и является единичным значением из множества его суточных реализаций на годовом интервале времени (рис. 1.9).

Индивидуальные нормы определяются на базе теоретических расчетов, экспериментально установленных нормативных характеристик технологических агрегатов и установок, с учетом достигнутых прогрессивных показателей удельного расхода ЭЭ и внедряемых мероприятий по их экономии.

При расчете прироста или уменьшения удельных расходов ЭЭ на элементы производственного процесса необходимо учитывать затраты, связанные с изменением условий производства, а также с проведением организационно-технических мероприятий по экономии ЭЭ.

Особенности изменения удельных расходов многих ПП обусловлены целым рядом факторов, формирующих во многом случайный характер их изменения в условиях нестабильного производства [40]. В связи с этим УРЭ, а значит, и норма будут представлять собой функцию значительного количества составляющих ее переменных, зависящих от режима энергопотребления, объемов выпуска продукции, характеристик исходного сырья, состава и характеристик рабочего оборудования. Норма расхода, сформированная расчетно-аналитическим методом для определенных «прогрессивных» условий работы, будет единичной. Например, выражение для определения нормы расхода ЭЭ за какой-либо период может быть записано в следующем виде:

$$W_{пп} = W_{уд.факт} - \Delta W_{уд.отм} \pm \Delta W_{уд.он} \pm W_{уд.тех} \pm W_{уд.ус}, \quad (1.6)$$

где  $W_{пп}$  – норма расхода энергоресурса на планируемый период;  $W_{уд.факт}$  – УРЭ в отчетном периоде;  $\Delta W_{уд.отм}$  – снижение УРЭ за счет внедрения организационно-технических мероприятий;  $\Delta W_{уд.он}$  – изменение УРЭ, учитывающее изменение объемов выпуска продукции;  $W_{уд.тех}$  – изменение удельного расхода ЭЭ, учитывающее изменение состава технологического оборудования;  $W_{уд.ус}$  – изменение удельного расхода ЭЭ, учитывающее изменение характеристик сырья.

Групповые нормы рассчитываются на основе индивидуальных норм расхода ЭЭ и соответствующих объемов производства или исходя из удельных расходов базисного периода с учетом достигнутых прогрессивных показателей энергопотребления и планируемых мероприятий по экономии ЭЭ, что вносит существенную погрешность в определение норм. Предлагается в ходе расчетов учитывать реальные условия производства, осуществлять корректировку норм с учетом фактического состояния оборудования и режима его работы, действительных параметров производственных процессов.

Вторым способом реализации расчетно-аналитического метода разработки норм является математическое описание физики протекания технологического процесса [57], [59]. Для предприятий транспорта нефти аналитически суточное потребление ЭЭ при турбулентном течении нефти в зоне Блазиуса может быть представлено как:

$$W = 0,496 \left( \frac{P}{l} \right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25}}{\rho^{1,25}} \frac{L}{d_3^{4,75} \eta} + 2,726 \cdot \Delta z \frac{P}{l \eta}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (1.7)$$

где  $P$  – суточный грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км;  $l$  – протяженность участка нефтепровода на территории Республики Беларусь, км;  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $L$  – протяженность нефтепровода, км;  $d_3$  – эквивалентный диаметр нефтепровода, м;  $\eta$  – КПД участка нефтепровода, о. е.;  $\Delta z$  – статический напор участка нефтепровода, м.

*Эквивалентный диаметр нефтепровода* – условный диаметр сложного (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра) нефтепровода, представленного в виде однониточного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающего равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однониточного и сложного нефтепроводов.

Расчет по данному выражению является трудоемким из-за большого количества исходных данных и степенных зависимостей. Кроме того, данное выражение весьма требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода, поскольку расход ЭЭ связан с эквивалентным диаметром  $d_3$  через показатель степени 4,75 и ошибка в 1 % при определении только лишь эквивалентного

диаметра  $d$ , многониточного нефтепровода может увеличить погрешность расчета ЭЭ примерно на 5 %.

Весьма трудоемкой и зачастую невыполнимой является задача достаточно точного определения КПД нефтепровода, поскольку при расчете используются КПД насосов, которые подвержены постоянным значительным изменениям (обточка рабочих колес, физический износ насосов) и значительно отличаются от паспортных величин.

Источником внесения погрешности в расчет с использованием аналитических зависимостей является усреднение показателей режимов транспортировки нефти, включая планируемый грузооборот нефти и технологическую незавершенность участков нефтепровода. Наличие нелинейных взаимосвязей между электропотреблением и технологическими факторами приводит к тому, что рассчитанное по выражению (1.7) значение суточного расхода ЭЭ при усредненных значениях параметров работы нефтепровода отклоняется от среднеарифметического суточного расхода ЭЭ в диапазоне изменений среднесуточных расходов ЭЭ рассматриваемого периода. Для технологически незавершенных участков нефтепровода компенсация гидравлических потерь белорусской стороны осуществляется как за счет работы собственных НА, так и за счет НА российской стороны. Развитие этого процесса во времени носит стохастический характер и принципиально не может быть описано детерминированными формулами.

Для предприятий транспорта нефти реализация расчетно-аналитического метода разработки норм основана на математическом описании физики протекания технологического процесса [59]. Такой подход позволяет определить УРЭ на технологические нужды, учет же расхода ЭЭ на вспомогательные нужды производства возможен лишь по выражению (1.10) со всеми присущими ему недостатками [70]. Невозможность применения расчетно-аналитического метода разработки норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти также указана в [71].

Произведем расчет нормы расхода ЭЭ на транспортировку нефти по одному из белорусских участков нефтепровода согласно «Методики расчета удельных норм расхода топлива, тепловой и электроэнергии на перекачку нефтепродуктов по МНПП в системе ОАО «АК «Транснефтепродукт» [59].

Рассматриваемый участок нефтепровода является технологически незавершенным: нефть начинает перекачиваться из резервуарного

парка российским предприятием, далее транспортировка нефти до резервуарного парка, расположенного на территории Республики Беларусь, осуществляется белорусским предприятием. При существующей загрузке данного участка нефтепровода белорусская сторона включает лишь один магистральный насосный агрегат. Исходные данные для расчета норм представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

## Исходные данные для расчета норм расхода электрической энергии

Параметр	Обозначение	Значение
Плановая производительность нефтепровода	$P$	1616,6 млн т·км/квартал
Протяженность нефтепровода по территории Республики Беларусь	$l$	383 км
Средняя плотность нефти	$\rho$	861 кг/м <sup>3</sup>
Средняя вязкость нефти	$\nu$	0,252 см <sup>2</sup> /с
Параметры насосного агрегата: – марка насоса/двигателя	НМ 3600-230 /СТД 2500	–
– диаметр рабочего колеса насоса	$D_2$	43 см
– ширина лопатки рабочего колеса	$b_2$	9,3 см

Рассчитаем массу перекачиваемой нефти за период:

$$G = \frac{P}{l} \cdot 10^6 = \frac{1616,6}{383} \cdot 10^6 = 422088 \text{ т/квартал.}$$

Тогда среднесуточный расход нефти для выполнения производственной программы составит:

$$Q = \frac{G \cdot 10^3}{2160 \cdot \rho} = \frac{422088 \cdot 10^3}{2160 \cdot 861} = 2270 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

При данной производительности напор, развиваемый агрегатом НМ 3600-230, составит  $H = 216$  м. Коэффициент полезного действия НА будет близко к номинальному  $\eta_n = 0,84$ .

Определение мощности, потребляемой насосным агрегатом при перекачке нефти, имеющей повышенную вязкость, согласно [59], должно производиться с учетом возможного изменения характери-

стики насоса посредством введения понижающих коэффициентов. Данные коэффициенты зависят от числа Рейнольдса для насосов, определяемого по выражению (2.13):

$$Re = \frac{146 \cdot Q}{v \cdot \sqrt{D_2 \cdot b_2}} = \frac{146 \cdot 2270}{0,252 \cdot \sqrt{43 \cdot 9,3}} = 65766.$$

Согласно [59] поправочные коэффициенты на расход нефти и напор, развиваемый насосом при  $Re = 65766$ , равны единице:  $k_Q = 1$ ;  $k_H = 1$ . Поправочный коэффициент к КПД насоса составляет  $k_\eta = 0,996$ .

Методика предполагает учет фактического технического состояния насоса, которое зависит от времени наработки НА после капитального ремонта.

Согласно [59] при наработке насосным агрегатом НМ 3600-230 7000 часов его КПД за счет увеличения зазора в щелевом уплотнении снижается на 8,0 % [72] и составит:

$$\eta_{нн} = 0,84 - 0,08 = 0,74.$$

Таким образом, фактический КПД НА (с учетом КПД электродвигателя  $\eta_{дв} = 0,972$ ) составит:

$$\eta = \eta_{нн} \cdot k_\eta \cdot \eta_{дв} = 0,74 \cdot 0,996 \cdot 0,972 = 0,716.$$

Расход ЭЭ на транспортировку нефти находится по выражению [59]:

$$W = \frac{H \cdot G}{367 \cdot \eta} = \frac{216 \cdot 4220888}{367 \cdot 0,716} = 3469593 \text{ кВт}\cdot\text{ч/квартал}.$$

Норма расхода ЭЭ на транспортировку нефти составит:

$$N = \frac{W}{P} = \frac{3469593}{1616600} = 2,15 \text{ кВт}\cdot\text{ч/тыс. т}\cdot\text{км}.$$

Фактический УРЭ на выполнение производственной программы с учетом общепроизводственных нужд составил 1,47 кВт·ч/тыс. т·км. Таким образом, ошибка в определении нормы расхода составила более 46 %.

Одним из источников внесения погрешности является усреднение показателей режимов транспортировки нефти, включая планируе-

мый грузооборот нефти. Известно, что электропотребление участка нефтепровода нелинейно связано с технологическими факторами [40]. На рис. 1.19 представлена аналитическая зависимость электропотребления участка нефтепровода от суточного грузооборота нефти (1.7), которая носит резко выраженный нелинейный характер. Последнее обстоятельство приводит к тому, что среднее значение суточного расхода ЭЭ ( $W_{\text{ср}}^p$ ), соответствующее среднесуточной производительности нефтепровода ( $P_{\text{ср}}$ ), оказывается меньше среднеарифметического суточного расхода ЭЭ ( $W_{\text{ср}}^A$ ) в диапазоне изменений среднесуточных расходов ЭЭ за рассматриваемый квартал. При изменении суточного грузооборота участка нефтепровода от 15000 до 23000 тыс. т·км/сут среднесуточный грузооборот составит 19000 тыс. т·км/сут при равномерном его распределении. Данному значению грузооборота соответствует расчетное электропотребление  $W_{\text{ср}}^p = 46592$  кВт·ч/сут, в то время как среднеарифметическое суточное электропотребление составляет  $W_{\text{ср}}^A = 50500$  кВт·ч/сут. Таким образом, использование усредненных единичных значений грузооборота из множества фактически существующих значений приводит к погрешности определения удельного расхода ЭЭ 7,3 %, что снижает ценность расчетно-аналитического метода.

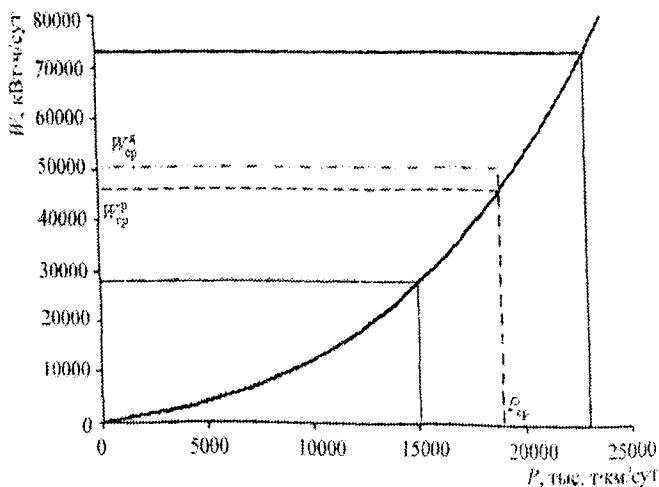


Рис. 1.19. Аналитическая зависимость суточного электропотребления от грузооборота участка нефтепровода



Другим источником дополнительной погрешности в определении расхода ЭЭ является усреднение эквивалентного диаметра нефтепровода для нефтепроводов, эксплуатирующихся в условиях реконструкции линейной части.

Третьей причиной погрешности в определении удельного расхода ЭЭ является технологическая незавершенность участка нефтепровода. Доля потребленной ЭЭ белорусским предприятием от суммарного расхода ЭЭ на транспортировку нефти по всему участку нефтепровода непосредственно зависит от режимов работы и затрат ЭЭ российского предприятия. Принятая в расчете среднесуточная производительность нефтепровода не отражает фактические многовариантные режимы работы участка нефтепровода в целом. Так, возможна ситуация, когда производительность нефтепровода может снизиться настолько, что в работе НА белорусского предприятия не будет необходимости. И наоборот, потребность в увеличении производительности нефтепровода может вызвать необходимость ввода в работу промежуточной НПС. Суточная производительность нефтепровода зависит от многих параметров, включая загрузку резервуарного парка, конъюнктуру рынка, и практически непрогнозируема.

В общепринятой методике [59] предложено производить оценку точности расчета норм путем проведения дополнительного расчета норм для года, по которому имеются отчетные данные, и указывается на необходимость учета результатов данной проверки при окончательном утверждении норм. Более того, в методике указывается необходимость применения расчетно-статистического метода для разработки норм при невозможности использования расчетно-аналитического. Хотя более правильной является рекомендация о необходимости использования расчетно-аналитического метода лишь в тех случаях, когда применение расчетно-статистического метода затруднено. При отсутствии отчетных данных невозможна не только проверка точности расчета норм, разработанных расчетно-аналитическим методом, но также невозможно и применение самого расчетно-статистического метода.

Анализ возможных режимов (состояний) системы нефтепровода указывает на то, что ее можно отнести к открытой системе со сложными взаимосвязями внутри подсистем, для описания функционирования которой неприемлемо использование жестко детерминированных формул [14]. Функционирование таких подсистем должно рассматриваться с учетом принципа эмерджентности – то есть отличия

свойств подсистемы от свойств образующих ее элементов. Для анализа режимов электропотребления нефтепровода необходим системный подход [73], а для нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти – расчетно-статистический метод.

*Расчетно-статистический метод* основан на разработке экономико-статистической модели в виде зависимости фактического удельного расхода ЭЭ от воздействующих факторов. Порядок расчета норм следующий:

- определяются наиболее существенные факторы, от которых зависит УРЭ (производительность, загрузка оборудования, режим работы, параметры процесса и т. п.);
- формируется ИБД по данным статистической отчетности и оперативного учета о расходе ЭЭ и величинах исследуемых факторов (планирование эксперимента);
- с помощью регрессионного анализа определяются эмпирические зависимости расхода ЭЭ от влияющих факторов.

Расчет удельных расходов ЭЭ расчетно-статистическим методом имеет ряд преимуществ перед расчетно-аналитическим методом:

- статистические данные, используемые для разработки моделей, несут информацию о существующих режимах работы ПП и соответствующих им потреблениях ЭЭ;
- использование суточной (посменной) статистики позволяет учесть большее количество фактических режимов работы ПП по сравнению с использованием квартальной (годовой) статистики, что в конечном итоге повышает достоверность определения удельного расхода ЭЭ;
- для построения моделей расхода ЭЭ используется интегральная характеристика режима электропотребления (суммарный расход ЭЭ ПП), что позволяет не учитывать режим работы каждого ЭП в отдельности.

Из перечисленных методов нормирования в нестабильных условиях функционирования ПП наиболее предпочтительным является расчетно-статистический метод [74], разработка которого может быть основана на данных, собираемых с помощью систем автоматизированного учета ЭЭ и технологических факторов. Следует отметить факт широкого использования именно расчетно-статистических методов для прогнозирования и нормирования электропотребления [75]–[78], что позволяет существенно повысить достоверность полу-

ченных моделей и снизить ошибку прогнозирования за счет учета индивидуальных особенностей каждого конкретного производства.

Анализ текущего состояния дел в нормировании ЭЭ для 200 ПП Гомельской области показал, что основным методом для расчета удельных расходов ЭЭ на выпуск продукции является расчетно-аналитический. При этом у 92 % ПП нормы разработаны без учета возможного изменения объемов выпускаемой продукции, что приводит к ежеквартальной корректировке утвержденных норм расхода ЭЭ на выпускаемую продукцию у более чем 50 % ПП в связи с изменениями производственной программы.

Это обстоятельство указывает на необходимость совершенствования системы нормирования ПП и развития, в первую очередь, расчетно-статистического метода, основанного на построении математических моделей режимов электропотребления в зависимости от влияющих факторов, что позволяет учитывать при прогнозировании удельных расходов и нормировании ЭЭ изменение как производственной программы, так и других технологических факторов.

Прогнозирование режимов электропотребления в зависимости от временного цикла управления можно классифицировать на оперативное, краткосрочное, внутримесячное, текущее и долгосрочное, годовое, перспективное [79]. При этом нормирование расхода ТЭР относится к задаче текущего и долгосрочного прогнозирования.

В последнее время интерес к нормированию и прогнозированию электропотребления возрос [75], [76], [80]–[90], что обусловлено поиском более совершенных методов, соответствующих уровню развития и особенностям функционирования современных ПП. Вплоть до 90-х годов прошлого столетия в практике прогнозирования широко применялись методы, основанные на исследовании трендов прошлых лет, когда исходная информация представляет зависимость расхода ЭЭ во времени  $W = f(t)$  [86], [87] (однофакторные агрегативные модели). При использовании агрегативных моделей осуществляется прогнозирование временных (динамических) рядов, представляемых временной последовательностью наблюдений [15]. При этом в качестве аргумента функции прогноза используется время. Влияние других факторов учитывается приближенно. Для повышения точности прогноза временной ряд раскладывают на трендовую, гармоническую и случайную составляющие. При прогнозировании параметров электропотребления гармоническая составляющая появляется из-за сезонных изменений и недельных циклов. Случайная составляющая обу-

словлена действием различных случайных факторов и погрешностями исходных данных [91]. В существующих условиях функционирования ПП с начала 90-х годов такой подход дает большую ошибку прогнозных значений.

Методы прогнозирования временных рядов параметров электропотребления опираются на ретроспективную информацию о работе предприятий в предшествующем периоде. Однако они не могут использоваться для прогноза показателей ЭЭФ на перспективу в условиях реконструкции и модернизации технологического оборудования, работы в условиях часто изменяющейся производственной программы. В этих условиях предпочтительными являются методы многофакторного прогнозирования. Влияющие факторы при этом выбираются на основе корреляционного анализа данных по основным электрическим показателям предприятий с использованием аналитических зависимостей, связывающих технологические характеристики с энергетическими параметрами. При моделировании процессов электропотребления больший вес придается наиболее влияющим факторам [19], [92]. В качестве таких факторов могут использоваться время [92], объемы производства [93], технологические параметры металлургического передела [75] и др.

В [86] представлена математическая модель расхода ЭЭ на примере производства алюминия. Для вывода искомого уравнения регрессии использовался полный факторный эксперимент для двух независимых переменных, варьируемых на двух уровнях. В качестве независимых факторов рассматривались удельные расходы ЭЭ  $x_1$  и объем выпуска продукции  $x_2$  при принятых диапазонах изменения факторов. Искомое уравнение регрессии имеет вид:

$$Y = b_0 + \sum b_i x_i + \sum b_{ij} x_i x_j,$$

где  $b_0$ ,  $b_i$ ,  $b_{ij}$  – коэффициенты полинома.

В [75], [76], [82] предложена методика расчета дифференцированных норм расхода ЭЭ для предприятий, выпускающих широкую номенклатуру изделий и характеризующихся большим количеством технологических операций при производстве каждого вида продукции. Доказана целесообразность определения укрупненных норм энергозатрат при использовании метода группировки продукции или соизмерений ее по энергоемкости. Уточнена методика определения коэффициентов энергоемкости: рекомендовано исходить из соотно-

нения не полных удельных энергозатрат, а учитывать только переменные (зависящие от объема производства) их части. В [94] авторы предлагают методику, основанную на применении многофакторных моделей, учитывающих как производственные показатели, так и другие факторы. Число факторов теоретически неограниченно. Модель позволяет определять весовые коэффициенты участия различных факторов. Разработанная методика использует линейные модели корреляционной связи и основана на построении электрического и экономического балансов предприятия.

### **1.5. Энергетические обследования.**

#### **Опыт проведения и пути совершенствования**

Эффективность использования ТЭР может рассматриваться с позиций производства электрической и тепловой энергии, их транспортировки и потребления. Задача управления ЭЭФ актуальна не только для потребителей, но и для производителей электрической и тепловой энергии [95]. По оценкам специалистов экономить ЭЭ путем внедрения энергосберегающих технологий в промышленности в 3 и более раз дешевле, чем строить новые электростанции и развивать топливную базу [52]. Поэтому в России и Беларуси принят Закон «Об энергосбережении» [1], [96], регламентирующий порядок и принципы государственного надзора за использованием ТЭР. Для этой цели служит учет всех производимых и расходуемых ТЭР и государственная статистическая отчетность с оценкой эффективности использования топлива, электрической и тепловой энергии.

В западных странах энергосберегающая и сопутствующая ей деятельность начала осуществляться несколько раньше: энергетический кризис в странах Западной Европы в 70–80-е годы [97], когда цены на энергоресурсы возросли в несколько раз, заставил ПП и правительственные органы разработать концепции энергетического менеджмента, энергетического аудита, целевого энергетического мониторинга. В 80-е годы департамент энергетики Великобритании профинансировал проект по внедрению системы целевого энергетического мониторинга 25 ПП различных отраслей. Существенной особенностью системы планирования расхода ЭЭ для зарубежных энергосистем и входящих в ее состав ПП является сравнительно большое число методик и возможность каждого ПП определять нужную для себя.

Ключевую роль в повышении интенсивности энергосбережения следует отвести энергетическим аудитам как основному источнику информации для управления ЭЭФ.

*Энергетический аудит* – энергетическое обследование предприятий, учреждений и организаций [6], [98] проводится в целях выявления ПЭ для достижения максимальной эффективности использования ТЭР и обеспечения их экономии.

В Беларуси в соответствии с [1] для ПП обязательным является периодическое – раз в 5 лет – обследование (проведение энергоаудита) энергетического хозяйства предприятия с целью выявления резервов экономии ТЭР. Обязательному энергетическому обследованию подлежат предприятия, учреждения и организации с годовым суммарным потреблением ТЭР более 1,5 тыс. т у. т. По результатам энергетического обследования разрабатывается программа энергосбережения ПП. В программу по энергосбережению включаются мероприятия по реализации основных направлений энергосбережения с указанием ожидаемых конечных результатов и их экономической эффективности (в том числе сроков окупаемости, планируемых затрат и источников финансирования, исполнителей мероприятий программы и сроков выполнения этих мероприятий).

Основной проблемой, сопровождающей проведение энергетического обследования, является отсутствие методической базы, позволяющей как выявлять, так и количественно оценивать ПЭ в технологическом процессе ПП. С одной стороны, это связано с тем, что практический опыт в вопросах энергосбережения еще незначителен. С другой стороны, сложившийся стереотип мышления, согласно которому экономия ЭЭ является задачей и прерогативой энергетических служб ПП, привел к тому, что вопросы энергосбережения долгое время рассматривались с позиций устранения потерь на разных уровнях системы электроснабжения (источник – сеть – потребитель) [84], [99]–[102]. Анализируя передачу ЭЭ от источников к ЭП, использование ее в технологических и сопутствующих процессах, а также организацию потребления ЭЭ на ПП, весь расход ее можно разделить на полезно используемый (теоретический) и потери, состоящие из [90]:

- потерь в элементах систем электроснабжения (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, реакторах и т. д.);
- потерь в ЭП (двигателях, нагревателях и других преобразователях электроэнергии);
- потерь в технологических аппаратах;
- потерь, обусловленных неэффективным использованием ЭЭ в технологических процессах, отдельных подразделениях предприятия;

к этим потерям относится потребление ЭЭ так называемыми «лишними» в определенное время ЭП (это несовершенное формирование графика электрических нагрузок (ГЭН) относительно режима энергосистемы, работа ЭП на холостом ходу и др.).

Существуют методики [99], [100], [102]–[111], позволяющие при определенных параметрах режима работы ПП рассчитать достигнутую экономию ЭЭ за счет мероприятия в отдельном элементе системы электроснабжения, в отдельном ЭП. Эффект от мероприятия в отдельной единице оборудования «растворяется» в общем электропотреблении ПП. Отличительной особенностью существующих методик оценки экономии энергетических ресурсов [102], [103] является их узкая направленность, затрагивающая лишь режимы работы единичных приемников, а не всей технологической системы в целом [112], [113]. Не являются исключением и предприятия трубопроводного транспорта нефти [7].

Так, существующая на сегодняшний день методика оценки экономии ЭЭ в нефтепроводном транспорте при внедрении организационно-технических мероприятий по своей структуре практически не отличается от методики для ПП любой отрасли промышленности [7]. Для предприятий, занимающихся транспортом нефти по магистральным нефтепроводам, экономия ЭЭ может быть достигнута за счет мероприятий по следующим направлениям:

- совершенствование технологии производства;
- улучшение использования и структуры производственного оборудования;
- улучшение использования ЭЭ.

По каждому из направлений разработан перечень мероприятий, представленный на рис. 1.20 [7]. Как видно, к группе мероприятий, направленных на совершенствование технологии производства, относится незначительная часть организационно-технических мероприятий. Мероприятия, направленные на улучшение использования и структуры производственного оборудования и улучшение использования ЭЭ, напротив, представлены наиболее широко. Вместе с тем до 98 % потребления ТЭР предприятиями транспорта нефти приходится на электропотребление технологических нужд и, как следствие, резерв экономии ЭЭ необходимо искать в мероприятиях, направленных на совершенствование технологии производства. Для оценки экономии ЭЭ при проведении технологических мероприятий следует определить степень влияния факторов, формирующих режим электропотребления, а также оценить возможность воздействия на данные факторы. Система нефтепровода является сложной технологической сис-

темой с большим количеством внутренних связей. Оценка степени влияния факторов, формирующих режим электропотребления, возможна на основе расчетно-статистической модели режимов электропотребления.

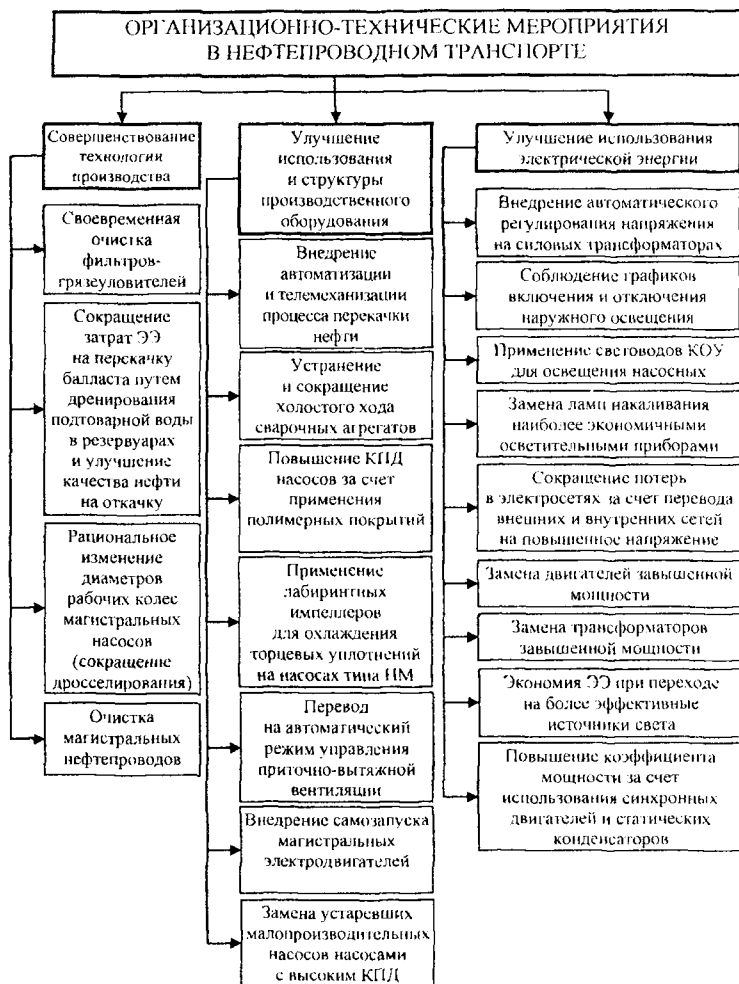


Рис. 1.20. Организационно-технические мероприятия в нефтепроводном транспорте



В качестве технологических мероприятий в [7] представлены лишь постоянно действующие мероприятия. Однако в условиях наращивания объемов транспортировки нефти и старения технологического оборудования необходима реконструкция нефтепровода, направленная вместе с тем на увеличение ЭЭ транспортировки нефти. К данным мероприятиям следует отнести: строительство лупингов, изменение линейной и станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат, реконструкция камеры регулирования давления, замена оборудования узлов учета нефти, применение противотурбулентных присадок в условиях текущего ремонта и реконструкции нефтепровода. В то же время представленные технологические мероприятия не учитывают постоянного изменения режимов электропотребления участков нефтепровода вследствие воздействия большого числа факторов, носящих случайный характер.

Так, например, оценка экономии ЭЭ от периодической очистки нефтепровода основывается на сравнении расчетных значений удельного расхода ЭЭ до очистки и после нее [7], при этом сэкономленная ЭЭ рассчитывается по выражению:

$$\Delta W = \frac{(h_1 - h_2) P \cdot 10^3}{0,3672 \cdot L \cdot \eta}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1.8)$$

где  $h_1, h_2$  – полные потери напора соответственно до и после очистки нефтепровода, м;  $P$  – грузооборот нефти за расчетный период, тыс. т·км;  $L$  – протяженность участка нефтепровода, м;  $\eta$  – КПД нефтепровода, о. е.

Однако потери напора  $h$  постоянно изменяются не только в результате очистки нефтепровода, но и под воздействием других факторов: смены состава НА, смены ротора или обрезки рабочего колеса НА, изменения вязкости нефти, включения или отключения лупинга, открытия перемычки между двумя нитками нефтепровода, срабатывания системы автоматического регулирования и т. д. Так, в условиях постоянно изменяющейся производственной программы увеличение грузооборота нефти за счет включения дополнительного НА вызывает увеличение потерь напора по длине нефтепровода и возможна ситуация, когда  $h_2 > h_1$ . В этих условиях выполненный расчет по выражению (1.8) покажет не экономию ЭЭ, а ее перерасход.

Выход из создавшейся ситуации видится в создании таких способов оценки ЭЭФ мероприятий в технологической системе, которые позволили бы объективно оценивать достигнутую экономию ЭЭ при изменении состояния технологической системы ИП, прогнозировать показатели ЭЭФ с учетом проводимых мероприятий.

Следует отметить, что в Республике Беларусь осознанная деятельность в области энергосбережения, выявления резервов экономии ТЭР, начала проводиться в 80-х годах, когда была разработана и реализована программа «Энергия» [50], [53], которая действовала как в разрезе отраслей промышленности, так и отдельных областей, и охватывала достаточно широкий круг ИП. В этих работах выполнялся анализ фактического состояния энергоиспользования на основе изучения структуры потребления ЭЭ и ТЭ по подразделениям предприятия и по целевому назначению – статьям расхода.

Ключевым звеном в работе являлась разработка нормализованного баланса предприятия по электрической и тепловой энергии [63]. Нормализованный баланс составляет основу разработки норм расхода ТЭР, выявления и формирования мероприятий по экономии энергоресурсов. Он представляется в виде матрицы, где по одной оси указываются статьи расхода, по другой – направления (резервы) экономии энергии. Например, по ЭЭ: по статьям баланса (расхода); по резервам экономии ЭЭ (по каждой статье расхода в последней графе приводится величина полезно использованной энергии).

При таком способе декомпозиции системы потребления и использования энергоресурсов в местах пересечения координатных осей образуются ячейки, содержащие одно или несколько направлений (резервов) экономии ТЭР. Правильно выбранные системы координат (расход по подразделениям, по статьям расхода, объекты, области управления, функции управления, направления экономии энергоресурсов) гарантируют наибольшую полноту выявленных мероприятий по энергосбережению.

Условием успешной реализации указанного способа декомпозиции системы потребления и использования энергоресурсов является хорошо налаженная информационная база мероприятий по экономии энергоресурсов, методов решения и программного обеспечения оптимизационных и других задач энергосбережения. Проведенный с помощью способа декомпозиции анализ позволяет все мероприятия по

экономии энергоресурсов классифицировать на несколько групп. К указанным группам относятся: мероприятия по нормативной базе; мероприятия по системам энергоснабжения; мероприятия по общепромышленным установкам; мероприятия по специальным технологическим установкам.

Разработка балансов электрической и тепловой энергии и на сегодняшний день остается ключевым моментом при проведении энергетических обследований.

В Республике Беларусь при проведении энергетического обследования ПП приняты два уровня обследования: предварительное энергетическое обследование и полное энергетическое обследование.

Предварительное энергетическое обследование предполагает сбор данных об энергопотреблении, составление листов-опросников и, в конечном итоге, раскрывает: сколько потребляется энергии, где она используется и насколько эффективно.

При предварительном энергетическом обследовании устанавливаются наиболее очевидные энергетические потери, предлагаются мероприятия по энергосбережению, не требующие достаточного обоснования в связи с тем, что они имеют явный эффект. Предварительное энергетическое обследование дает первую опорную точку для начала энергоуправления на предприятии; основу для планирования энергопотребления.

При подробном энергетическом обследовании разделяются и выделяются электрические потоки по отдельным цехам, установкам. Анализ использования энергии базируется на измерениях, изучении графика и режимов работы оборудования.

Мероприятия по рациональному и экономному использованию ТЭР подразделяются: на низкозатратные, среднезатратные и высокозатратные. Любые мероприятия, особенно средне- и высокозатратные, должны быть экономически и технически обоснованными. В первой Республиканской программе энергосбережения ключевая роль отводилась оснащению ПП средствами технического учета энергоресурсов, нормированию их расхода, техническому состоянию энергоиспользующего оборудования, снижению потерь энергии, внедрению низкозатратных мероприятий [5].

Система энергетического обследования ПП Республики Беларусь фактически является моделью систем энергетического обследования Германии и Англии.

Немецкими и английскими специалистами разработана и используется модель процесса энергетического менеджмента, которая включает предварительное и подробное энергетическое обследование. При этом подчеркивается [114], что предварительное энергетическое обследование должно быть быстрым и дешёвым мероприятием, направленным: на анализ структуры энергопотребления ПП; на оценку ПЭ с учетом реально существующих режимов электропотребления; на определение приоритетных областей для принятия мер по устранению нерационального расходования ТЭР; на начало мониторинга и нанесение первой опорной точки на график удельного энергопотребления; на определение областей для подробного энергетического обследования. Для предварительного обследования собираются уже имеющиеся данные или получаемые самыми простыми замерами. Главная цель предварительного энергетического обследования – преобразовать эти данные в полезную и удобную для пользователя информацию. Для стран Запада одним из показателей энергетической эффективности является энергопотребление на единицу общей площади  $J_{уд}$  (ГДж/м<sup>2</sup>). Он различен для стран Запада, но определение энергоэффективности потребителя по этому параметру помогает судить о целесообразности дальнейшего занятия энергосбережением. Например, для Ирландии указанный критерий ЭЭФ имеет следующую шкалу: отличное  $J_{уд} < 0,5$ , хорошее  $J_{уд} = 0,5 \div 0,6$ , удовлетворительное  $J_{уд} = 0,6 \div 0,8$ , плохое  $J_{уд} = 0,8 \div 1$ , очень плохое  $J_{уд} > 1$ . Для предварительного энергетического обследования зарубежными специалистами рекомендуется составлять листы-опросники, что способствует обобщения опыта производителей для оценки мест нерационального расходования ТЭР. Как правило, в результате проведения предварительного энергетического обследования выявляются низко- и среднетратные мероприятия, которые «лежат на поверхности» и не требуют значительных капитальных затрат на их проведение. Таким образом, предварительное энергетическое обследование является базисом для подробного энергетического обследования.

Подробное энергетическое обследование представляет собой более пристальный взгляд на проблему энергосбережения и может

быть как полным (для всего предприятия), так и затрагивать те структурные подразделения предприятия, которые выявлены предварительным энергетическим обследованием как требующие детального обследования. Такое обследование включает детальный анализ энергетических потоков на основе измерений, изучения режимов работы оборудования, сопоставления паспортных и фактических данных оборудования. Подробное энергетическое обследование затрагивает технологию, поэтому обоснование энергетической эффективности мероприятий в технологическом процессе требует как глубокого знания самого технологического процесса, так и знания способов оценки эффективности энергосберегающих мероприятий.

Активная деятельность большинства ПП в области энергосбережения за последние 8 лет привела к тому, что резерв экономии от низко- и среднезатратных мероприятий исчерпан. В настоящее время требуется поиск резервов экономии энергоресурсов в технологических процессах ПП.

Проведенный анализ 123 энергетических обследований по предприятиям Гомельской области за период с 2000 по 2005 г. подтверждает сказанное. При проведении анализа все рассмотренные в энергетических обследованиях мероприятия типологизировались по классам (общетехнические, технологические и организационные) и видам. К общетехническим мероприятиям относятся мероприятия, не связанные с технологическим процессом производства продукции. К технологическим мероприятиям относятся мероприятия, связанные с изменениями технологического процесса или оборудования, участвующего в технологическом процессе. В зависимости от специфики производственной деятельности ПП одно и то же мероприятие для разных предприятий может быть отнесено к различным типам. К организационным мероприятиям относятся мероприятия, которые либо не требуют капиталовложений, либо связаны с оптимизацией работы ПП (увеличение загрузки производственных мощностей, повышение эффективности работы отдела главного энергетика, перевод оборудования в зону минимальной оплаты и т. д.).

Анализ структуры энергосберегающих мероприятий (по типам) в зависимости от выявленного ПЭ показал (рис. 1.21), что наибольший ПЭ выявлен за счет технологических мероприятий (60,4 %), за ними следуют общетехнические мероприятия (30,9 %), организаци-

онные мероприятия приблизительно составляют одну десятую часть выявленного ПЭ.

Несмотря на то что наибольший ПЭ может быть реализован за счет проведения именно технологических мероприятий по энергосбережению, не все аудиторы предлагают данные мероприятия. Однако можно отметить положительную динамику увеличения доли энергетических обследований, содержащих мероприятия в технологическом процессе (рис. 1.22).

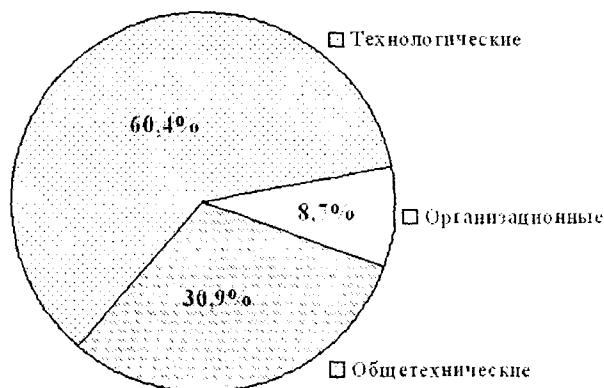


Рис. 1.21. Структура энергосберегающих мероприятий (по классам)

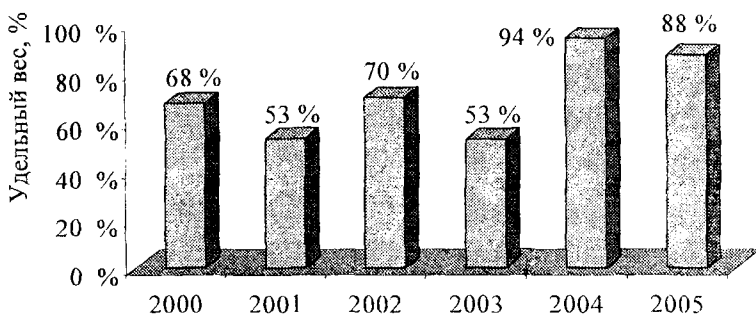


Рис. 1.22. Удельный вес энергетических обследований с технологическими мероприятиями

Динамика срока окупаемости мероприятий по годам (рассчитан как средневзвешенный срок окупаемости по капиталовложениям) и ПЭ за счет мероприятий в технологическом процессе ПП (рис. 1.23, 1.24) показывают, что ПЭ за счет низкочередных общетехнических мероприятий практически исчерпан. Данный вывод подтверждается ростом удельного веса ПЭ за счет мероприятий в технологическом процессе ПП (рис. 1.24). Выявленный ПЭ в технологическом процессе ПП в 2000 г. в целом по региону обусловлен качественным проведением энергетического обследования крупнейшего потребителя ТЭР в Гомельской области РУП «БМЗ».

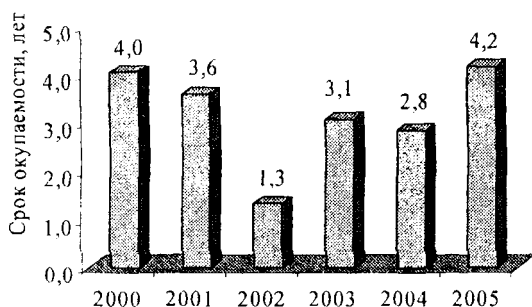


Рис. 1.23. Динамика срока окупаемости энергосберегающих мероприятий

Комитетом по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь эффективными признаются мероприятия со сроком окупаемости не более трех лет. При анализе энергетических обследований выявлено, что срок окупаемости мероприятий варьируется в пределах от нескольких месяцев до десятков лет. Средневзвешенный срок окупаемости по капиталовложениям составляет 3,4 года (рис. 1.25). При расчете средневзвешенного срока окупаемости не учитывались мероприятия со сроком окупаемости более 25 лет. Количество мероприятий со сроком окупаемости более 25 лет составило порядка 2 % от общего количества предложенных энергосберегающих мероприятий.

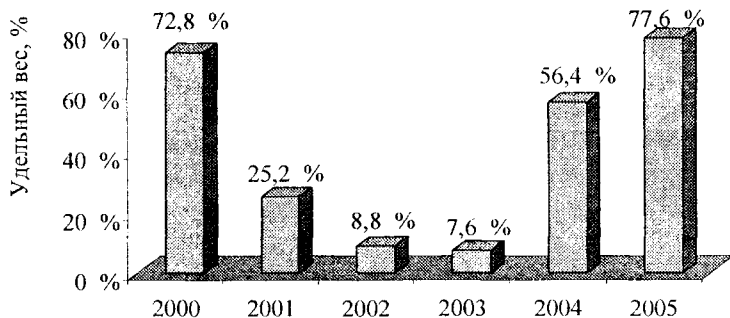


Рис. 1.24. Динамика удельного веса потенциала энергосбережения за счет проведения технологических мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения

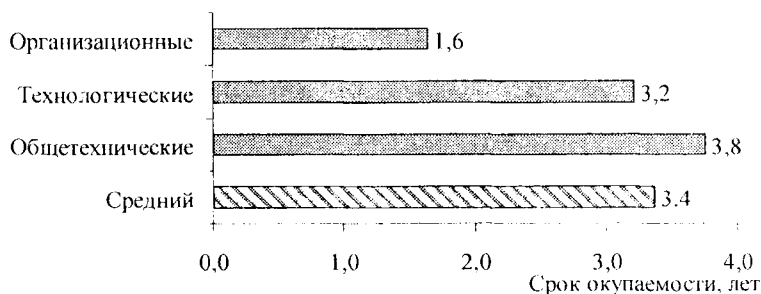


Рис. 1.25. Срок окупаемости мероприятий по энергосбережению

Средневзвешенный срок окупаемости технологических мероприятий выборки исследуемых энергетических обследований составил 3,2 года, что на 16 % меньше срока окупаемости общетехнических мероприятий. Наиболее быстрыми по окупаемости (1,6 года) явились организационные мероприятия.

В табл. 1.7 представлены наиболее часто встречаемые энергосберегающие мероприятия. Наиболее распространенными мероприятиями являются «Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения» и «Замена оборудования на более экономичное».



Таблица 1.7

## Популярность энергосберегающих мероприятий (по видам)

Вид мероприятия	Количество мероприятий, %
Перевод оборудования в зону минимальной оплаты за потребленную электроэнергию	0,1
Внедрение системы водоподготовки	0,2
Устранение утечек сжатого воздуха и теплоносителя	1,0
Снижение накипи на поверхностях нагрева, промывка тепловых сетей и систем отопления	1,1
Оптимизация технологического процесса производства продукции	1,3
Наладка систем отопления, вентиляции и кондиционирования, наладка тепловых сетей	1,6
Модернизация оборудования	1,6
Переход на менее энергоёмкую технологию	2,4
Переход на более дешёвый вид топлива	2,4
Снижение тепловых потерь трубопроводов и оборудования	2,7
Утилизация вторичных энергоресурсов	3,2
Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения	3,9
Термореновация зданий	4,0
Децентрализация систем тепло- и воздухоснабжения, вентиляции и аспирации	4,0
Оптимизация режимов работы оборудования	4,4
Замена оборудования повышенной мощности	5,3
Внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР	5,6
Организационные мероприятия	5,8
Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения	21,3
Замена оборудования на более экономичное	28,1

Анализ динамики удельного веса ПЭ по видам мероприятий в общем объеме выявленного ПЭ показал (табл. 1.8), что ПЭ от проведения энергосберегающего мероприятия зависит от специфики обследуемого предприятия. Так, наибольшую экономию ТЭР в регионе за период с 2000 по 2005 г. обеспечивают такие мероприятия, как «Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения» и «Модернизация оборудования». Значительный ПЭ по данным мероприятиям выявлен в 2000 г. за счет РУП «БМЗ».

Таблица 1.8

**Динамика удельного веса потенциала энергосбережения по видам мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения**

Вид энергосберегающих мероприятий	Удельный вес потенциала энергосбережения по видам мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения, %						
	Всего	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения	24,8	35,2	4,3	4,8	9,8	4,9	1,6
Модернизация оборудования	16,0	22,9	–	–	4,6	1,0	13,7
Замена оборудования на более экономичное	13,5	5,0	39,1	29,6	9,5	17,3	47,8
Оптимизация режимов работы оборудования	11,3	15,0	17,1	2,2	0,4	3,4	0,0
Внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР	10,0	8,3	9,2	11,6	12,5	6,4	0,0
Термомодернизация зданий	6,9	–	0,4	6,6	19,4	12,7	4,8
Автоматизация оборудования и систем энергоснабжения	5,7	4,0	7,1	8,5	19,9	4,3	3,0
Утилизация вторичных энергоресурсов	4,4	6,1	2,1	1,0	2,0	0,4	0,9
Децентрализация систем тепло- и воздухообеспечения, вентиляции и аспирации	1,9	0,1	5,5	27,6	4,8	1,0	0,8
Организационные мероприятия	1,2	0,5	2,7	0,6	8,3	–	0,1

Окончание табл. 1.8

Вид энергосберегающих мероприятий	Удельный вес потенциала энергосбережения по видам мероприятий в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения, %						
	Всего	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Оптимизация технологического процесса производства продукции	1,1	1,5	–	0,1	–	0,1	0,3
Снижение тепловых потерь трубопроводов и оборудования	0,7	0,1	1,9	1,9	4,4	0,3	4,1
Замена оборудования завышенной мощности	0,7	–	7,1	3,1	1,2	0,5	0,1
Переход на менее энергоёмкую технологию	0,5	0,4	1,1	0,6	–	0,6	–
Перевод оборудования в зону минимальной оплаты за потребленную электроэнергию	0,4	0,7	–	–	–	–	–
Наладка систем отопления, вентиляции и кондиционирования, наладка тепловых сетей	0,4	0,1	0,5	0,2	2,7	30,9	0,9
Переход на более дешёвый вид топлива	0,1	–	0,8	0,4	0,1	11,1	21,7
Внедрение системы водоподготовки	0,1	–	–	1,0	–	0,2	–
Снижение накипи на поверхностях нагрева, промывка тепловых сетей и систем отопления	0,1	–	1,1	–	–	0,1	–
Устранение утечек сжатого воздуха и теплоносителя	0,1	–	–	–	0,3	4,9	0,4
<i>Всего</i>	100	100	100	100	100	100	100

В целом можно отметить, что наиболее эффективными мероприятиями являются: оптимизация схем тепло-, водо-, воздухо- и электроснабжения; модернизация оборудования; замена оборудования на более экономичное; оптимизация режимов работы оборудования; внедрение приборов и систем учета потребления ТЭР; терморегу-

новация зданий; автоматизация оборудования и систем энергоснабжения; утилизация вторичных энергоресурсов. Мероприятиями, стабильно обеспечивающими высокую долю в потенциале энергосбережения, являются: замена оборудования на более экономичное, замена оборудования завышенной мощности. Данные мероприятия являются наиболее распространенными среди мероприятий, предложенных в 2000–2005 гг.

На рис. 1.26 представлена динамика удельного веса ПЭ за счет замены оборудования завышенной мощности в общем объеме выявленного ПЭ. Она свидетельствует, что энергетики предприятий активно занимаются заменой оборудования завышенной мощности и ПЭ от проведения данного мероприятия сокращается из года в год.

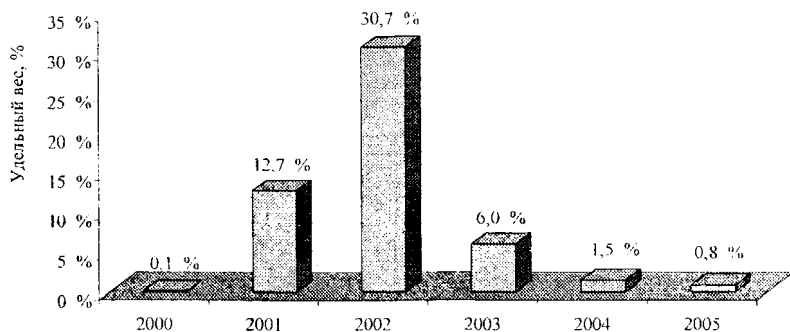


Рис. 1.26. Динамика удельного веса потенциала энергосбережения за счет замены оборудования завышенной мощности в общем объеме выявленного потенциала энергосбережения

Следует подчеркнуть, что в связи с высокой степенью износа технологического оборудования в промышленном комплексе в ближайшие годы появится необходимость достоверной оценки экономии ТЭР при замене и модернизации технологического оборудования ПП. Трудность такой оценки особенно ощутима для предприятий со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией. К таким ПП относятся и предприятия транспорта нефти. В монографии представлены способы оценки экономии ЭЭ с использованием расчетно-статистических моделей зависимости режимов электропотребления от влияющих технологических факторов. Использование расчетно-статистических моделей позволяет не только дать оценку экономии ЭЭ при существующих условиях функционирования ПП, но и спрог-

нозировать ее значение, что очень важно при работе ПП в условиях изменяющейся производственной программы.

В современных отечественных [115]–[119] и зарубежных публикациях [114], [120]–[136] способы реализации функций оперативного управления электропотреблением представлены достаточно широко. Однако методы оперативного управления нагрузкой не решают проблему прогнозного определения параметров электропотребления при тесной связи этих задач. Планирование параметров электропотребления предполагает определение расхода ЭЭ под конкретные условия производства и расчет, прежде всего, заявленного активного максимума нагрузки предприятия. Причем планирование заявленного максимума нагрузки предприятия тесно связано с задачей управления электропотреблением с использованием ГЭН ПП. В то же время планирование расхода ЭЭ тесно связано с функцией нормирования расхода ЭЭ. Использование единой модели для нормирования расхода ЭЭ, оценки экономии ЭЭ и целевого показателя по энергосбережению реализует комплексный подход к управлению ЭЭФ ПП (рис. 1.27).



Рис. 1.27. Структурная схема управления энергетической эффективностью промышленного потребителя

Единая математическая расчетно-статистическая модель в структурной схеме управления ЭЭФ ПП выступает в качестве анализатора. С ее помощью производится оценка экономии ЭЭ в технологическом процессе ПП, повышается объективность системы прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ, достоверность оценки ЦП по энергосбережению, что позволяет, воздействуя на технологический объект, повышать его ЭЭФ.

# **ГЛАВА 2**



**МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ  
ПРЕДПРИЯТИЙ  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

Одним из этапов построения расчетно-статистических моделей режимов электропотребления ПП является определение значимых факторов, формирующих данные режимы. Наряду с тем, что в ряде источников [85], [137] формализованы способы решения данной задачи, отмечается необходимость учета реальных причинно-следственных связей между прогнозируемыми параметрами и влияющими на них факторами. При выборе включаемых в модель факторов необходимо учитывать цель создания модели [73], [137]. Для большинства ПП при построении моделей режимов электропотребления является возможным использование одного фактора – объема выпускаемой продукции [74]. Однако у предприятий трубопроводного транспорта нефти взаимосвязь между энергетикой и технологией носит сложный характер. Режимы электропотребления формируются под воздействием множества технологических факторов, выявление которых производится с учетом специфики производства. В публикации [137] для выдвижения гипотез о наборе факторов предлагается использовать экспертные опросы и оценки (накопленный опыт специалистов). Другим способом решения данной задачи является системный подход, когда в процессе анализа система выделяется из среды, определяются ее структура, функции и свойства, взаимосвязи со средой, определяются системообразующие факторы при учете физики протекания технологического процесса. Анализ физических основ протекания технологического процесса помогает выявить и обосновать наиболее значимые факторы, формирующие режимы потребления ЭЭ. Использование жестко детерминированных формул для описания режимов электропотребления сложных систем невозможно, поскольку на каждом уровне системы технологические процессы носят стохастический характер [49].

В данной главе рассматривается информационное и математическое обеспечение управления ЭЭФ предприятий трубопроводного транспорта нефти, на примере которых выявлены технологические факторы, формирующие режимы электропотребления, и сформирована информационная база данных, составляющая основу построения расчетно-статистических моделей режимов электропотребления. Описан математический аппарат для анализа и моделирования режимов электропотребления.



## 2.1. Энергетические аспекты транспортировки нефти по трубопроводам

Уровень ЭЭФ транспортировки нефти определяется качественным обслуживанием линейной части нефтепровода, степенью использования паспортных характеристик оборудования НПС [42] и реализацией программы энергосбережения. Участки нефтепровода являются энергоемкими объектами: основными технологическими единицами, потребляющими ЭЭ, являются ПА, суммарная установленная мощность которых может достигать 170 МВт (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Состав и мощности насосного оборудования  
РУП «Гомельтранснефть Дружба»

Насос	Двигатель		Кол-во, шт	Суммарная установленная мощность, кВт
	Марка	Мощность, кВт		
20 НДСН	АЗ-12-52-8-320	320	1	320
20 НДСН	ВАО-560L	320	1	320
24НД x 14 x 1	АТД-2500	2500	4	10000
NG 300/450/100	ТДНР-1600-2	1600	2	3200
NG 300/450/100	2АЗМВ-1-1600	1600	4	6400
NG 300/460/100	ТДНР-1600-2	1600	14	22400
ZML 400/600	ВАО4-450LA	250	1	250
ZML 400/600	ДНУВ 83-450	250	1	250
НМ 2500 x 230	СТД-2-2000	2000	2	4000
НМ 3600 x 230	4АРМП-2500	2500	4	10000
НМ 3600 x 230	СТД-2-2500	2500	2	5000
НМ 7000-210	5АЗМВ-4000	4000	13	52000
НМ 7000-210	СТД-5000-2	5000	8	40000
НМ 7000-210	СТД-2-3150	3150	3	9450
НМП 2500 x 74	ДА-304-560Х-6У1	1000	2	2000
НМП 3600 x 78	ДА-304-560Х-6У1	1000	2	2000
НМП 3600 x 78	ВАО-800	800	3	2400
<i>Всего</i>	–	–		169990

Помимо расхода ЭЭ на привод НА, существует расход ЭЭ на вспомогательные технологические операции и общепроизводственные нужды НПС, включаемые в норму расхода ЭЭ на транспортировку нефти: откачка утечек нефтепродуктов, электропривод задвижек, лаборатория по определению качества нефти, электрохимическая защита, механические и столярные мастерские, площадки ремонтных работ, средства автоматизации и сигнализации, водоснабжение для производственных и хозяйственно-бытовых нужд, канализация промышленных и бытовых стоков, вентиляционные системы насосных и других производственных помещений, освещение производственных сооружений, наружное освещение территории и прочее.

Потребление ЭЭ участком нефтепровода зависит от следующих основных параметров: объемов перекачиваемой нефти, протяженности и конфигурации участков нефтепровода, характеристик и составов включенных НА, физико-химических свойств нефти. Вышеречисленные параметры в конечном итоге формируют гидравлические режимы протекания нефти и определяют потери напора.

При ламинарном режиме течения нефти отдельные струйки нефти движутся параллельно друг другу, не перемешиваясь. При больших скоростях наблюдается турбулентное, или беспорядочное течение нефти, характеризующееся хаотическим, завихренным движением частиц нефти по неопределенным траекториям. В области турбулентного режима течения различают три зоны трения: зону гидравлически гладких труб (зону Блазиуса); зону смешанного трения; зону квадратичного трения. Границы этих зон (табл. 2.2) определяются по числу Рейнольдса [41]:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}, \quad (2.1)$$

где  $v$  – скорость течения нефти, м/с;  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, м;  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с.

Таблица 2.2

## Характеристики режимов течения нефти

Режим течения	Ламинарный	Турбулентный		
		зона Блазиуса	зона смешанного трения	зона квадратичного трения
Границы зон течения нефти	$Re < 2320$	$2320 < Re < 10/\varepsilon$	$10/\varepsilon < Re < 500/\varepsilon$	$Re > 500/\varepsilon$

Примечание. Параметр  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб.

Относительная шероховатость труб выражается через эквивалентную шероховатость и внутренний диаметр трубопровода:

$$\varepsilon = \frac{K_s}{d}, \quad (2.2)$$

где  $K_s$  – эквивалентная шероховатость труб, мм;  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, мм.

По данным А. Д. Альтшуля [138] эквивалентную шероховатость стальных сварных труб можно принимать: для труб после нескольких лет эксплуатации – 0,2 мм; для труб с незначительной коррозией после очистки – 0,15 мм; новых чистых труб – 0,05 мм.

Анализ существующих гидравлических режимов транспортировки нефти для предприятий трубопроводного транспорта нефти Республики Беларусь показал, что в подавляющем большинстве случаев режим течения нефти является турбулентным в зоне Блазиуса.

В целях унификации процедуры расчета потерь напора по длине участка нефтепровода Л. С. Лейбензоном предложена следующая зависимость [42]:

$$\Delta h = \beta \frac{q^{2-m} \cdot v^m \cdot L}{d_s^{5-m}}, \text{ м}, \quad (2.3)$$

где  $\beta$  и  $m$  – коэффициенты, характеризующие режим течения нефти, принимающие значения в зоне Блазиуса  $\beta = 0,0246 \text{ с}^2/\text{м}$ ,  $m = 0,25$ ;  $q$  – производительность участка нефтепровода,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $v$  – кинематическая

вязкость нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $d_3$  – эквивалентный диаметр нефтепровода, м;  $L$  – протяженность участка нефтепровода, м.

Существует два способа оценки эквивалентного диаметра нефтепровода: на основе геометрических параметров нефтепровода, когда составляется схема замещения участка нефтепровода и расчет производится в соответствии с выражениями (2.4), (2.5); с использованием выражения Лейбензона, когда эквивалентный диаметр нефтепровода выражается из формулы (2.3).

Выражения для расчета эквивалентного диаметра нефтепровода [41]:

– для лупинга (рис. 2.1, а)

$$d_3 = \left( \sum_i d_i^{4,75/1,75} \right)^{1,75/4,75}, \text{ м}, \quad (2.4)$$

где  $d_i$  – внутренний диаметр  $i$ -й нитки нефтепровода, м;

– для вставки (рис. 2.1, б)

$$d_3 = 4,75 \sqrt{\sum_i l_i / \sum_i \frac{l_i}{d_i^{4,75}}}, \text{ м}, \quad (2.5)$$

где  $d_i$  – внутренний диаметр  $i$ -го участка нефтепровода, м;  $l_i$  – протяженность  $i$ -го участка нефтепровода, км.

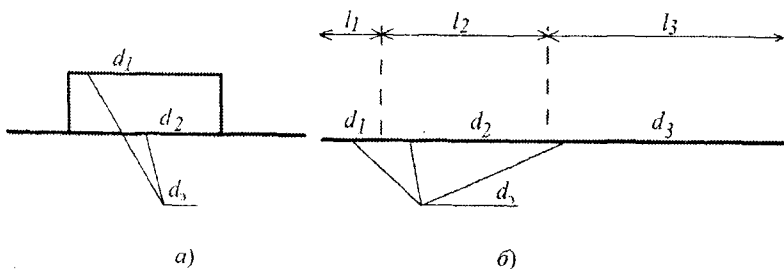


Рис. 2.1. Расчетная схема определения  $d_3$ ; а – лупинг; б – вставка

Каждый из указанных способов расчета эквивалентного диаметра нефтепровода имеет свою область применения. Для расчета норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти в условиях реконструкции нефтепровода расчет параметра  $d_3$  производится на основе геометри-

ческих параметров нефтепровода. Для оценки экономии ЭЭ от внедрения технологических энергосберегающих мероприятий, сводящихся к влиянию параметра  $d_3$  на режим электропотребления, расчет параметра  $d_3$  производится с использованием выражения Лейбензона.

Одним из факторов, влияющих на режим электропотребления участка нефтепровода, является температура нефти, поскольку при изменении последней меняются вязкость и плотность нефти (рис. 2.2, 2.3). Изменение плотности нефти вследствие изменения ее температуры определяют по формуле Менделеева:

$$\rho = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.6)$$

где  $\rho_{293}$  – плотность нефти при температуре 293К, кг/м<sup>3</sup>;  $\beta_p$  – коэффициент объемного расширения, принимаемый по справочным данным [138], 1/К;  $T$  – температура нефти, К.

В реальных условиях эксплуатации нефтепровода плотность нефти  $\rho_{293}$  не является величиной постоянной (рис. 2.2), что определяет вариацию плотности нефти при фактической температуре (рис. 2.3). Поэтому на практике для прогноза средней плотности нефти за определенный период времени удобнее использовать лабораторные данные плотности нефти. Плотность нефти незначительно влияет на формирование режима электропотребления: ее вариация на годовом интервале времени относительно среднего значения составляет порядка 2 %.

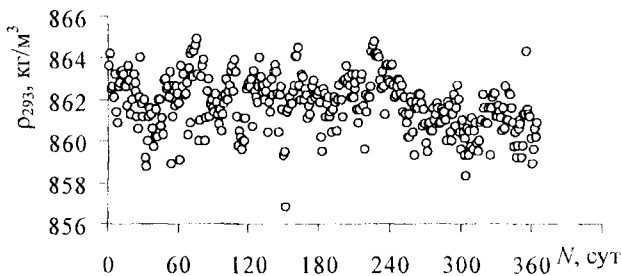


Рис. 2.2. Динамика значения плотности нефти при температуре 293 К на годовом интервале времени

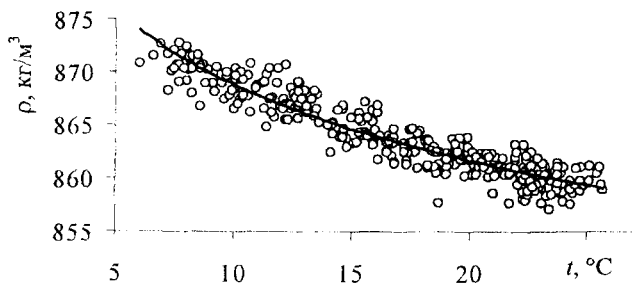


Рис. 2.3. Изменение плотности нефти при изменении температуры

Учет сезонной составляющей режима электропотребления участка нефтепровода производится через вязкость нефти. Вязкость нефти – одна из наиболее важных ее характеристик, поскольку она существенно изменяется под воздействием температуры окружающей среды и в большей степени, чем плотность, оказывает влияние на формирование режимов электропотребления участка нефтепровода.

В технических расчетах чаще всего используют кинематическую вязкость нефти. При этом рекомендуется применять лабораторные данные, полученные для фактического диапазона рабочих температур. На рис. 2.4 приведена зависимость кинематической вязкости нефти от ее температуры. Коэффициент детерминации  $R^2 = 0,91$  показывает, что 91 % вариации кинематической вязкости нефти объясняется вариацией температуры нефти.

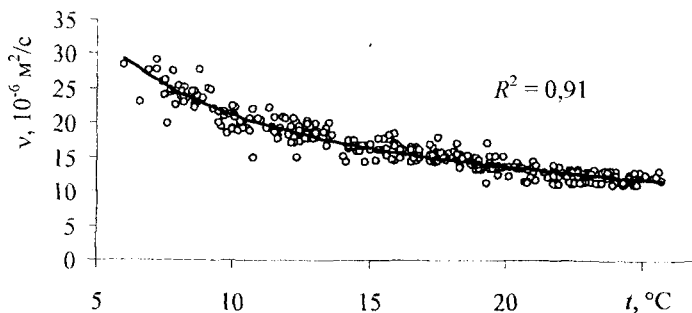


Рис. 2.4. Зависимость кинематической вязкости нефти от ее температуры

Если лабораторных данных недостаточно, можно воспользоваться одной из известных зависимостей [138], например, удобной в использовании формулой Рейнольдса-Филонова:

$$\nu = \nu' \cdot e^{-u(t-t')}, \text{ м}^2/\text{с}, \quad (2.7)$$

где  $\nu'$  – кинематическая вязкость нефти при известной (произвольной) температуре  $T'$ ,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы,  $1/\text{К}$ ;  $T'$  – температура нефти, соответствующая значению  $\nu'$ ,  $\text{К}$ ;  $T$  – температура нефти, соответствующая значению  $\nu$ ,  $\text{К}$ .

Коэффициент крутизны вискограммы находится по выражению:

$$u = \frac{1}{T_1 - T''} \ln \left( \frac{\nu'}{\nu_1} \right), \text{ 1/К}, \quad (2.8)$$

где  $\nu_1$  – кинематическая вязкость нефти при известной (произвольной) температуре  $T_1$ ,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $T_1$  – температура нефти,  $\text{К}$ .

Мгновенные значения мощности, потребляемой НА, определяются равновесным состоянием двух подсистем системы нефтепровода: подсистемы «линейная часть» и подсистемы «НПС». Графически данное равновесное состояние определяется точкой пересечения суммарной характеристики насосных станций и характеристики сети (рис. 2.5). Характеристика сети определяется по выражению (2.2) с учетом потерь напора на местные сопротивления, принимаемые для магистральных нефтепроводов в размере 1–2 % от потерь напора по длине нефтепровода [138].

Суммарная напорная характеристика насосных станций определяется суммированием напорных характеристик НА. Основная трудность в получении характеристик НА заключается в выборе коэффициентов потерь, влияющих на подачу и напор НА. Поэтому на практике пользуются опытными характеристиками, полученными по результатам испытаний НА на стендах завода-изготовителя, либо на месте эксплуатации [139]. При этом напорная характеристика НА аппроксимируется зависимостью вида:

$$h = a - b \cdot Q^{2-m}, \text{ м}, \quad (2.9)$$

где  $a$  – свободный член математической модели напорной характеристики НА,  $\text{м}$ ;  $b$  – коэффициент математической модели напорной характеристики НА,  $\text{мин}/\text{м}^2$ ;  $Q$  – подача НА,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;  $m$  – коэффициент, зависящий от режима течения нефти.

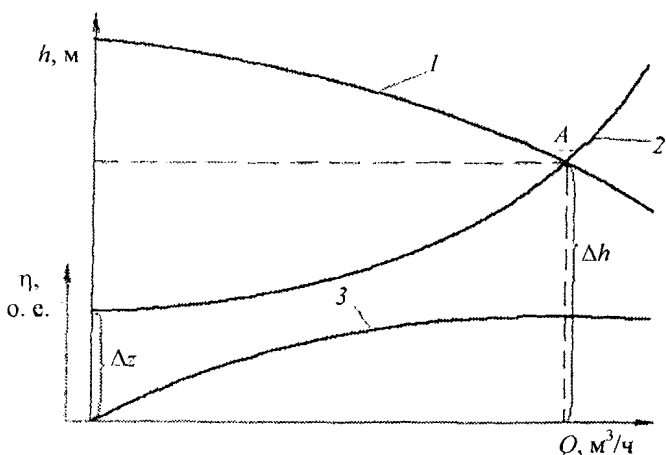


Рис. 2.5. Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций: 1 – суммарная напорная характеристика насосных станций; 2 – гидравлическая характеристика сети; 3 – коэффициент полезного действия нефтепровода

Суммарная напорная характеристика насосных станций аппроксимируется зависимостью того же вида, что и напорная характеристика НА:

$$h_{ст} = A - B \cdot Q^{2-m}, \text{ м}, \quad (2.10)$$

где  $A$  – свободный член математической модели суммарной характеристики НПС, м;  $B$  – коэффициент математической модели суммарной характеристики НПС, мин/м<sup>2</sup>;  $Q$  – производительность НПС, м<sup>3</sup>/мин.

В простейшем случае, когда основной агрегат (МА) и вспомогательный (подпорный НА) включены последовательно, параметры математической модели (2.10) определяются следующим образом:

$$A = a_n + a \cdot n, \text{ м}; \quad (2.11)$$

$$B = b_n + b \cdot n, \text{ мин/м}^2, \quad (2.12)$$

где  $a$ ,  $a_n$  – свободные члены математической модели напорной характеристики соответственно магистрального и подпорного НА, м;  $b$ ,  $b_n$  – коэффициенты математической модели напорной характери-



стики соответственно магистрального и подпорного НА,  $\text{мин}/\text{м}^2$ ;  $n$  – количество последовательно включенных в работу МА.

Для более сложных схем включения в работу МА коэффициенты  $A$  и  $B$  определяются графически [42].

Определение мощности, потребляемой НА при перекачке нефти, имеющей повышенную вязкость, должно производиться с учетом возможного изменения характеристик насоса посредством применения понижающих коэффициентов к его характеристикам, построенным на воде. Данные коэффициенты (рис. 2.6) зависят от числа Рейнольдса для насоса:

$$Re = \frac{146 \cdot Q}{v \cdot \sqrt{D_2 \cdot b_2}}, \quad (2.13)$$

где  $Q$  – производительность насоса,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $v$  – кинематическая вязкость нефти,  $\text{см}^2/\text{с}$ ;  $D_2$  – внешний диаметр рабочего колеса, см;  $b_2$  – ширина лопатки рабочего колеса на внешнем диаметре, см.

На графике (рис. 2.6) видно, что при числе Рейнольдса  $Re > 7 \cdot 10^3$  коэффициенты  $k_Q$  и  $k_h$  мало отличаются от единицы, поскольку увеличение гидравлических потерь при пересчете соответствующих характеристик с воды на нефть незначительно. Коэффициент  $k_\eta$  при  $Re > 7 \cdot 10^3$  существенно отличается от единицы, что объясняется увеличением потерь на дисковое трение, и только при  $Re = 7 \cdot 10^4$  значение  $k_\eta$  соответствует единице.

В практике эксплуатации НА с целью изменения режимов транспортировки нефти в условиях изменяющейся производственной программы осуществляют обрезку рабочих колес. При этом изменяется как напорная характеристика НА, так и его КПД. Напорную характеристику пересчитывают согласно законам гидравлического подобия [42], [139]:

$$Q/Q_1 = D_2/D'_2; h/h_1 = (D_2/D'_2)^2, \quad (2.14)$$

где  $Q$  – подача насоса при номинальном наружном диаметре рабочего колеса,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;  $Q_1$  – подача насоса при обрезанном рабочем колесе,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;  $D_2$  – номинальный наружный диаметр рабочего колеса, м;  $D'_2$  – наружный диаметр рабочего колеса после его обрезки, м;  $h$  – номинальный напор насоса при номинальном наружном диаметре рабочего колеса, м;  $h_1$  – напор насоса при обрезанном рабочем колесе, м.

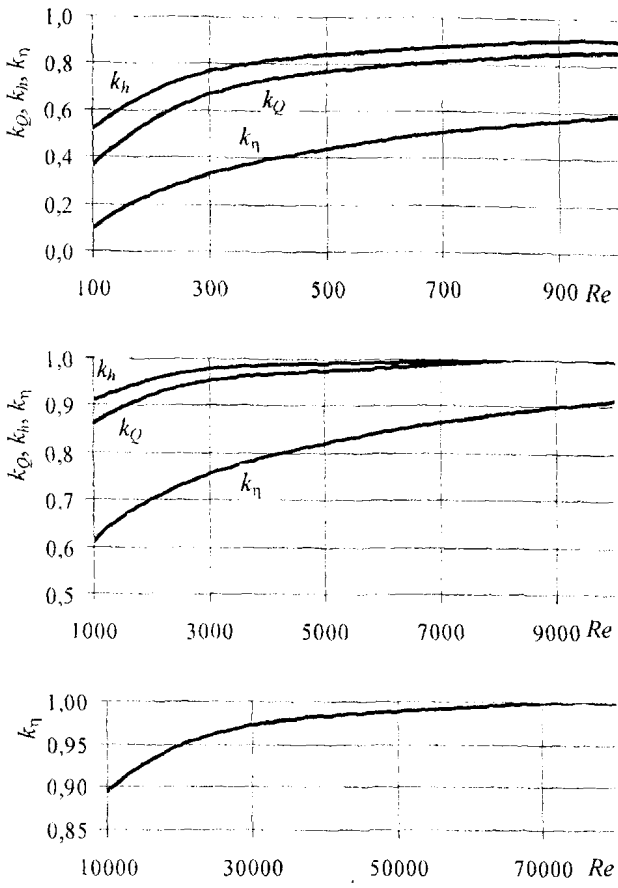


Рис. 2.6. Зависимость поправочных коэффициентов  $k_Q$ ,  $k_h$  и  $k_\eta$  от числа Рейнольдса

Изменение КПД НА в результате обрезки рабочего колеса можно пересчитать по формуле Му迪, которая применяется в гидротурбостроении для расчета оптимального значения полного КПД натуры по значению полного КПД модели [139]:

$$\eta_1 = 1 - (1 - \eta) \left( \frac{D_2}{D'_2} \right), \text{ о. е.}, \quad (2.15)$$

где  $\eta$  – паспортное значение КПД в рабочей точке до обрезки рабочего колеса, о. е.;  $D_2$  – номинальный наружный диаметр рабочего колеса, м;  $D'_2$  – наружный диаметр рабочего колеса после его обрезки, м.

Мгновенное значение мощности, потребляемой всеми НА, определяется по выражению:

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot q (\Delta h + \Delta z) 10^{-3}}{\eta}, \text{ кВт}, \quad (2.16)$$

где  $\rho$  – плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $q$  – расход нефти по трубопроводу,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\Delta h$  – потери напора по длине участка нефтепровода, м;  $\eta$  – КПД нефтепровода, о. е.;  $\Delta z$  – статический напор участка нефтепровода, м.

Установлено, что применение аналитических зависимостей для целей прогнозирования, нормирования и выявления ПЭ сопряжено со значительными трудностями [74], [76], [85]. Однако аналитические зависимости, в частности выражение (1.11), позволяют выявить наиболее значимые факторы, формирующие режимы электропотребления участка нефтепровода. К ним относятся: объем транспортируемой нефти  $P$ , вязкость нефти  $\nu$ , эквивалентный диаметр нефтепровода  $d$ , и КПД нефтепровода  $\eta$ . Данные факторы включаются в качестве независимых переменных в расчетно-статистические модели режимов электропотребления участка нефтепровода [8], [40], [140]–[142]. Кроме того, такие факторы, как эквивалентный диаметр нефтепровода  $d$ , и его КПД  $\eta$  не могут быть получены с использованием измерительных приборов, а определяются аналитически с использованием выражений (2.1)–(2.16). Оценка ПЭ от проведения энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти проводится с применением расчетно-статистических моделей режимов электропотребления. Аналитические зависимости при этом используются для определения степени воздействия по выявленному потенциалу энергосбережения на элементы системы нефтепровода. Например, возможна оценка экономии ЭЭ от подбора оптимальных характеристик НА, которая может быть достигнута тремя способами: обрезка рабочих колес, замена роторов, применение частотного электропривода [40]. Каждый из приведенных методов имеет свои ограничения. Оценка величины обточки рабочего колеса, выбор сменного ротора, величина снижения частоты вращения двигателя возможны лишь на основе аналитических зависимостей.

## 2.2. Предприятия транспорта нефти как объекты исследования с позиций системного анализа

Для улучшения управления ЭЭФ ПП необходима разработка более совершенных моделей электропотребления и на их основе методов оценки достигнутой экономии ЭЭ, способов прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ, методов оценки ЦП. Решение каждой из перечисленных задач сопряжено со значительными трудностями, поскольку использование жестко детерминированных формул для описания режимов электропотребления всей технологической системы затруднено вследствие наличия в ней случайных процессов. Существующие в настоящее время методики [57], [59] нормирования расхода ЭЭ не учитывают данное обстоятельство, а методики по оценке экономии ЭЭ характеризуются узкой направленностью и затрагивают лишь режимы работы единичных потребителей ЭЭ, а не всей технологической системы в целом [7]. При решении указанных проблем для ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией предлагается использование системного подхода.

Предметом изучения системного анализа является *система*, под которой понимают множество связанных друг с другом элементов некоторого вполне определенного множества (некоторых определенных множеств), образующих целостный объект, при условии задания для этих объектов и отношений между ними некоторой цели и некоторых ресурсов для достижения этой цели [73], [143]–[146]. Те части системы, которые при ее описании возможно представить как неделимые, называют *элементами системы*. Части системы, состоящие более чем из одного элемента, называют *подсистемами*. Целью рассмотрения системы является решение задач анализа, управления и проектирования.

Промышленный потребитель как объект управления ЭЭФ может быть описан с позиций системного анализа и представлен в виде нескольких подсистем: технологической, конечной продукции, учета энергетических и технологических параметров. *Подсистема учета энергетических и технологических параметров* определяет способ построения математической модели режимов электропотребления ПП, а *технологическая подсистема* и *подсистема конечной продукции* определяют ее вид. На сегодняшний день для большинства ПП месячная информация остается основой для решения задач прогнозирования и нормирования расхода ТЭР из-за отсутствия систем учета

высокого уровня. Появление у потребителей современных автоматизированных комплексов по учету энергетических и технологических параметров позволяет в качестве базовой статистики использовать точную информацию и тем самым увеличить выборку статистического материала и, как следствие, повысить адекватность полученной модели.

Для большинства ПП технологическая подсистема может быть представлена подсистемами более низкого уровня: *сырьевые ресурсы, технологическое оборудование*. Поскольку качественные и количественные показатели технологического оборудования относительно стабильны на сравнительно небольших отрезках времени (год-два), используемое сырье также обладает относительно устойчивыми характеристиками, и модель для прогнозирования, нормирования электропотребления для таких ПП будет представлять собой зависимость электропотребления только от объемов выпускаемой продукции, то есть взаимосвязь между энергетикой и технологией будет носить простой характер.

С точки зрения решения задач управления ЭЭФ к ПП с простой взаимосвязью между энергетикой и технологией предложено отнести систему, режимы электропотребления которой описываются через подсистему конечной продукции, влияние же других подсистем на режимы электропотребления ПП пренебрежимо мало.

К ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией предложено отнести систему, состоящую из нескольких подсистем, тесно связанных между собой и оказывающих значительное влияние на режимы электропотребления системы в целом.

Подходы к моделированию и управлению ЭЭФ ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией рассматриваются в монографии на примере предприятий трубопроводного транспорта нефти. Функционирование такой системы определяется характером взаимосвязей между ее подсистемами, а также внешними и внутренними «возмущающими» воздействиями. Такая технологическая система, как объект управления, не является простой суммой входящих в него структур, а имеет свои индивидуальные свойства и закономерности развития, отличные от закономерностей функционирования отдельных подсистем и элементов, входящих в систему [73], [88], [144]. Учет указанных особенностей возможен посредством разработки расчетно-статистических моделей, описывающих режим потребления ЭЭ и создания на их основе системы прогнозирования, нормирования.

оценки экономии ЭЭ, оценки показателей энергетической эффективности, что, в конечном итоге, позволит повысить энергоэффективность управления потреблением ЭЭ.

Режим потребления ЭЭ будут определять все подсистемы в случае их значимой активности [8]. Под *активностью подсистемы* предложено понимать такое изменение состояния данной подсистемы, которое может быть оценено количественной характеристикой (или группой характеристик). Под *значимой активностью подсистемы* предложено понимать существенное влияние количественной характеристики подсистемы на режим электропотребления. Значимость активности подсистемы определяется целью создания модели режимов электропотребления. При создании модели режимов электропотребления ПП с простой взаимосвязью между энергетикой и технологией для целей нормирования расхода ЭЭ целесообразно ограничиться учетом в модели характеристики подсистемы конечной продукции. Для целей же выявления ПЭ за счет изменения технологического процесса в рассматриваемую модель необходимо включить характеристику технологической подсистемы, а активность самой технологической системы следует признать значимой. На активность определенной подсистемы влияют как взаимодействие подсистем, так и внешние воздействия. В современных условиях функционирования ПП ключевую роль в дестабилизации состояния подсистемы конечной продукции играет внешняя система (конъюнктура рынка). Таким образом, базовой моделью при описании режимов потребления ЭЭ является многофакторная расчетно-статистическая модель режимов электропотребления, где каждый фактор является характеристикой подсистемы или группы подсистем. При построении модели определяется степень влияния факторов на режим электропотребления с учетом цели создания модели (определяется наличие активности подсистем), а также оценивается возможность воздействия на данные факторы.

Для предприятий трубопроводного транспорта нефти технологическая система может быть представлена четырьмя подсистемами (рис. 2.7), оказывающими влияние друг на друга и формирующими режим электропотребления всей технологической системы в целом [8]: нефтеперекачивающие станции с установленными НА, линейные сооружения (трубопроводная часть), резервуарные парки, транспортируемая нефть.

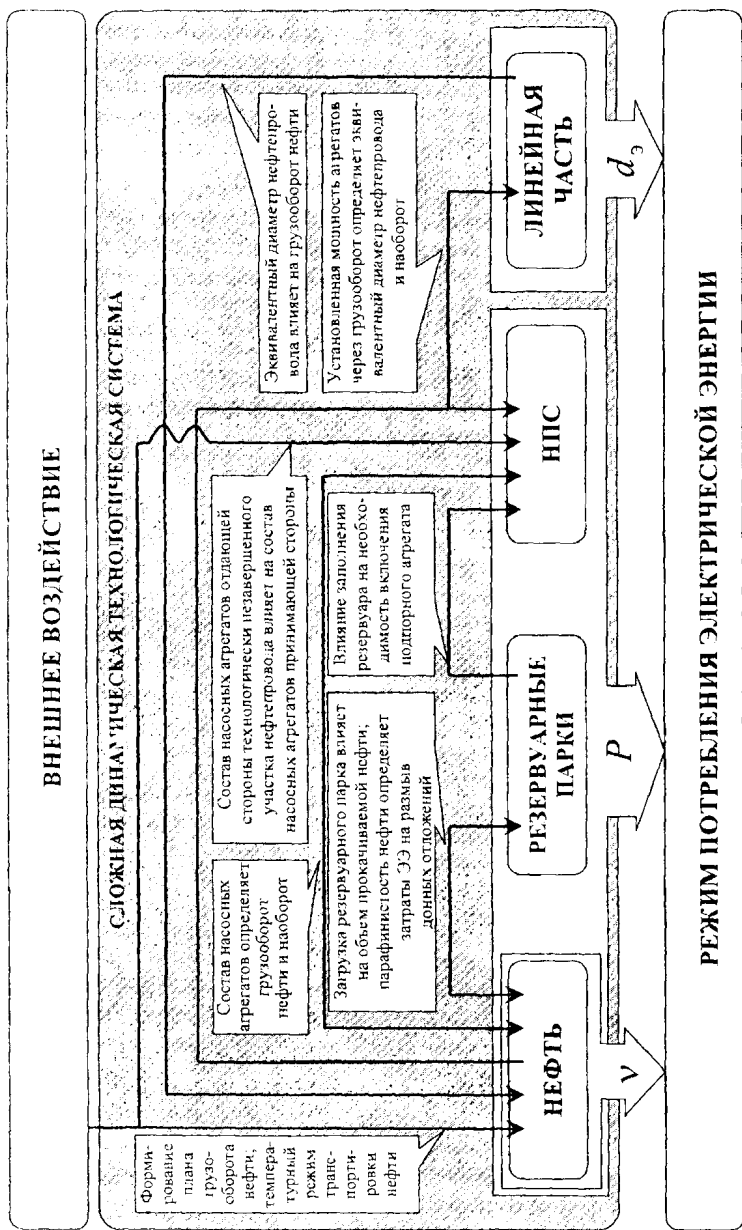


Рис. 2.7. Взаимодействие подсистем, формирующих режим электропотребления сложной динамической технологической системы нефтепровода

В качестве факторов, дестабилизирующих состояние нефтепровода, выступают внешнее и внутреннее возмущающие воздействия. К *внешним воздействиям* относятся: формирование плана грузооборота нефти под влиянием конъюнктуры рынка; формирование температурного режима транспортировки нефти под влиянием температуры окружающей среды; формирование состава НА принимающей стороны вследствие изменения состава НА отдающей стороны технологически незавершенного участка нефтепровода. К *внутренним воздействиям* относятся изменения подсистем технологического оборудования: резервуарные парки, НПС, линейная часть. Изменения данных подсистем могут являться результатом отклика системы нефтепровода на внешнее возмущающее воздействие (формирование состава НА под заданный грузооборот нефти) либо самостоятельно влиять на состояние системы нефтепровода: загрузка резервуарного парка влияет на объем перекачиваемой нефти, парафинистость нефти определяет затраты ЭЭ на размыв донных отложений резервуарных парков, включение подпорного НА при снижении уровня нефти в резервуаре с целью исключения явления кавитации, влияние эквивалентного диаметра нефтепровода на грузооборот нефти, взаимное влияние установленной мощности НА и эквивалентного диаметра нефтепровода через грузооборот нефти (табл. 2.3).

Таблица 2.3

**Ограничения, накладываемые на режимы транспортировки нефти подсистемами системы нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба»**

Подсистема/ система	Грузооборот, тыс. т·км/сут	Примечание
Линейная часть	49096	Максимальное значение суточного грузооборота нефти. Определяется давлением нефти в начале и конце линейной части нефтепровода, поддерживаемого с целью недопущения разрыва нефтепровода и кавитации в НА
НПС	24097 ÷ 38980	Диапазон суточного грузооборота нефти, определяемого по напорной характеристике эксплуатируемых НА, исходя из соображений поддержания высоких значений КПД НА



Окончание табл. 2.3

Подсистема/ система	Грузооборот, тыс. т·км/сут	Примечание
Система нефтепровода	24140 ± 45008	Фактический диапазон суточного грузооборота нефти. Превышение верхней границы ограничения, накладываемой подсистемой НПС показывает, что нефтепровод высоко загружен

Для описания режимов электропотребления участков нефтепровода необходимо использовать многофакторную модель, учитывающую объемы транспортируемой нефти (а значит, косвенно, мощность включенных НА), физико-химические свойства нефти (через вязкость или температуру нефти), состояние линейной части нефтепровода посредством эквивалентного диаметра нефтепровода. Основными факторами, формирующими режим потребления ТЭР, на которые можно воздействовать в результате проведения технологических мероприятий, являются: эквивалентный диаметр нефтепровода ( $d_3$ ), вязкость нефти ( $\nu$ ) и состав работающих НА с учетом их характеристик. Основным фактором, формирующим режим электропотребления и включающим целенаправленное воздействие в интересах энергосбережения, является грузооборот нефти по участку нефтепровода ( $P$ ).

Между вязкостью нефти и ее температурой существует целый ряд эмпирических зависимостей (формула Вальтера, формула Рейнольдса-Филонова, формула Фогеля-Фульчера-Таммана, формула Панченкова, формула Фролова), вследствие чего в математическую модель режимов электропотребления может включаться либо вязкость нефти, либо эквивалентная ее температура.

Учет в модели значимой активности подсистемы «нефть» (а следовательно, и подсистемы «НПС», поскольку грузооборот нефти косвенно определяет мощность включенных НА) ведется через грузооборот нефти  $P$  и ее вязкость  $\nu$  (температуру  $t$ ). Учет в модели подсистемы «линейная часть» необходимо вести через эквивалентный диаметр нефтепровода  $d_3$  в случае ее значимой активности (строительство лупингов – обводных участков, вывод в ремонт участков нефтепровода). Подсистема «резервуарные парки» не обладает значимой активностью, поскольку расход ЭЭ на размыв донных отложений незначителен. Однако загруженность резервуарных парков влияет

на объемы транспортируемой нефти. Таким образом, режим электропотребления будут определять все подсистемы системы нефтепровода.

Математическая модель режимов потребления ЭЭ может быть представлена в виде некоторой регрессионной зависимости  $W = f(P, v, d_s)$ , где каждый фактор является интегральной характеристикой подсистемы [8]. Вид данной зависимости определяется взаимным влиянием факторов, формирующих режим потребления ЭЭ, и целью создания модели (нормирование, прогнозирование, энергетическое обследование, расчет ЦП). Количество факторов, включенных в модель, может варьироваться в зависимости от цели построения модели и значимой активности соответствующих подсистем. Для целей нормирования, прогнозирования, энергетического обследования модель целесообразно представить в линейном аддитивном виде как наиболее простую в построении, использовании и интерпретации. В табл. 2.4 произведены результаты проверки взаимосвязей характеристик подсистем системы нефтепровода с помощью эмпирического коэффициента корреляции [147], [148]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (2.17)$$

где  $x_i, y_i$  – значения характеристик подсистем в  $i$ -й интервал времени;  $\bar{x}, \bar{y}$  – средние значения характеристик подсистем по объему выборки;  $n$  – объем выборки.

Поскольку между  $v$  и  $d_s$  отсутствует физическая взаимосвязь, то производилась оценка взаимосвязи между объемом транспортируемой нефти и ее вязкостью  $r_{pv}$ , а также взаимосвязь между объемом транспортируемой нефти и эквивалентным диаметром нефтепровода. Значения  $r_{pv}$  и  $r_{pd}$ , близкие к нулю, свидетельствуют об отсутствии взаимосвязи между характеристиками этих подсистем (табл. 2.4). Это дает основание разрабатывать модель режимов электропотребления участка нефтепровода в виде аддитивного уравнения регрессии.

Таблица 2.4

Эмпирические коэффициенты корреляции характеристик подсистем участка нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба»

$r_{Pv}$	$r_{Pd}$
0,086	-0,038

Модель, разрабатываемая для энергетического обследования ПП, должна включать в себя факторы, допускающие целенаправленное воздействие с целью энергосбережения. В современных условиях функционирования предприятий транспорта нефти ключевую роль в дестабилизации состояния технологической системы играет внешняя система (поставщики нефти из России). Суточные объемы транспортируемой нефти подвержены значительным изменениям, что определяется конъюнктурой рынка. Таким образом, подсистема «нефть» всегда обладает значимой активностью и включение в модель режимов электропотребления такого фактора, как грузооборот нефти  $P$ , обязательно. При расчете ЦП предприятий трубопроводного транспорта нефти важно выявить характер нелинейности взаимосвязи между  $W$  и  $P$ .

### 2.3. Информационное обеспечение промышленных потребителей со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией как объектов моделирования режимов электропотребления

Накопление и систематизация исходной информации об объекте управления, собранной с помощью АСУ электропотребления и технологических факторов в виде ИБД позволяет решить комплекс задач управления ЭЭФ. Имеется зарубежный и отечественный опыт создания ИБД ПП [8], [12], [51], [54], [131], [149]–[153]. Реализованный в монографии подход к управлению ЭЭФ ПП основан на построении расчетно-статистических моделей режимов электропотребления. Основу построения моделей режимов электропотребления составляют статистические данные, полученные в результате активного или пассивного эксперимента [85], [137]. Таким образом, уже на этапе формирования исходных данных закладывается качество будущей модели. Выводы, получаемые в результате моделирования, обусловлены полнотой и достоверностью исходных данных. При проведении *активного эксперимента* в технологическую систему ПП вводятся целенаправленные изменения по заранее спланированной программе

[85], [154]. При этом происходит непосредственное наблюдение и регистрация данных, необходимых для построения модели режимов электропотребления. Однако в производственных условиях активный эксперимент имеет ряд существенных ограничений. Для того чтобы изменение режима электропотребления, вызванного целенаправленным изменением технологической системы, не потерялось в общем изменении режима электропотребления, целенаправленное изменение должно иметь значительный, ярко выраженный характер, что связано с опасностью нарушения технологического процесса. Также затруднено длительное проведение активного эксперимента для накопления достаточного для исследования объема данных. Как следствие, предпочтение отдается данным, полученным в результате проведения пассивного эксперимента. При моделировании на основе данных, полученных в результате *пассивного эксперимента*, в качестве исходной информации используются ранее накопленные данные, содержащиеся в первичной учетной и технической документации, в диаграммах самописцев, статистические данные [137]. Эта информация рассматривается как результат ранее поставленных массовых опытов. Данные, полученные в результате пассивного эксперимента, имеют ряд недостатков, поскольку не всегда соответствуют поставленным задачам. Однако эти недостатки компенсируются большим объемом данных, их доступностью и дешевизной.

При формировании ИБД с целью построения расчетно-статистических моделей режимов электропотребления необходимо выполнение требований сопоставимости данных [137]: идентичность степени агрегирования данных, однородность структуры единиц совокупности, единство способов учета показателей во времени, идентичность периодичности учета отдельных переменных во времени, единство принципов и процедур расчета показателей.

Произведем анализ перечисленных условий сопоставимости данных.

*Идентичность степени агрегирования данных.* Трудности в выполнении данного требования в основном возникают при моделировании режимов электропотребления цеха или отдельной технологической установки, поскольку при наличии системы учета ЭЭ низкого уровня расход ЭЭ фиксируется на уровне всего предприятия или цеха. Признаки, характеризующие работу отдельной технологической установки, могут фиксироваться на уровне цеха. При этом для признаков, измеряемых и учитываемых на уровне цеха, правомерным яв-

ляется использование среднецеховых данных для однотипных цехов. Возможно условное распределение агрегированного показателя цехового уровня между технологическими установками пропорционально их мощности и длительности работы.

*Однородность структуры единиц совокупности.* Различия в структуре единиц совокупности возникают по нескольким причинам. Во-первых, в ходе научно-технического прогресса, а также под воздействием рыночных отношений между субъектами хозяйствования возникают межотраслевые связи и отдельные предприятия начинают производить комплекс разнородной продукции. Соответственно и технология производства данной продукции имеет существенные различия. Кроме того, технология производства даже однородной продукции, имеющей схожие потребительские свойства, может иметь существенные особенности, влияющие на режим электропотребления (например, качество исходного сырья). В этой ситуации целесообразно перейти к моделированию объектов более низкого уровня с более сопоставимой структурой, то есть строить модели режимов электропотребления по каждой однородной группе продукции (или по каждому виду продукции), а модель режимов электропотребления более высокого уровня (цеха, предприятия) получать объединением частных моделей. Во-вторых, модернизация технологического процесса приводит к несопоставимости структуры во времени. Так, полная смена технологии выпуска продукции не позволяет одновременно использовать статистические данные по выпуску продукции до и после смены технологического процесса. Однако изменения в технологическом процессе могут быть учтены вводом в модель режимов электропотребления характеристики структуры. Например, транспортировка нефти в пределах календарного года может осуществляться по одному или двум трубопроводам в одном направлении. Таким образом, в качестве характеристики структуры в модель необходимо включить эквивалентный диаметр нефтепровода.

*Единство способов учета показателей во времени.* Согласно данному требованию необходимо стремиться к тому, чтобы все переменные модели были измерены идентично. Однако если это по каким-либо причинам невозможно, то необходимо минимизировать величину ошибки, возникающую из-за различных способов измерения.

*Идентичность периодичности учета отдельных переменных во времени.* Данное требование сопоставимости данных возникает вследствие различной периодичности измерения отдельных перемен-

ных. В зависимости от организации системы учета ЭЭ и технологических факторов, формирующих режимы электропотребления, интервалы замера могут варьироваться от 1 часа до месяца. В целях соблюдения единообразия необходимо ориентироваться на переменные с наибольшей величиной интервала замера.

Использование статистики с малой величиной интервала замера (например, суточная статистика) позволяет улучшить качество моделирования режимов электропотребления у ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией за счет учета большего количества существующих режимов электропотребления. Кроме того, для построения достоверных моделей необходимо как можно больший объем статистической информации [148], [155], [156], что не может быть обеспечено месячной статистикой. Использование месячной статистики целесообразно лишь для ПП с простой взаимосвязью между энергетикой и технологией. Режимы электропотребления данных ПП с достаточной степенью точности можно описать однофакторной моделью зависимости электропотребления от объемов произведенной продукции.

Для предприятий транспорта нефти характерен высокий уровень автоматизации учета ТЭР, что позволяет производить глубокие исследования режимов электропотребления. При организации системы учета на основе счетчиков «Альфа» возможна фиксация профиля электрической нагрузки с интервалом осреднения от 1 до 60 минут. Однако применение данной статистической информации для моделирования режимов электропотребления ограничено из-за большей величины интервала замера технологических факторов, формирующих режим. Так, физико-химические свойства нефти фиксируются ежедневно, а напор нефти на входе и выходе нефтеперекачивающей станции фиксируется с интервалом от 1 до 24 часов.

Поскольку счетчики «Альфа» позволяют автоматизировать контроль суточного расхода ЭЭ, а учет технологических факторов, формирующих режим электропотребления, ведется ежедневно, то в основу создания моделей режимов электропотребления предприятий транспорта нефти должна быть положена суточная статистическая информация.

*Единство принципов и процедур расчета показателей.* Несопоставимость показателей может возникнуть из-за различий в методах расчета признаков, характеризующих работу технологического оборудования как в рамках предприятия за разные промежутки времени, так и в рамках цехов предприятия за одинаковые промежутки времени.

В качестве примера можно привести определение суточного грузооборота нефти по участку нефтепровода, рассчитываемого как произведение количества тонн нефти, перекаченной по нефтепроводу за сутки, на протяженность данного участка нефтепровода. При уточнении протяженности нефтепровода более точными средствами измерения грузооборот нефти до и после уточнения протяженности нефтепровода становится несопоставимым за разные промежутки времени. При суммировании грузооборота нефти по всем участкам нефтепровода возникает несопоставимость показателей за счет того, что грузооборот нефти рассчитывается не по фактической протяженности нефтепровода, а по протяженности нефтепровода, проложенного по территории Республики Беларусь. При наличии различия принципов и процедур расчета показателей последние необходимо приводить в сопоставимый вид.

Для решения задач управления ЭЭФ необходим значительный объем исходных данных, накопленных в ИБД с целью дальнейшей машинной обработки. Методы многомерного статистического анализа при значительных объемах данных не могут быть реализованы методами ручного счета вследствие огромных затрат времени, не сопоставимых с конечным эффектом.

При разработке ИБД возможны два технических решения [150], [157]:

- использование файловых систем (библиотека наборов данных в рамках операционных систем), специализированная разработка информационной организации данных под набор задач и специализированных программ обслуживания;

- применение универсальных систем управления базами данных в рамках операционной системы, логическое проектирование баз данных и организация доступа к ним из различных прикладных программ.

Структурно-логическое проектирование ИБД может быть представлено тремя видами:

1. *Несвязная структура.* Типы записей фиксируют состав и классификацию. Отношения между записями не устанавливаются. Модель структуры  $M = \{S_1, S_2, \dots, S_n\}$  определяет разбиение на базовые множества. Эта структура целесообразна для базы обменных данных, поскольку не содержит лишней служебной информации. Запись может иметь структурированную форму либо не иметь таковой.

Объем поля определяется количеством и длиной перемещаемых в нем данных. Быстрый доступ к типам базисных записей определен

задачами оперативного хранения промежуточных данных в стандартной форме.

2. *Иерархическая структура*, реализуемая направленной цепочной связью типа  $X_i, R_j, Y_k$  между элементами  $x_i \in X_I, y_k \in Y_K$  базисных множеств. Модель структуры  $M = \{X_I, Y_K, R_j\}$  определяет упорядоченность детальных элементов относительно главного.

3. *Взаимосвязанная структура*, образуемая при встречном направлении цепных связей между тремя информационными объектами, два из которых  $X_I, Y_K$  – главные, а средний  $Z$  – детальный в обеих цепях.

При создании ИБД для информационного описания режимов электропотребления участков нефтепровода была использована взаимосвязанная структура в виде отдельных файловых систем. Формирование ИБД исходило из задач управления ЭЭФ в рамках ПП. Задачи управления ЭЭФ являются наиболее емкими в информационном отношении, так как основаны на выполнении комплексного и всестороннего анализа процесса использования и экономии ЭЭ.

Решение задач управления ЭЭФ затрагивает прогнозирование и планирование расхода ЭЭ на год. Поэтому для обеспечения сопоставимости данных необходимым и достаточным является накопление массивов суточных статистических данных за годовой промежуток времени. В то же время в сформированной базе данных хранятся значения режимов электропотребления и технологических параметров транспортировки нефти по белорусским участкам нефтепровода начиная с 1999 г. Начиная с 2004 г. ИБД дополнена системой показателей, обеспечивающих решения задач энергетического обследования [8], [12]. В базу данных включены:  $W$  – значения суточного электропотребления участка нефтепровода, кВт·ч/сут;  $P$  – значения суточных грузооборотов нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км/сут;  $v$  – усредненные суточные значения вязкости нефти,  $m^2/s$ ;  $\rho$  – усредненные суточные значения плотности нефти,  $kg/m^3$ ;  $t$  – усредненные суточные значения температуры нефти, °C;  $h$  – значения полных напоров на всасе и выкиде НПС, а также в пунктах приема нефти, м; составы включенных НА с учетом динамики наружных диаметров рабочих колес; протяженности участков нефтепровода, км; геодезические отметки начала и конца трубопроводов, м; уставки системы автоматического регулирования давления (САР), кПа; пикеты лупингов (табл. 2.5). Таким образом, для решения всех задач управления ЭЭФ предприятий трубопроводного транспорта нефти используется единая ИБД [8].



Таблица 2.5

**Параметры одного из участков нефтепровода  
РУП «Гомельтранснефть Дружба»**

Параметр		Значение	Примечание			
Общая протяженность участка, км		449	-			
Протяженность участка на белорусской территории, км		444	-			
Количество ниток, шт.		3	Ду600, Ду800 Ду700			
Лупинги	ПК480-ПК484, ПК580-590, ПК1016-ПК1037, ПК1625-ПК1637, ПК1790-ПК2004, ПК2182-ПК2263					
Станции	ЛПДС	НПС 1	НПС 2	НПС 3	Граница	Резервуарный парк
Протяженность, км	0	120	233	355	444	449
Высотные отметки, м	158	126	134	147	152	170
Уставки Ду600, кПа	4500/350	4800/350	4800/350	4300/350	-	-
Уставки Ду800, 700, кПа	4500/500	4800/500	4800/500	4300/500	-	-

База данных суточных значений электропотребления, грузооборота, вязкости, плотности и температуры нефти пополняется в автоматическом режиме за счет организации связи с файлами хранения данной информации на серверах предприятий (рис. 2.8). На основании значений полных напоров на всасе и выкиде НПС, плотности, вязкости и грузооборота нефти рассчитываются среднесуточные значения эквивалентного диаметра нефтепровода  $d_e$ .

Транспортировка нефти по трубопроводам осуществляется магистральными насосными агрегатами (МА), каждый из которых в процессе эксплуатации и ремонта приобретает свои отличающиеся индивидуальные характеристики. Поэтому задача выбора энергосберегающего состава НА является актуальной. Для решения данной задачи необходим анализ режимов электропотребления участков нефтепровода при смене составов НА. Помимо МА на головных нефтеперекачивающих станциях (схема транспортировки нефти «из резервуара в насос») работают подпорные насосные агрегаты (ПА), соз-

дающие необходимый подпор перед МА в целях исключения кавитации. Для исключения дросселирования при изменении объемов транспортируемой нефти МА претерпевают изменения путем смены ротора или обрезки наружного диаметра рабочего колеса. Для РУП «Гомельтранснефть Дружба» (рис. 2.9) и НРУПТН «Дружба» выполнена кодировка составов НА. Поскольку в НРУПТН «Дружба» за исследуемый период времени рабочие колеса не претерпевали изменения, то для кодировки составов НА данного предприятия наружные диаметры рабочих колес не учитывались.

	А	В	С	Д	Е
1	Дата	W, кВт·ч/сут	P, тыс.т·км/сут	v, 10 <sup>6</sup> м/с	d <sub>н</sub> , м
2	02.01.2004	915310	60306,3	15,51	1,059
3	03.01.2004	935360	61133,8	15,51	1,052
4	04.01.2004	931890	61167,0	15,51	1,050
5	05.01.2004	935510	61108,1	15,51	1,054
6	06.01.2004	934200	61138,2	15,51	1,054
7	07.01.2004	910760	60215,9	15,51	1,043
8	08.01.2004	876750	56993,2	15,51	1,052
9	09.01.2004	910290	60093,0	15,51	1,058
10	10.01.2004	943740	61222,6	15,51	1,052
11	11.01.2004	920180	60913,3	15,60	1,050
12	12.01.2004	933620	60924,0	15,60	1,051
13	13.01.2004	930430	60773,4	15,60	1,046

Рис. 2.8. Фрагмент информационной базы данных одного из белорусских участков нефтепровода «Дружба»

Дата	КОД
02.01.2004	00000[441]0[0000]475]1[450]1[450]-0000/101[475]1[450]-0/0[443]1[450]0[475]1-0/1[443]1[450]0[475]0
03.01.2004	00000[441]0[0000]475]1[450]1[450]-0000/101[475]1[450]-0/0[443]1[450]0[475]1-0/1[443]1[450]0[475]0
04.01.2004	00000[441]0[0000]475]1[450]1[450]-0000/101[475]1[450]-0/0[443]1[450]0[475]1-0/1[443]1[450]0[475]0
29.12.2004	00000[441]0[000]1[450]0[475]0[450]-0000/010[450]0[450]-0/0[450]0[450]1-0/0[450]0[450]1[475]0
29.04.2004	00060[441]0[000]1[450]1[450]0[450]-0000/000[475]1[450]-0/0[443]0[450]1[475]1-0/0[443]0[450]0[475]1
27.03.2004	00000[441]1[0000]450]1[450]1[450]-0000/011[475]1[450]-0/0[443]1[450]1[475]1-0/0[443]1[450]0[475]1
28.03.2004	00000[441]1[0000]450]1[450]1[450]-0000/011[475]1[450]-0/0[443]1[450]1[475]1-0/0[443]1[450]0[475]1
29.03.2004	00000[441]1[0000]450]1[450]1[450]-0000/011[475]1[450]-0/0[443]1[450]1[475]1-0/0[443]1[450]0[475]1

Рис. 2.9. Фрагмент базы данных по составам насосных агрегатов участка нефтепровода «Мозырь – Адамова Застава» с учетом изменения размеров рабочих колес

Пример кодировки составов НА для РУП «Гомельтранснефть Дружба»:

$$\begin{array}{cccccc} \overbrace{\text{ППММММ}} & / & \overbrace{\text{ППММММ}} & - & \overbrace{\text{ММММ}} & / & \overbrace{\text{ММММ}} & - & \overbrace{\text{ММММ}} & / & \overbrace{\text{ММММ}} & - \\ \text{ЛПДС "Мозырь"} & & \text{ЛПДС "Мозырь"} & & \text{НПС "Туров"} & & \text{НПС "Туров"} & & \text{НПС "Пинск"} & & \text{НПС "Пинск"} & \\ \text{II очередь} & & \text{IV очередь} & & \text{I очередь} & & \text{II очередь} & & \text{I очередь} & & \text{II очередь} & \end{array}$$

$$\begin{array}{cc} \overbrace{\text{ММММ}} & / & \overbrace{\text{ММММ}} & , \\ \text{НПС "Кобрин"} & & \text{НПС "Кобрин"} & \\ \text{I очередь} & & \text{II очередь} & \end{array}$$

где П – подпорный агрегат; М – магистральный агрегат; 0 – агрегат выключен; 1 – агрегат включен; в квадратных скобках указывается размер рабочего колеса в мм для НА указанного перед скобками.

#### 2.4. Разработка математической модели режимов электропотребления промышленных потребителей

При разработке математической модели режимов электропотребления ПП моделируемую систему рассматриваем как преобразователь входной информации в выходную, а всю совокупность параметров, определяющих текущее состояние технологической системы, разбиваем на 3 группы [85]:

1) группа  $F = f_1, \dots, f_k$ ; к данной группе относятся входные параметры, характеризующие качество и количество выпускаемой продукции, а также управляемые параметры, при помощи которых персонал поддерживает требуемый технологический режим работы;

2) группа  $Y = y_1, \dots, y_s$  – выходные параметры, характеризующие энергетические показатели процесса (абсолютные и удельные расходы ЭЭ);

3) группа  $Z = z_1, \dots, z_m$ , которую образуют неконтролируемые параметры; они характеризуют действие возмущающих факторов, таких как износ оборудования, изменения параметров окружающей среды и т. п.

Для параметров, определяющих текущее состояние технологической системы ПП, можно принять следующие допущения [85]:

– изменение каждого контролируемого параметра группы  $F$  представляет собой нормально распределенный случайный стационарный процесс, обладающий свойством эргодичности;

– каждый параметр группы  $Z$  характеризует случайно и независимо действующий фактор, среди которых нет доминирующих;

– все параметры группы  $Z$  не коррелированы с контролируемыми параметрами, их изменения представляют стационарный случайный процесс с нулевым математическим ожиданием.

Следует отметить, что регрессионный анализ, позволяющий определить влияние каждого фактора на величину электропотребления и оценить степень этого влияния различными статистическими критериями, не требует обязательного нормального распределения исходных данных, так как возможная ошибка оказывается небольшой и ею удастся пренебречь [85].

Статистическое математическое описание определяет связь между соответствующими мгновенными значениями входных и выходных параметров. В общем виде эту связь для сложной системы можно записать в виде:

$$y = \Psi[f_1, \dots, f_k, z_1, \dots, z_m]. \quad (2.18)$$

Поскольку, согласно допущениям, каждый параметр  $z_1, \dots, z_m$  характеризует случайно и независимо действующий фактор, не коррелированный с входными переменными, то каждое уравнение совокупности (2.18) можно привести к виду:

$$y = \Psi[f_1, \dots, f_k] + \Phi[z_1, \dots, z_m] = \Psi[f_1, \dots, f_k] + \varepsilon, \quad (2.19)$$

где  $\varepsilon$  – стохастическая составляющая, заменяющая действие всех неконтролируемых параметров  $\Phi[z_1, \dots, z_m]$ .

Поскольку стохастическая составляющая вызывается множеством случайно и независимо действующих факторов  $Z$ , то можно считать, что  $\varepsilon(t)$  является случайным процессом с нулевым математическим ожиданием и законом распределения, близким к нормальному.

Проявление стохастических связей подвержено действию закона больших чисел: лишь в достаточно большом числе единиц индивидуальные особенности сглаживаются, случайности взаимопогашаются, и зависимость, если она имеет существенную силу, проявляется достаточно отчетливо [85]:

$$\mu_y = \Psi(f_1, \dots, f_k), \quad (2.20)$$

где  $\mu_y$  – математическое ожидание выходного параметра  $y$ .

Принимая линейную связь между параметрами, статистическое математическое описание режима электропотребления как выходного параметра технологической системы ПП можно представить в виде:

$$W_i = \beta_0 + \beta_1 f_{1i} + \beta_2 f_{2i} + \dots + \beta_k f_{ki} + \varepsilon_i, \quad i = \overline{1, n}, \quad (2.21)$$

где  $W_i$  – расчётное значение зависимой переменной;  $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$  – коэффициенты регрессии;  $f_{1i}, f_{2i}, \dots, f_{ki}$  – значения независимых переменных;  $\varepsilon_i$  – стохастическая составляющая зависимой переменной, возникшая в результате воздействия неконтролируемых или неучтенных факторов, а также измерений независимых переменных, неизбежно сопровождающихся некоторыми случайными ошибками.

Поиск коэффициентов регрессии удобно вести в матричной форме [158], [159]. Пусть  $n$  раз измерены значения  $k$  независимых переменных  $f_1, f_2, \dots, f_k$  и соответствующие им значения зависимой переменной  $W$ , тогда уравнение (2.21) запишется в виде:

$$\Theta = B \cdot F + E, \quad (2.22)$$

где  $\Theta = (W_1, W_2, \dots, W_n)^T$  – вектор значений зависимой переменной;  $B = (\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k)^T$  – вектор искомых коэффициентов регрессии;  $E = (\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n)^T$  – вектор случайных отклонений;  $F$  – матрица значений независимых переменных размером  $n \times (k + 1)$ :

$$F = \begin{bmatrix} f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1k} & 1 \\ f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2k} & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ f_{n1} & f_{n2} & \dots & f_{nk} & 1 \end{bmatrix}.$$

Оценка  $\hat{W}$  для вектора  $B$  ведется так, чтобы разность квадратов между вектором  $\Theta$  зависимых переменных и вектором оценок  $\hat{\Theta} = \hat{B} \cdot F$  была минимальной:

$$\|\Theta - \hat{B} \cdot F\|^2 \rightarrow \min \text{ по } \hat{B}.$$

Решением является оценка (если ранг матрицы  $F$  равен  $k + 1$ ):

$$\hat{B} = (F^T \cdot F)^{-1} F^T \cdot \Theta. \quad (2.23)$$

Одним из показателей адекватности модели служит коэффициент детерминации  $R^2$ , который показывает долю дисперсии, учитываемой данной моделью в общей дисперсии независимой переменной:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (W - \hat{W})^2}{\sum (W - \bar{W})^2}, \quad (2.24)$$

где  $\hat{W}$  – оценка параметра  $W$ ;  $\bar{W}$  – среднееарифметическое значение параметра  $W$ .

Несмотря на то что коэффициент детерминации  $R^2$  возрастает с ростом числа факторов  $k$  и объемом выборки  $n$ , это не означает улучшения адекватности модели. Поэтому для сравнения моделей вводится скорректированный (*adjusted*) коэффициент детерминации. Его использование более корректно для сравнения регрессий при изменении числа переменных (регрессоров) и количества их измерений [159]:

$$R_{adj}^2 = 1 - (1 - R^2) \frac{n-1}{n-k-1}. \quad (2.25)$$

В [160] предлагается прекратить ввод независимых переменных, когда остаточная дисперсия относительно возмущающей переменной начнет увеличиваться, либо когда приведенный коэффициент детерминации модели с вводом новых переменных увеличивается незначительно. Наряду с этим в [85] показано, что отбор независимых переменных, произведенный на основе, во-первых, устранения мультиколлинеарности и, во-вторых, сохранения только существенных и линейно независимых  $\beta$ -коэффициентов, не всегда приводит к достаточно точным и надежным моделям. При формальной оценке надежности модели различными статистическими критериями ускользают те реальные причинно-следственные связи между параметрами, которые определяются особенностью исследуемого процесса. Как правило, в прикладных исследованиях для выявления количественной меры влияния важна оценка именно причинных связей. Анализ структуры связей производится на основе теоретических или профессиональных предположений о наличии и направлении связи. Таким образом, количество независимых переменных, введенных в модель, должно быть обоснованным с использованием аналитических зависимостей и соответствовать цели создания модели [73].

Качество построенной модели характеризуется как максимальной относительной погрешностью  $\delta^{\max}$ , так и среднеквадратичным отклонением относительной погрешности  $\sigma$ :

$$\delta^{\max} = \max \left\{ \delta_i = \left| 100 \frac{\varepsilon_i}{W_i} \right| \right\}_{i=1,2,\dots,n}, \% \quad (2.26)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-k-1} \cdot \sum_{i=1}^n (\delta_i - \bar{\delta})^2}, \% \quad (2.27)$$

где  $\bar{\delta}$  – среднеарифметическая относительная погрешность, %.

При проведении регрессионного анализа для ограниченной по объёму совокупности параметры уравнения регрессии могут быть сильно искажены действием случайных факторов. В этих условиях необходимо дополнительная проверка модели на адекватность. При этом производится проверка значимости (существенности) каждого коэффициента регрессии. Значимость коэффициентов линейной регрессии определяют с помощью  $t$ -критерия Стьюдента [158], [159]:

$$t_{\beta_k} = |\beta_k| \sqrt{(n-2) \frac{\sum (f_k - \bar{f}_k)^2}{\sum (W - \bar{W})^2}}, \quad (2.28)$$

где  $\bar{f}_k$  – среднеарифметическое значение фактора  $f_k$ .

Вычисленные по формуле (2.27) значения сравнивают с критическими  $t$ , которые определяют по таблице Стьюдента [136], [157], [158] с учетом принятого уровня надежности  $1 - \alpha$  и объемом выборки.

Уровень надежности  $1 - \alpha$  обычно принимают равным 0,95. Параметр признаётся значимым (существенным) при условии, если  $t_{\text{расч}} > t_{\text{табл}}$ . В таком случае практически невероятно, что найденное значение коэффициента регрессии  $\beta_k$  обусловлено только случайными совпадениями.

Для проверки значимости уравнения регрессии вычисляется статистический критерий Фишера ( $F$ -критерий) [158], [159]:

$$F = \frac{\sum (\hat{W} - \bar{W})^2}{\sum (W - \hat{W})^2} \frac{n-k}{k-1}. \quad (2.29)$$

Рассчитанное значение  $F$ -критерия сравнивается с табличным [137], [158], [159] при  $(k - 1)$ ,  $(n - k)$  степенями свободы и заданном уровне надежности  $1 - \alpha$ . При превышении рассчитанным значением табличного практически невероятно, что все найденные значения коэффициентов регрессии  $B$  обусловлены только случайными совпадениями:

$$F > F_{1-\alpha}(k - 1, n - k). \quad (2.30)$$

На первом этапе построения модели режимов электропотребления ПП целесообразно построение частных уравнений регрессии для каждого фактора, включаемого в модель. Нелинейность частных уравнений регрессии, а тем более наличие разрывов и скачков позволяют предположить структурную неоднородность в изучаемой выборке статистической информации [137]. Линейный вид частных уравнений регрессии дает основания строить модель режимов электропотребления ПП в виде (2.21).

Рассмотрим пример построения модели режимов электропотребления одного из участков нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба». На режим электропотребления участка нефтепровода влияют три основных фактора: грузооборот нефти  $P$ , вязкость нефти  $\nu$ , эквивалентный диаметр нефтепровода  $d_3$ . Для увеличения точности построение модели осуществляется на выделенном интервале грузооборота. Совокупность таких моделей, охватывающих весь рабочий диапазон грузооборота нефти, представляет собой дискретно-непрерывную модель. Следует отметить, что, как правило, достаточная точность моделирования может быть достигнута построением одной линейной модели на всем рабочем интервале грузооборота [45], [161].

Целесообразность построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода в виде линейного аддитивного уравнения регрессии вытекает из анализа рис. 2.10–2.12, из которых видно, что взаимосвязь каждого фактора с  $W$  может быть описана линейной зависимостью. Угол наклона данных прямых не противоречит физическому смыслу влияния соответствующих факторов на режим электропотребления: с ростом параметров грузооборота нефти  $P$  и ее вязкости  $\nu$  возрастает электропотребление  $W$ ; рост эквивалентного диаметра нефтепровода  $d_3$  приводит к снижению расхода ЭЭ  $W$ .



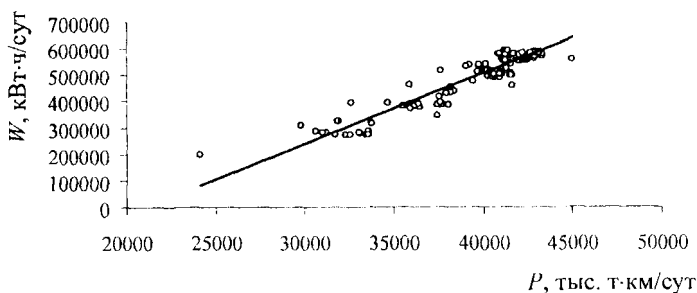


Рис. 2.10. Модель зависимости электропотребления от грузооборота нефти

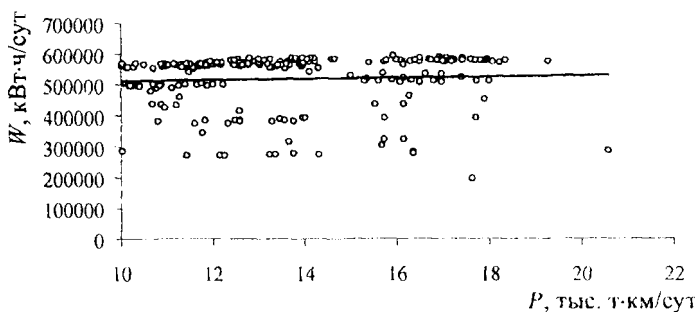


Рис. 2.11. Модель зависимости электропотребления от вязкости нефти

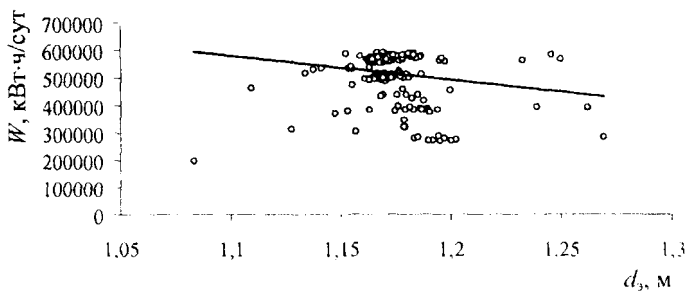


Рис. 2.12. Модель зависимости электропотребления от эквивалентного диаметра нефтепровода

Для предприятий трубопроводного транспорта нефти алгоритм построения модели режимов электропотребления может быть представлен в следующем виде [45]:

1. Формируются суточные временные ряды расхода ЭЭ и факторов, включенных в модель на временном интервале  $t = 1, 2, \dots, n''$ :

$$\{W_t\}_{t=1,2,\dots,n''}, \{P_t\}_{t=1,2,\dots,n''}, \{v_t\}_{t=1,2,\dots,n''}, \{d_{3t}\}_{t=1,2,\dots,n''}.$$

2. Сформированные временные ряды очищаются от календарных эффектов (исключаются сутки, соответствующие первому и последнему числам месяца, из-за несовпадения начала отсчета объемов транспортируемой нефти и расхода ЭЭ в первый день месяца):

$$\{W_t\}_{t=1,2,\dots,n'}, \{P_t\}_{t=1,2,\dots,n'}, \{v_t\}_{t=1,2,\dots,n'}, \{d_{3t}\}_{t=1,2,\dots,n'}.$$

$$n' = n'' - NK,$$

где  $NK$  – количество суток, исключенных из временных рядов.

3. В зависимости от длины временных рядов  $n'$  и цели построения модели выбирается период усреднения  $\tau$  и по выражениям (2.31) рассчитываются сглаженные временные ряды (2.32):

$$\begin{aligned} \overline{W}_t &= \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} W_i, \quad \overline{P}_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} P_i, \\ \overline{v}_t &= \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} v_i, \quad \overline{d}_{3t} = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} d_{3i}; \end{aligned} \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} \{\overline{W}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \{\overline{P}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \{\overline{v}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \{\overline{d}_{3t}\}_{t=1,2,\dots,n}; \\ n = n' - (\tau - 1); t = 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Для задачи нормирования в настоящее время принято разрабатывать среднеквартальные удельные расходы на транспортировку нефти и соответственно  $\tau = 90$  сут; при прогнозировании выбор  $\tau$  зависит от периода прогнозирования (месяц, квартал) и соответственно принимается равным 30 или 90 сут; при оценке экономии ЭЭ от проведения энергосберегающих мероприятий  $\tau = 30$  сут, поскольку в Республике Беларусь сложилась система ежемесячной статистической отчетности по экономии ТЭР; при оценке ЦП  $\tau$  увеличивается от 30 сут (за ян-

варь) до 360 сут (за декабрь), поскольку целевой показатель рассчитывается ежемесячно с нарастающим итогом.

4. Методом наименьших квадратов на выбранном интервале грузооборота строится модель зависимости расхода ЭЭ от сглаженных значений грузооборота и вязкости нефти, эквивалентного диаметра нефтепровода:

$$\hat{W} = \beta_p \cdot P + \beta_v \cdot v + \beta_d \cdot d_3 + \beta_0, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (2.33)$$

где  $\beta_p$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/тыс. т·км;  $P$  – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут;  $\beta_v$  – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(м<sup>2</sup>·сут);  $v$  – вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $\beta_d$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/(м·сут);  $d_3$  – эквивалентный диаметр нефтепровода, м;  $\beta_0$  – свободный член уравнения регрессии, кВт·ч/сут.

5. Рассчитывается регрессионная статистика, позволяющая оценить качество модели; последнее характеризуется как максимальной относительной погрешностью  $\delta^{\max}$ , так и среднеквадратичным отклонением относительной погрешности  $\sigma$ .

6. С использованием  $F$ -критерия и  $t$ -критерия проверяется значимость коэффициентов регрессии [выражения (2.28), (2.29)].

7. Модель (2.33) для целей нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти преобразуется в модель удельного расхода ЭЭ по следующему выражению:

$$W_{уд} = \beta_p + \frac{\beta_v v + \beta_d d_3 + \beta_0}{P}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/тыс. т}\cdot\text{км}. \quad (2.34)$$

Ключевым моментом приведенного алгоритма является сглаживание временных рядов. Проанализируем влияние сглаживания скользящим средним на точность моделирования расхода ЭЭ. Фактическое электропотребление отличается от рассчитанного по модели на величину стохастической составляющей [45]:

$$W_i = \hat{W}_i + \varepsilon_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (2.35)$$

где  $W_i$  – фактическое суточное электропотребление, кВт·ч/сут;  $\hat{W}_i$  – расчетное суточное электропотребление, кВт·ч/сут;  $\varepsilon_i$  – стохастическая составляющая, кВт·ч/сут.

Мерой неопределенности информации в поведении  $\{W\}$  выступают максимальная относительная погрешность  $\delta^{\max}$  и среднее квадратическое отклонение относительной погрешности  $\sigma$  на интервале времени  $t = 1, 2, \dots, n$ . Выражения (2.26), (2.27) показывают, что  $\delta^{\max}$  и  $\sigma$  связаны с  $\varepsilon$  прямопропорциональной зависимостью, следовательно, при снижении  $\varepsilon$  качество модели будет улучшаться.

С использованием выражения (2.35) выделяется стохастическая составляющая  $\varepsilon_t$ . Среднеарифметическое значение  $\bar{\varepsilon}$ , при достаточно большой длине временного ряда  $n$ , приближенно равно ее математическому ожиданию [45], [147], [162], [163]:

$$\bar{\varepsilon} = \sum_{t=1}^n \varepsilon_t \frac{m_t}{n} \approx \mu_\varepsilon = \sum_{t=1}^n \varepsilon_t \cdot p_t = 0, \quad (2.36)$$

где  $m_t$  – частота значения  $\varepsilon_t$ ;  $\mu_\varepsilon$  – математическое ожидание величины  $\varepsilon_t$ ;  $p_t$  – вероятность значения  $\varepsilon_t$ .

Как следует из теоремы Бернулли [45], [147], [162], [163], точность этого равенства будет расти с увеличением выборки:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P\left(\left|\frac{m_t}{n} - p_t\right| < \xi\right) = 1, \quad (2.37)$$

где  $\xi$  – сколь угодно малая величина.

Как следует из ранее сделанных допущений, а также основываясь на оценке фактических данных, математическое ожидание стохастической составляющей близко к нулю ( $\mu_\varepsilon = 0$ ) [45]. Данное важное свойство позволяет уменьшить  $\varepsilon$  методом скользящего среднего (*Moving Average*), и, следовательно, улучшить качество модели [45], [164], [165]:

$$\bar{W}_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{t+\tau-1} W_i = \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{t+\tau-1} \hat{W}_i + \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{t+\tau-1} \varepsilon_i = \tilde{W}_t + \bar{\varepsilon}_t, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (2.38)$$

где  $\bar{W}$  – фактическое среднее электропотребление, кВт·ч/сут;  $\tilde{W}$  – расчетное среднее электропотребление, кВт·ч/сут;  $\bar{\varepsilon}$  – среднее значение стохастической составляющей, кВт·ч/сут.

Из вышеизложенного следует, что с ростом периода усреднения  $\tau$  стохастическая составляющая  $\varepsilon$  снижается и, как следствие, снижаются  $\delta^{\max}$  и  $\sigma$ . На рис. 2.13 представлена типичная динамика  $\delta^{\max}$  и  $\sigma$  при выборе периода усреднения  $\tau$  [45].

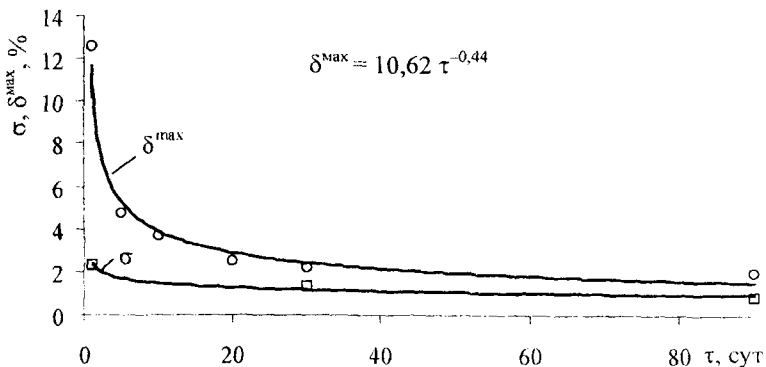


Рис. 2.13. Динамика  $\delta^{\max}$  и  $\sigma$  в функции периода усреднения  $\tau$

Из представленного рис. 2.13 видно, что между мерой неопределенности в поведении  $W$  и периодом усреднения существует убывающая степенная зависимость. Для модели, построенной на несглаженных данных,  $\delta^{\max}$  равно 12,6 %, что лежит за пределами точности, допускаемыми техническими расчетами. В пересчете на абсолютное значение расхода ЭЭ мера неопределенности может достигать 110 МВт·ч/сут. Следовательно, использование такой модели неприемлемо. Лучшее качество модели достигается при квартальном периоде усреднения ( $\tau = 90$ )  $\delta^{\max} = 1,91$  %. Дальнейшее же увеличение  $\tau$  возможно только на достаточно больших выборках, поскольку уменьшение размера выборки в результате ее сглаживания ведет к уменьшению значимости модели [45].

## **2.5. Анализ структурной неоднородности показателей режимов электропотребления предприятий транспорта нефти с использованием теории распознавания образов**

Одной из особенностей промышленной энергетики является неравномерность потребления электроэнергии, которая наглядно просматривается на суточном ГЭН ПП. Нагрузка энергосистемы в целом определяется ГЭН отдельных потребителей, которые зависят от времени суток и характеризуются возрастанием в утренние и вечерние часы, а также глубоким провалом в ночной период. Такой неравномерный ГЭН невыгоден энергосистеме. Поэтому принимаются различные технические и экономические меры для снижения затрат на покрытие переменной части ГЭН энергосистемы. Одним из действенных способов решения этой проблемы является введение многоставочных тарифов на пользование электроэнергией, что стимулирует потребителей регулировать свою нагрузку в течение суток.

Одна из целей управления электропотреблением состоит в выравнивании суточных ГЭН энергосистемы путем регулирования мощности ПП. К факторам, обеспечивающим снижение нагрузки предприятия, относятся: организационные, электрические и технологические. К организационному фактору относится регулирование распорядка рабочего дня. Электрическим фактором является регулирование напряжения в системе электроснабжения предприятия и компенсация реактивной мощности. Регулирующая способность предприятия определяется особенностями технологического процесса, а также сезонным фактором.

Для объективной оценки возможности регулирования нагрузки любых технологических объектов необходимо выполнить анализ ГЭН с использованием математического аппарата кластерного анализа.

*Кластерный анализ* представляет собой методологию проведения классификации неоднородных статистических данных с целью формирования однородных подмножеств, так, чтобы объекты внутри групп были похожи друг на друга, а объекты из разных групп – нет [160]. Следует отметить, что кластерный анализ широко используется в энергосистемах Франции для решения задач классификации нагрузок потребителей и прогнозирования их на перспективу.

Применительно к задаче классификации ГЭН производится разбиение качественно однородной совокупности графиков нагрузок на группы, объединяющие дни с близкими графиками как по профилю, так и по фактическому значению получасовой нагрузки.

Качество кластеризации определяется внутриклассовым коэффициентом вариации. Анализ динамики изменения коэффициента вариации для самого емкого по продолжительности класса одного из предприятий показал, что для решения задач управления вполне достаточно 10 классов.

Алгоритм, позволяющий классифицировать суточные ГЭН с одинаковым профилем за любой выбранный промежуток времени, может быть представлен в следующем виде [16]:

1. Пусть  $Z = \{\bar{\Gamma}_1, \dots, \bar{\Gamma}_2, \bar{\Gamma}_j, \dots, \bar{\Gamma}_n\}$  – выбранное множество суточных ГЭН. Профиль каждого графика формируют усредненные за время  $T = 24/m$  значения мощностей нагрузки  $S^{i=1\dots m}$ .

2. Каждый график  $\bar{\Gamma}_j$  рассматривается как отдельный кластер, мощности которого нормируются относительно средней, либо максимальной:

$$S'_{\Gamma_j} = S'_{\Gamma_j} / S^{\text{cp}(\text{max})}, \quad (2.39)$$

где  $S'_{\Gamma_j}$  – значение мощности нагрузки  $j$ -го кластера за  $i$ -й временной интервал;  $S^{\text{cp}(\text{max})}$  – значение средней (максимальной) мощности нагрузки в множестве  $Z$ .

3. Рассчитывается матрица взвешенных евклидовых расстояний  $R^{\text{H}} = \{R^{\text{H}}_{\Gamma_k \Gamma_f}\}$  размером  $n \times n$  между нормированными графиками:

$$R^{\text{H}}_{\Gamma_k \Gamma_f} = \sqrt{\sum_{i=1}^m \omega_i (\bar{S}^i_{\Gamma_k} - \bar{S}^i_{\Gamma_f})^2}; \quad k = 1 \dots n; \quad f = 1 \dots n, \quad (2.40)$$

где  $\omega_i$  – вес  $i$ -го временного интервала графика нагрузки,  $\omega_i = [0 \dots 1]$ ;  $\bar{S}^i_{\Gamma_k}$ ,  $\bar{S}^i_{\Gamma_f}$  – среднее значение нормированной мощности нагрузки  $k$ -го и  $f$ -го кластера за  $i$ -й временной интервал:

$$\bar{S}_{\Gamma_k^n}^i = \sum_{r=1}^l S_{\Gamma_k^n}^{i,r}, \quad (2.41)$$

где  $l$  – количество ГЭН  $k$ -го кластера;  $S_{\Gamma_k^n}^{i,r}$  – нормированное значение мощности нагрузки за  $i$ -й временной интервал  $r$ -го ГЭН в  $k$ -м кластере. При единичной емкости ( $l = 1$ ) кластера  $\bar{S}_{\Gamma_k^n}^i = S_{\Gamma_k^n}^i$ .

4. Кластеры  $\bar{\Gamma}_k^n$  и  $\bar{\Gamma}_f^n$  с минимальным расстоянием ( $k \neq f$ ) объединяются в новый кластер  $\bar{\Gamma}_k^n \cup \bar{\Gamma}_f^n$ . Новое множество кластеров, состоящее уже из  $(n-1)$  графиков:  $\{\bar{\Gamma}_1^n, \bar{\Gamma}_2^n, \dots, \bar{\Gamma}_k^n \cup \bar{\Gamma}_f^n, \dots, \bar{\Gamma}_{n-1}^n\}$ . Соответственно происходит преобразование матрицы расстояний (из нее исключаются расстояния до каждого из объединившихся графиков и добавляются расстояния между вновь полученными кластерами и всеми остальными).

5. Выполнение пункта 4 продолжается до тех пор, пока не будет сформировано заданное количество кластеров либо функционал качества нового кластера не превысит заданное значение  $F_{\text{зад}}$ :

$$F^r = \sqrt{\sum_{r=1}^l \sum_{l=1}^m \omega_l (S_{\Gamma_j}^{l,r} - \bar{S}_{\Gamma_j}^l)^2} \leq F_{\text{зад}}.$$

Графическая интерпретация процесса кластеризации представлена на рис. 2.14.




Рис. 2.14. Дендрограмма кластеризации



Представленный способ моделирования суточных ГЭН ПП позволяет получать следующие практические результаты:

- формировать типовые модели суточных ГЭН для любой выбранной группы технического учета предприятия, объединения, энергосистемы;
- определять базисные значения суточного электропотребления за любой выбранный промежуток времени;
- оценивать резерв безущербного маневрирования электропотреблением, используя рабочую часть структурной модели группировки значений суточного электропотребления;
- сжимать массивы статистической информации, хранящиеся в базе данных систем учета, в десятки раз, что делает ее более наглядной и удобной для анализа.

# **ГЛАВА 3**



**ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ  
ОБСЛЕДОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ  
НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ  
МОДЕЛЕЙ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ**

### 3.1. Оценка энергетической эффективности мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти

Основу методики оценки экономии ЭЭ в технологическом процессе транспортировки нефти составляет математическая модель режима электропотребления участка нефтепровода вида (2.33) [8], [10], [12], [40], [140]–[142], [166]–[170]. Факторы, включенные в модель ( $P, v, d_s$ ), с одной стороны, являются базовыми характеристиками подсистем, определяющих технологическую систему в целом. С другой стороны, к воздействию на указанные факторы можно свести значительную часть мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти, а именно: мероприятия, воздействующие на эквивалентный диаметр нефтепровода, и мероприятия, воздействующие на вязкость транспортируемой нефти (рис. 3.1).



Рис. 3.1. Перечень энергоэффективных мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти

Экономии ЭЭ при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти предложено оценивать изменением среднесуточного расхода ЭЭ [40], [141]:

$$\Delta W = \frac{\Pi_i}{100} W_{\text{баз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (3.1)$$

где  $\Pi_i$  – процентное изменение расхода ЭЭ в результате проведенного энергосберегающего мероприятия, %;  $W_{\text{баз}}$  – базисное электропотребление до проведения энергосберегающего мероприятия, кВт·ч/сут.

Величина  $\Pi_i$  характеризует процентное изменение расхода ЭЭ или удельного расхода электроэнергии от изменения фактора  $f_i$  [40], [141]:

$$\Pi_i = e_i \left( 1 - \frac{f'_i}{f_{\text{баз},i}} \right) 100, \% \quad (3.2)$$

где  $e_i$  – коэффициент эластичности расхода ЭЭ по фактору  $f_i$ , о. е.;  $f'_i$  – измененное значение фактора  $f_i$  в результате проведенного мероприятия, ед. изм.;  $f_{\text{баз},i}$  – базисное значение фактора  $f_i$  (до проведения мероприятия), ед. изм.

Коэффициент эластичности представляет собой отношение темпов роста зависимой переменной ( $W$ ) к темпам роста независимой переменной ( $f_i$ ) и позволяет судить, на сколько процентов изменится зависимая переменная при изменении независимой переменной на 1 % [40], [141], [171]–[173]:

$$e_{f_i} = \frac{\Delta W / W_{\text{баз}}}{\Delta f_i / f_{\text{баз},i}} = \frac{\beta_i \cdot f_{\text{баз},i}}{\beta_0 + \beta_1 \cdot f_{\text{баз},1} + \dots + \beta_k \cdot f_{\text{баз},k}}, \text{ о. е.}, \quad (3.3)$$

где  $\Delta W$  – изменение расхода электроэнергии за счет изменения исследуемого  $i$ -го фактора, кВт·ч/сут;  $W_{\text{баз}}$  – базисное (текущее) значение расхода электроэнергии, кВт·ч/сут;  $\Delta f_i$  – изменение исследуемого фактора при проведении энергосберегающего мероприятия, ед. изм.;  $f_{\text{баз},i}$  – базисное (текущее) значение исследуемого фактора, ед. изм.;  $\beta_1, \dots, \beta_k$  – коэффициенты уравнения регрессии (2.21), кВт·ч/(сут·ед. изм.);  $\beta_0$  – свободный член уравнения регрессии (2.21), кВт·ч/сут;  $f_{\text{баз},1}, \dots, f_{\text{баз},k}$  – значения факторов, характеризующих базисное состояние технологической системы до проведения энергосберегающего мероприятия.

Предлагается ПЭ оценивать процентным снижением расхода ЭЭ при проведении энергосберегающих мероприятий относительно базисного значения расхода ЭЭ.

Для оценки ПЭ разработан следующий алгоритм:

- 1) на основе информационной базы данных формируется модель (2.33);
- 2) рассчитываются коэффициенты эластичности (3.3);
- 3) производится оценка изменения факторов в результате проведения энергосберегающих мероприятий ( $f'_i$ );
- 4) рассчитываются потенциалы энергосбережения (3.4), (3.5) по каждому мероприятию в отдельности.

Предложенное выражение для определения ПЭ за счет снижения вязкости нефти имеет вид [40], [141]:

$$\Pi_v = e_v \left( 1 - \frac{v_2}{v_{\text{баз}}} \right) 100, \% \quad (3.4)$$

где  $e_v$  – коэффициент эластичности по вязкости, о. е.;  $v_2$  – уменьшенное значение вязкости в результате проведенного мероприятия,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $v_{\text{баз}}$  – базисное значение вязкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Выражение для оценки ПЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра имеет вид [40], [141]:

$$\Pi_d = e_d \left( 1 - \frac{d_2}{d_{\text{э, баз}}} \right) 100, \% \quad (3.5)$$

где  $e_d$  – коэффициент эластичности по эквивалентному диаметру нефтепровода, о. е.;  $d_2$  – увеличенное значение эквивалентного диаметра в результате проведенного мероприятия, м;  $d_{\text{э, баз}}$  – базисное значение эквивалентного диаметра, м.

Воздействие на вязкость нефти  $v$  и эквивалентный диаметр нефтепровода  $d_{\text{э}}$  позволяет повысить ЭЭФ транспортировки нефти по трубопроводам. Грузооборот  $P$  определяет технологическую загрузку нефтепровода и может усиливать либо уменьшать эффект от воздействия на вязкость нефти  $v$  и эквивалентный диаметр нефтепровода  $d_{\text{э}}$ . Эффект от воздействия на параметры  $v$  и  $d_{\text{э}}$  различен, поэтому оценка степени влияния факторов на режим электропотреб-

ления поможет дать предварительное обоснование приоритетного направления в разработке энергосберегающих мероприятий.

Произведем оценку степени влияния факторов  $(P, v, d_3)$  на режим электропотребления в целом. В [76], [85] рассмотрен метод оценки степени влияния факторов на режим электропотребления, основанный на стандартизованном уравнении регрессии:

$$t_w = \beta_1 t_{f_1} + \beta_2 t_{f_2} + \dots + \beta_k t_{f_k}, \quad (3.6)$$

где  $t_w$  – стандартизованное электропотребление, ед.;  $t_{f_1}, t_{f_2}, \dots, t_{f_k}$  – стандартизованные факторы, ед.;  $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$  – коэффициенты регрессии.

Стандартизация зависимой и независимых переменных относительно их среднеквадратичных отклонений  $\sigma$  производится по следующим зависимостям:

$$t_{w_i} = \frac{t_{w_i} - \bar{t}_w}{\sigma_w}; \quad t_{f_{k,i}} = \frac{t_{f_{k,i}} - \bar{t}_{f_k}}{\sigma_{f_k}},$$

где

$$\bar{t}_w = \frac{1}{n} \sum_{1 \leq i \leq n} t_{w_i}; \quad \bar{t}_{f_k} = \frac{1}{n} \sum_{1 \leq i \leq n} t_{f_{k,i}};$$

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{1 \leq i \leq n} (t_{w_i} - \bar{t}_w)^2}; \quad \sigma_{f_k} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{1 \leq i \leq n} (t_{f_{k,i}} - \bar{t}_{f_k})^2}.$$

Коэффициент детерминации  $R^2$ , показывающий долю дисперсии, учитываемой моделью (3.6) в общей дисперсии электропотребления, определяется как:

$$R^2 = \beta_1 r_1 + \beta_2 r_2 + \dots + \beta_k r_k, \quad (3.7)$$

где  $r_1, r_2, \dots, r_k$  – коэффициенты парной корреляции между  $t_w$  и  $t_{f_k}$ .

Исходя из выражения (3.7), доля дисперсии электропотребления, объясняемая стандартизованным фактором  $t_{f_k}$ , находится по следующему выражению:

$$s_k = \frac{\beta_k r_k}{R^2} 100, \% \quad (3.8)$$

Зависимость (3.8) характеризует вариацию электропотребления под действием влияющего фактора за исследуемый период времени. Однако, если за данный период фактор менялся незначительно, то вклад его в вариацию электропотребления будет низким. Таким образом, величину  $s_k$  нецелесообразно использовать для оценки приоритета факторов, влияние на которые может дать наибольший энергетический эффект.

Оценку степени влияния факторов на режим электропотребления предложено вести с использованием абсолютных значений коэффициентов эластичности модели:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_v \cdot v + \beta_d \cdot d_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (3.9)$$

где  $\beta_p$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/тыс. т·км;  $P$  – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут;  $\beta_v$  – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(м<sup>2</sup>·сут);  $v$  – вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $\beta_d$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/(м·сут);  $d_3$  – эквивалентный диаметр нефтепровода, м.

Коэффициент эластичности по грузообороту:

$$e_p = \left| \frac{\beta_p P}{\beta_p P + \beta_v v + \beta_d d_3} \right|, \text{ о. е.} \quad (3.10)$$

Коэффициент эластичности по вязкости нефти:

$$e_v = \left| \frac{\beta_v v}{\beta_p P + \beta_v v + \beta_d d_3} \right|, \text{ о. е.} \quad (3.11)$$

Коэффициент эластичности по эквивалентному диаметру нефтепровода:

$$e_d = \left| \frac{\beta_d d_3}{\beta_p P + \beta_v v + \beta_d d_3} \right|, \text{ о. е.} \quad (3.12)$$

Сравнение коэффициентов эластичности различных факторов необходимо вести при фиксированном состоянии нефтепровода, кото-

рое может быть формализовано принятием базисных значений факторов, формирующих режим электропотребления. Данные значения факторов должны быть усреднены за исследуемый промежуток времени.

В табл. 3.1 приведен расчет влияния факторов на режим электропотребления одного из участков нефтепровода по данным 2004 г. Из таблицы видно, что доминирующим фактором при формировании режима электропотребления выступает грузооборот нефти. Вторым по значимости фактором является эквивалентный диаметр нефтепровода. В наименьшей же степени на режим электропотребления влияет вязкость нефти [8].

Таблица 3.1

### Расчет степени влияния факторов на режим электропотребления

Коэффициенты модели		Факторы		Коэффициент эластичности	
$\beta_p$ , кВт·ч/тыс. т·км	35,0	$P$ , тыс. т·км/сут	60798	$e_p$ , о. е.	2,33
$\beta_v$ , кВт·ч·с/(м <sup>2</sup> ·сут)	6683	$v$ , 10 <sup>-6</sup> ·м <sup>2</sup> /с	13,3	$e_v$ , о. е.	0,10
$\beta_d$ , кВт·ч/(м·сут)	-1253501	$d$ , м	1,041	$e_d$ , о. е.	1,43

Таким образом, предварительное обоснование приоритета мероприятий в технологическом транспорте нефти предлагается вести на основе коэффициентов эластичности. Поскольку коэффициент эластичности  $e_d$  в 14 раз больше коэффициента эластичности  $e_v$ , то наиболее приоритетными энергосберегающими мероприятиями необходимо считать мероприятия, воздействующие на эквивалентный диаметр нефтепровода через снижение гидравлических потерь [8], [12]:

- подбор оптимальных характеристик насосных агрегатов в условиях изменяющейся производственной программы;
- применение противотурбулентных присадок;
- строительство лупингов;
- изменение станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат;
- замена оборудования узлов учета нефти;
- реконструкция камеры регулирования давления.



### 3.2. Определение потенциала энергосбережения за счет добавления противотурбулентных присадок

Одним из мероприятий, улучшающим как технологические, так и энергетические показатели режимов транспортировки нефти, является добавление в транспортируемую нефть противотурбулентных присадок. Применение противотурбулентных присадок позволяет решить следующие практические задачи: снижение давления в нефтепроводе при проведении ремонтных работ без снижения производительности; обеспечение кратковременного или длительного увеличения производительности нефтепровода для выполнения производственной программы; повышение пропускной способности лупинга при выводе в ремонт участка основного нефтепровода и наоборот. Таким образом, добавление противотурбулентных присадок в первую очередь направлено на увеличение пропускной способности нефтепровода за счет уменьшения его гидравлического сопротивления. С другой стороны, уменьшение гидравлического сопротивления приводит к увеличению эквивалентного диаметра нефтепровода, который, в свою очередь, влияет на расход ЭЭ. Поэтому такое мероприятие, как добавление противотурбулентных присадок, можно рассматривать не только с точки зрения увеличения пропускной способности нефтепровода, но и с точки зрения экономии ЭЭ.

Анализ научных публикаций по данной тематике [174]–[181] показал, что оценка эффективности противотурбулентных присадок рассматривается лишь с точки зрения улучшения технологических показателей транспортировки нефти, а способы оценки экономии ЭЭ от их применения – отсутствуют.

Противотурбулентные присадки представляют собой высокомолекулярные полимеры, добавление которых в транспортируемую нефть снижает гидравлическое сопротивление нефтепровода. К наиболее ранним источникам данных по снижению гидравлического сопротивления за счет применения противотурбулентных присадок относится работа английского химика Томса [180], поэтому данное явление называют «эффектом Томса». Исследования [176], [178], [180] посвящены изучению факторов, влияющих на эффективность противотурбулентной присадки. Установлено, что к основным факторам относятся: концентрация противотурбулентной присадки в общем объеме чистого растворителя, молекулярная масса противотурбулентной присадки, растворимость полимера в нефти и другие факто-

ры. В условиях роста указанных факторов эффективность противотурбулентной присадки увеличивается. Наибольший эффект снижения гидравлического сопротивления дают противотурбулентные присадки с линейно вытянутыми молекулами и молекулярной массой более  $10^6$  а. е. м. Изменение скорости потока нефти значительного влияния на эффективность присадки не оказывает.

В процессе исследований [178], [180] установлен механизм действия противотурбулентных присадок: при добавлении полимера в поток жидкости его молекулы полностью раскручиваются потоком, в результате чего данный поток жидкости ламинаризуется. Незначительное разрушение присадки начинает происходить в процессе ее продвижения по нефтепроводу за счет подавления турбулентности потока, а также при прохождении раствора присадки через повороты и ответвления нефтепровода. При прохождении присадки через магистральный насосный агрегат раскрученные молекулы полимера полностью разрушаются и на участке нефтепровода после нефтеперекачивающей станции эффект Томса не наблюдается. Важно отметить, что эффективность присадки для разных участков нефтепровода различна, поскольку на ее разрушение влияют геометрические особенности участка нефтепровода (луниги, перемычки, протяженность).

Для количественной оценки эффективности противотурбулентной присадки используется выражение [178]:

$$\psi = 1 - \frac{\lambda_c}{\lambda_0}, \text{ о. е.}, \quad (3.13)$$

где  $\psi$  – коэффициент эффективности присадки, о. е.;  $\lambda_0$  – коэффициент гидравлического сопротивления до добавления противотурбулентной присадки;  $\lambda_c$  – коэффициент гидравлического сопротивления после добавления противотурбулентной присадки.

Коэффициент эффективности присадки показывает долю снижения гидравлического сопротивления нефтепровода от добавления противотурбулентной присадки при его неизменной производительности. Поскольку производительность нефтепровода и вязкость нефти в ходе опытно-промышленных испытаний противотурбулентных присадок изменяются, то на практике коэффициент эффективности присадки рассчитывается по выражению [181]:

$$\psi = 1 - \frac{\Delta h_c}{\Delta h_0} \left( \frac{q_0}{q_c} \right)^{2-m} \left( \frac{v_0}{v_c} \right)^m, \text{ о. е.}, \quad (3.14)$$

где  $\Delta h_c$ ,  $\Delta h_0$  – потери напора на испытуемом участке нефтепровода после и до добавления противотурбулентной присадки соответственно, м;  $q_0$ ,  $q_c$  – производительность участка нефтепровода до и после добавления противотурбулентной присадки, м<sup>3</sup>/с;  $m$  – показатель степени обобщенной формулы Лейбензона;  $v_0$ ,  $v_c$  – вязкость нефти на участке нефтепровода до и после добавления противотурбулентной присадки, соответственно, м<sup>2</sup>/с.

В настоящее время максимальная эффективность противотурбулентной присадки при значительной величине ее концентрации может достигать 60–70 %.

Для разработки способа оценки экономии ЭЭ от применения противотурбулентных присадок использовались результаты опытно-промышленных испытаний присадки FLO XL компании «Baker Petrolite», которые проводились в декабре 2004 г. на участке I двухниточного нефтепровода с целью изучения возможности организации технологического режима с более высокой производительностью [167]. Протяженность данного участка нефтепровода составляет 73 км, диаметры первой и второй нитки соответственно 820 мм («Дружба-1») и 1020 мм («Дружба-2»).

Ввод присадки производился на выкиде НПС I в двух дозировках: 30 л/ч на нитке «Дружба-1»; 30 л/ч и 40 л/ч – на нитке «Дружба-2». Регистрация расхода нефти и давления осуществлялась через каждый час испытаний.

Заполнение присадкой нитки «Дружба-1» началось 02.12.2004 г. в 18:00. Через 9 часов присадка полностью распространилась по участку нефтепровода, при этом ввод присадки продолжался и 03.12.2004 г. до 8:00. Фактическая концентрация присадки составила 6,5 грамм на 1 тонну нефти. В ходе испытаний гидравлическое сопротивление участка снизилось на 16,1 %. Дальнейшее добавление присадки было прекращено из-за дросселирования на всасе НПС 2.

Ввод присадки на участке «Дружба-2» с дозировкой 30 л/ч начался 03.12.2004 г. в 15:30. Примерно в 24:00 того же дня присадка полностью заполнила данный участок при фактической концентрации 4,8 г/т. Ввод присадки был прекращен в связи с глубоким дросселиро-

ванием на НПС «Бобовичи». В ходе испытаний снижение гидравлических сопротивлений было зафиксировано на отметке 14,7 %.

Дальнейшие испытания на участке «Дружба-2» продолжились 07.12.2004 г. в 15:50. Присадка вводилась в поток нефти в объеме 40 л/ч и к 24:00 того же дня полностью распространилась по участку нефтепровода. Снижение гидравлического сопротивления составило 17,8 % при фактической концентрации присадки 6,4 г/т. Добавление присадки было продолжено вплоть до 10.12.2004 г., при этом были включены в работу дополнительные агрегаты головных НПС России.

Результаты испытаний противотурбулентной присадки FLO XL приведены в табл. 3.2 [167].

Таблица 3.2

**Результаты испытаний противотурбулентной присадки FLO XL**

Концентрация присадки, г/т	Эффективность добавления присадки, %	
	Участок	
	«Дружба-1»	«Дружба-2»
6,1	16,1	–
4,8	–	14,7
6,4	–	17,8

По результатам эксперимента построена зависимость эффективности присадки от ее концентрации (рис. 3.2). Как видно из представленной зависимости, при увеличении концентрации присадки наблюдается снижение прироста ее эффективности. Соответственно и рентабельность использования присадки при увеличении ее концентрации также будет снижаться [167].

В основу оценки экономии ЭЭ от использования противотурбулентной присадки положена математическая модель расхода ЭЭ ( $W$ ) на транспортировку нефти по нефтепроводу на выбранном интервале грузооборота (2.33), позволяющая выявить влияние параметра  $d_i$  на режим электропотребления.

Эквивалентный диаметр  $i$ -й нитки участка нефтепровода при добавлении противотурбулентных присадок рассчитывается по следующему выражению [41]:

$$d_i = \left( 0,0247 \frac{q^{1,75} v^{0,25}}{H - \Delta z} L \right)^{1/4,75}, \text{ м}, \quad (3.15)$$

где  $q$  – расход нефти, м<sup>3</sup>/с;  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $L$  – протяженность участка нефтепровода, м;  $H$  – полные потери напора на участке нефтепровода, м;  $\Delta z$  – разница высотных отметок конца и начала участка нефтепровода, м.

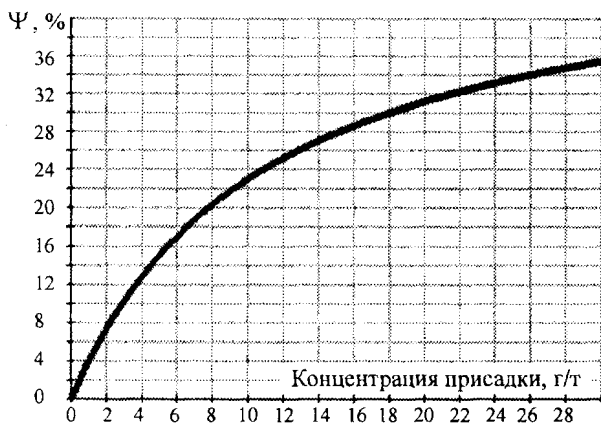


Рис. 3.2. Динамика эффективности использования присадки на участке Бобовичи – Защепье («Дружба-2»)

В случае расчета фактического значения эквивалентного диаметра участка нефтепровода при добавлении противотурбулентных присадок параметр  $H$  определяется по диспетчерским данным как разница между показаниями манометров, установленных в начале и конце участка нефтепровода. В случае расчета прогнозного значения эквивалентного диаметра участка нефтепровода параметр  $H$  определяется по выражению [167]:

$$H = \Delta h(1 - \psi) + \Delta z, \text{ м}, \quad (3.16)$$

где  $\Delta h$  – потери напора по длине участка нефтепровода, м;  $\psi$  – эффективность присадки, о. е.;  $\Delta z$  – разница высотных отметок конца и начала участка нефтепровода, м.

Эквивалентный диаметр всего участка нефтепровода рассчитывается по выражениям (2.4), (2.5).

Суточную экономию ЭЭ от применения противотурбулентных присадок с учетом выражений (3.1), (3.5) можно определить по формуле [40], [141], [167]:

$$\Delta W = e_d \left( 1 - \frac{d_{32}}{d_{3, \text{баз}}} \right) W_{\text{баз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут.} \quad (3.17)$$

Экономия ЭЭ от применения противотурбулентных присадок, выраженная в процентах от суточного расхода ЭЭ до проведения энергосберегающего мероприятия, определяется по выражению (3.5).

С использованием модели вида (2.33), а также выражений (3.3), (3.17) построена номограмма (рис. 3.3), позволяющая оценивать экономию ЭЭ от проведения энергосберегающих мероприятий, влияющих на  $d_3$ . Использование этой номограммы позволяет оценить экономию ЭЭ за счет применения противотурбулентной присадки [167].

Ключ к номограмме:

$$P_{\text{баз}} \rightarrow v_{\text{баз}} \rightarrow \beta \rightarrow d_{3, \text{баз}} \rightarrow e_d \rightarrow \frac{d_{32}}{d_{3, \text{баз}}} \rightarrow \Pi_d \rightarrow W_{\text{баз}} \rightarrow \Delta W.$$

Разработанная номограмма используется в следующей последовательности [166]:

1) задаются базисным состоянием системы нефтепровода  $P_{\text{баз}}$ ,  $v_{\text{баз}}$ ,  $W_{\text{баз}}$  и рассчитывают параметры  $d_{3, \text{баз}}$  и  $d_{32}$ ;

2) на правой оси абсцисс откладывают значение  $P_{\text{баз}}$ ;

3) поднимаясь от отложенного значения  $P_{\text{баз}}$  вверх до соответствующего значения  $v_{\text{баз}}$ , на верхней ординате находят значение промежуточного параметра  $\beta$ ;

4) двигаясь от полученного значения  $\beta$  влево до пересечения с кривой  $d_{3, \text{баз}}$ , на левой оси абсцисс находят значение  $e_d$ ;

5) опускаясь от полученного значения  $e_d$  до кривой  $\frac{d_{32}}{d_{3, \text{баз}}}$  и двигаясь влево, находят значение  $\Pi_d$ ;

6) двигаясь вправо от полученного значения  $\Pi_d$  до пересечения с  $W_{\text{баз}}$  на оси  $\Delta W$  находят абсолютное значение экономии ЭЭ.

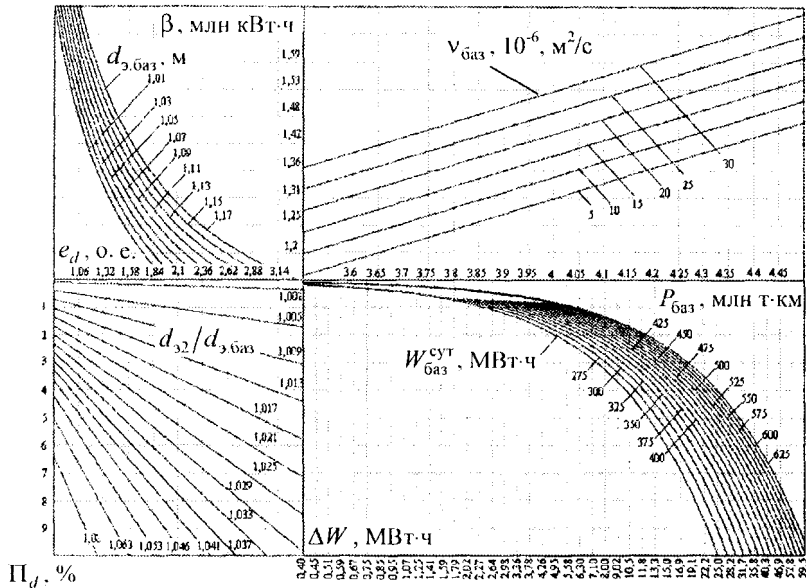


Рис. 3.3. Номограмма определения суточной экономии электрической энергии для участка I нефтепровода

Произведем оценку экономии ЭЭ от применения противотурбулентной присадки для условий описанного выше эксперимента. Исходными данными для расчета явились базисные значения  $P_{баз} = 42164$  тыс. т·км,  $v_{баз} = 13,4 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с,  $d_{э,баз} = 1,163$  м,  $W_{баз} = 582724$  кВт·ч/сут до применения противотурбулентных присадок, а также  $d_{2} = 1,175$  м после заполнения присадкой всего участка нефтепровода.

С использованием номограммы, по значениям  $P_{баз}$  и  $v_{баз}$ , определяем промежуточный параметр  $\beta = 1,45$  млн кВт·ч. По полученному значению  $\beta$  и  $d_{э,баз}$  находим коэффициент эластичности  $e_d = 1,50$ . С использованием значения  $e_d$  и  $\frac{d_{22}}{d_{э,баз}} = 1,011$  определяем суточную экономию ЭЭ в относительном  $\Pi_d = 1,62$  % и абсолютном  $\Delta W = 9453$  кВт·ч/сут выражении.

Несмотря на высокую ЭЭФ, применение противотурбулентных присадок ограничено из-за их высокой стоимости. В табл. 3.3 приведены экономия ЭЭ от добавления противотурбулентной присадки FLO XL и затраты на ее приобретение при цене 7,5 долларов США за 1 кг. Из нее видно, что затраты на добавление присадки значительно выше стоимости сэкономленной ЭЭ, причем с ростом концентрации присадки убыток от ее применения возрастает. Данный факт объясняется характером зависимости эффективности присадки от ее концентрации [169]. С ростом концентрации присадки прирост ее эффективности снижается. Использование противотурбулентных присадок в качестве энергосберегающего мероприятия экономически нецелесообразно до тех пор, пока стоимость присадки не снизится до 1,0 доллара США за 1 кг (при использовании ее в объеме 4–6 г/т). С другой стороны, применение противотурбулентной присадки является весьма эффективным технологическим мероприятием, обеспечивающим рост производительности нефтепровода без повышения давления на выкиде НПС, либо мероприятием, снижающим давление в нефтепроводе без снижения его производительности при проведении ремонтных работ. В обоих случаях наряду с технологическим эффектом будет наблюдаться экономия ЭЭ.

Таблица 3.3

**Сопоставление достигнутой экономии электрической энергии  
от добавления противотурбулентной присадки FLO XL  
с затратами на ее приобретение**

Тариф		Экономия электрической энергии				Суточный расход присадки, т/сут	Цена присадки FLO XL, млн руб/т	Стоимость присадки, млн руб/сут	Убыток, млн руб/сут
		Всего		в том числе					
За электроэнергию, руб/кВт·ч	За максимум нагрузки, руб/кВт	кВт·ч/сут	млн руб/сут	от снижения расхода ЭЭ, млн руб/сут	от снижения от максимума нагрузки, млн руб/сут	0,655	16,43	10,76	9,47
		119,3	12837,8	9453	1,30				
		3779	0,52	0,45	0,07	0,655		10,76	10,24
		4437	0,61	0,53	0,08	0,874		14,35	13,74



### 3.3. Определение потенциала энергосбережения за счет изменения станционной технологии

Еще одним мероприятием, улучшающим как технологические, так и энергетические показатели режимов транспортировки нефти, изменение станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат. Значительную часть гидравлических потерь на станции составляют потери на преодоление местных сопротивлений и потери по длине неоправданно зауженных участков трубопроводов. Так, на двух НПС участка 2 по оценкам специалистов предприятия возможно снижение гидравлических потерь на 12 м для каждой станции за счет уменьшения количества поворотов и увеличения проходного сечения технологических трубопроводов НПС. При этом снижение гидравлических потерь может быть учтено увеличением эквивалентного диаметра нефтепровода.

Одним из технологических показателей транспортировки нефти является пропускная способность нефтепровода, которая может быть увеличена за счет технологических мероприятий, направленных на увеличение параметра  $d_i$ . С другой стороны, параметр  $d_i$  формирует режим электропотребления участка нефтепровода. Поэтому такое мероприятие, как изменение станционной технологии, также представляет интерес и с точки зрения экономии ЭЭ.

Взаимосвязь между эквивалентным диаметром нефтепровода и электропотреблением отражает модель (2.33), которая может быть использована для оценки экономии ЭЭ при изменении станционной технологии, поскольку изменение станционных гидравлических потерь выражается через увеличение эквивалентного диаметра нефтепровода. Эквивалентный диаметр  $i$ -й нитки участка нефтепровода при изменении станционной технологии рассчитывается по следующему выражению [166]:

$$d_i = \left( 0,0247 \frac{q^{1,75} v^{0,25}}{\Delta h - \Delta s} L \right)^{1/4,75}, \text{ м}, \quad (3.18)$$

где  $q$  -- расход нефти, м<sup>3</sup>/с;  $v$  -- кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $L$  -- протяженность участка нефтепровода, м;  $\Delta h$  -- потери напора по длине участка нефтепровода, м;  $\Delta s$  -- величина снижения гидравлических потерь на технологическом трубопроводе НПС, м.

При расчете эквивалентного диаметра  $i$ -й нитки участка нефтепровода до снижения гидравлических потерь  $\Delta s$  приравнивается ну-

лю. Эквивалентный диаметр всего участка нефтепровода рассчитывается по выражению (2.4).

Средний расход нефти по  $i$ -й нитке нефтепровода определяется по выражению [9]:

$$q_i = \frac{P}{864 \cdot l \cdot \rho} \frac{d_i^{\frac{4,75}{1,75}}}{\sum_i d_i^{\frac{4,75}{1,75}}} 10^4, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.19)$$

где  $P$  – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут;  $l$  – протяженность нефтепровода по территории РБ, км;  $d_i$  – эквивалентный диаметр  $i$ -й нитки нефтепровода, м;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Иллюстрацией расчета экономии ЭЭ при изменении станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат является следующий пример. Рассматриваемый участок нефтепровода представляет собой систему трубопроводов, состоящую из 3-х ниток диаметрами 630, 720 и 820 мм. Параметры участка нефтепровода представлены в табл. 2.5.

Снижение суточного электропотребления при изменении станционной технологии на участке определяется по среднегодовым данным:

$$P_{\text{газ}} = 59516 \text{ тыс. т·км/сут};$$

$$v_{\text{газ}} = 13,22 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$W_{\text{газ}} = 866431 \text{ кВт·ч/сут};$$

$$\Delta h_{630} = 1403 \text{ м};$$

$$\Delta h_{820} = 1618 \text{ м};$$

$$\Delta h_{720} = 1568 \text{ м}.$$

Расход нефти по трубопроводам  $\varnothing 630$ ,  $\varnothing 820$ ,  $\varnothing 720$  мм, соответственно:

$$q_{630} = \frac{59516}{864 \cdot 444 \cdot 860} \frac{0,61^{\frac{4,75}{1,75}}}{0,61^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,8^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,7^{\frac{4,75}{1,75}}} 10^4 = 0,397 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_{820} = \frac{59516}{864 \cdot 444 \cdot 860} \frac{0,8^{\frac{4,75}{1,75}}}{0,61^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,8^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,7^{\frac{4,75}{1,75}}} 10^4 = 0,829 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_{720} = \frac{59516}{864 \cdot 444 \cdot 860} \frac{0,7^{\frac{4,75}{1,75}}}{0,61^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,8^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,7^{\frac{4,75}{1,75}}} 10^4 = 0,577 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Эквивалентный диаметр 3-ниточного нефтепровода до изменения стационарной технологии:

$$d_1 = \left( 0,0247 \frac{0,397^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1403} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,609 \text{ м};$$

$$d_2 = \left( 0,0247 \frac{0,829^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1618} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,775 \text{ м};$$

$$d_3 = \left( 0,0247 \frac{0,577^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1568} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,687 \text{ м};$$

$$d_{\text{э, баз}} = \left( 0,609^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,775^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,687^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,043 \text{ м}.$$

Эквивалентный диаметр 3-ниточного нефтепровода после изменения стационарной технологии:

$$d_1 = \left( 0,0247 \frac{0,397^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1403 - 12} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,610 \text{ м};$$

$$d_2 = \left( 0,0247 \frac{0,829^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1618 - 12} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,776 \text{ м};$$

$$d_3 = \left( 0,0247 \frac{0,577^{1,75} (13,22 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{1518 - 12} 449000 \right)^{1/4,75} = 0,688 \text{ м};$$

$$d_{3,2} = \left( 0,610^{4,75} + 0,786^{4,75} + 0,688^{4,75} \right)^{1/4,75} = 1,045 \text{ м}.$$

Коэффициент  $\beta$ , согласно рис. 3.4, при базисных значениях  $P_{\text{баз}}$  и  $v_{\text{баз}}$  составит  $2,17 \cdot 10^6$  кВт·ч. При данном значении  $\beta$  и  $d_{3,\text{баз}}$  коэффициент эластичности составляет  $e_d = 1,513$ ;  $P_d$  при отношении  $\frac{d_{3,2}}{d_{3,\text{баз}}} = \frac{1,045}{1,043} = 1,002$  и найденном коэффициенте эластичности принимает значение 0,30%. Суточная экономия при  $W_{\text{баз}} = 866431$  кВт·ч/сут составит  $\Delta W = 2599$  кВт·ч/сут. Годовая экономия ЭЭ по каждой НПС составит:

$$\Delta W_{\text{год}} = 2599 \cdot 360 = 935640 \text{ кВт·ч/год}.$$

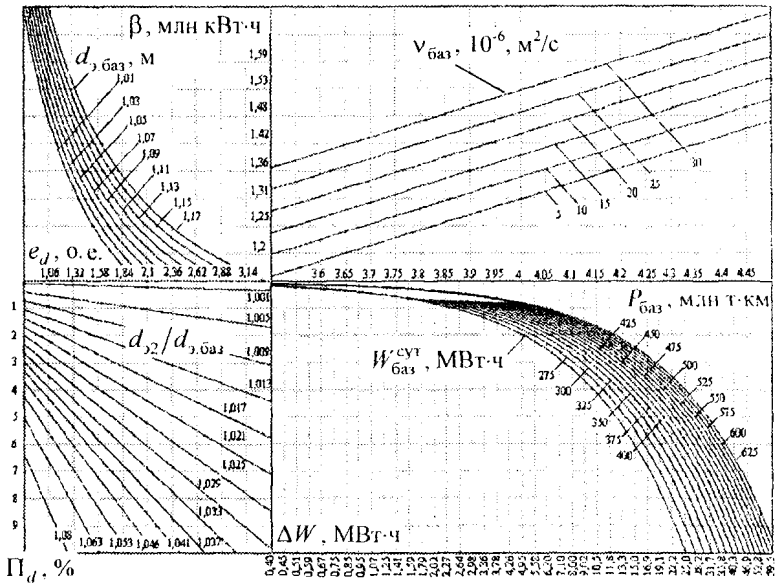


Рис. 3.4. Номограмма определения суточной экономии электрической энергии для участка 2 нефтепровода

### 3.4. Определение потенциала энергосбережения за счет управления составом насосных агрегатов участков нефтепровода

На режимы электропотребления при транспортировке нефти по трубопроводам влияет количество и тип включенных НА, обеспечивающих заданный грузооборот нефти в сформировавшихся условиях. Выбор состава НА определяется как объективными, так и субъективными факторами [12] (рис. 3.5).

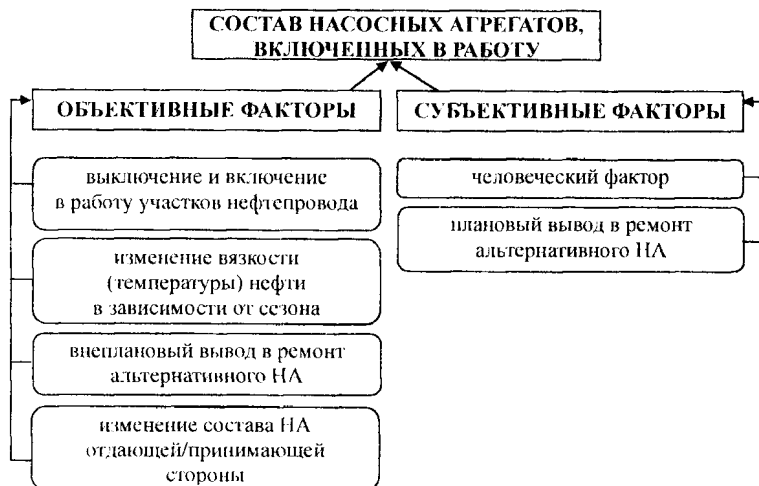


Рис. 3.5. Факторы, влияющие на выбор состава насосных агрегатов

К объективным факторам, определяющим состав НА, относится изменение состояния системы нефтепровода: выключение и включение в работу участков нефтепровода, изменение вязкости нефти в зависимости от сезона, внеплановый вывод в ремонт альтернативного НА. Изменение состава НА отдающей стороны объективно влияет на состав НА принимающей стороны и наоборот. К субъективным факторам, влияющим на выбор того или иного состава НА, относятся человеческий фактор и плановый вывод в ремонт альтернативного НА. Состав работающих НА является реакцией диспетчера на изменяющееся состояние системы нефтепровода. При этом у диспетчера, как правило, есть определенная свобода действий при выборе того или

инного состава НА, обеспечивающего требуемый с учетом объективных факторов технологический режим транспортировки нефти.

Оценка потенциально возможной экономии ЭЭ от управления составом НА может быть произведена с использованием расчетно-статистических моделей режимов электропотребления участков нефтепровода, дифференцированных по составам НА вида (2.33) при одинаковых условиях функционирования нефтепровода [12], [170]. Статистической основой данных моделей является суточная информация по фактически сложившимся режимам электропотребления участков нефтепровода и параметрам технологического процесса: грузообороту ( $P$ ), вязкости ( $v$ ) нефти, эквивалентному диаметру нефтепровода ( $d_3$ ).

Коэффициенты регрессии в модели (2.33) отражают усредненное влияние факторов, включенных в модель, на режимы электропотребления для текущего состояния системы нефтепровода. Так, например, постоянное включение (отключение) НА отдающей стороной не учитывается в модели напрямую каким-либо фактором, а влияет на коэффициенты регрессии.

Способ оценки экономии ЭЭ от смены составов НА описывается следующим алгоритмом [12]:

- 1) выполняется кодировка состояний НА;
- 2) формируется информационная база данных (ИБД) по суточному электропотреблению, технологическим параметрам транспортировки нефти, а также по коду состава НА ( $\theta$ );
- 3) с использованием ИБД формируются исходные временные ряды суточных значений расхода электроэнергии  $\{W_i\}_{i=1, \dots, n}$ , грузооборота  $\{P_i\}_{i=1, \dots, n}$ , вязкости нефти  $\{v_i\}_{i=1, \dots, n}$  (температуры нефти  $\{t_i\}_{i=1, \dots, n}$ ), кода режимов  $\{\theta_i\}_{i=1, \dots, n}$  за исследуемый период времени ( $n$  – количество дней); при изменении конфигурации нефтепровода дополнительно формируется временной ряд значений  $\{d_{3i}\}_{i=1, \dots, n}$ ;
- 4) из сформированных временных рядов исключаются сутки с недостоверными данными (выбросы):

$$\{W_i\}_{i=1, \dots, k}; \{P_i\}_{i=1, \dots, k}; \{v_i\}_{i=1, \dots, k}; \{d_{3i}\}_{i=1, \dots, k}; \{\theta_i\}_{i=1, \dots, k}; k \leq n;$$

- 5) сформированные временные ряды дифференцируются по коду состава НА, определяются характерные составы НА:

$$\begin{bmatrix} \{W_i\}_{i=1, \bar{f}_1} & \{P_i\}_{i=1, \bar{f}_1} & \{v_i\}_{i=1, \bar{f}_1} & \{d_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_1} & \theta_1 \\ \{W_i\}_{i=1, \bar{f}_2} & \{P_i\}_{i=1, \bar{f}_2} & \{v_i\}_{i=1, \bar{f}_2} & \{d_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_2} & \theta_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{W_i\}_{i=1, \bar{f}_m} & \{P_i\}_{i=1, \bar{f}_m} & \{v_i\}_{i=1, \bar{f}_m} & \{d_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_m} & \theta_m \end{bmatrix},$$

где  $m$  – количество характерных составов НА;  $f_m$  – количество суток работы состава  $\theta_m$ ;

б) полученные временные ряды для  $m$  составов НА сглаживаются скользящим средним с периодом усреднения  $\tau$ :

$$\bar{W}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} W_j; \bar{P}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} P_j; \bar{v}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} v_j; \bar{d}_{yi} = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} d_{yj};$$

$$\begin{bmatrix} \{\bar{W}_i\}_{i=1, \bar{f}_1-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, \bar{f}_1-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, \bar{f}_1-\tau+1} & \{\bar{d}_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_1-\tau+1} & \theta_1 \\ \{\bar{W}_i\}_{i=1, \bar{f}_2-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, \bar{f}_2-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, \bar{f}_2-\tau+1} & \{\bar{d}_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_2-\tau+1} & \theta_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{\bar{W}_i\}_{i=1, \bar{f}_m-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, \bar{f}_m-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, \bar{f}_m-\tau+1} & \{\bar{d}_{yi}\}_{i=1, \bar{f}_m-\tau+1} & \theta_m \end{bmatrix}.$$

Выбор параметра  $\tau$  ведется по наименьшей продолжительности работы характерного состава НА (табл. 3.4).

Таблица 3.4

**Рекомендуемые значения  $\tau$  в зависимости от длины временного ряда**

min{ $f_m$ }, сут	от...до																		
	21	25	26	30	31	40	41	50	51	60	61	92	93	120	121	140	141	...	
$\tau$	7		10		12		16		20		30		50		70		90		

Поскольку сложившаяся в Республике Беларусь система отчетности по экономии ТЭР является ежемесячной, то желательно соответствие периода усреднения  $\tau$  тридцати суткам. Это накладывает ограничение на min{ $f_m$ }. Однако результаты расчетов по моделям с  $5 \text{ сут} \leq \tau \leq 90 \text{ сут}$  незначительно отличаются от аналогичных моделей с  $\tau = 30 \text{ сут}$ , что позволяет при необходимости варьировать  $\tau$  [45];

7) на основе сглаженных временных рядов строятся модели режимов электропотребления, дифференцированные по составам НА:

$$\left[ \begin{array}{l} \bar{W} = a_1 \cdot \bar{P} + b_1 \cdot \bar{v} + c_1 \cdot \bar{d}_3 + d_1, \quad \text{КОД НА} = \theta_1 \\ \bar{W} = a_2 \cdot \bar{P} + b_2 \cdot \bar{v} + c_2 \cdot \bar{d}_3 + d_2, \quad \text{КОД НА} = \theta_2 \\ \vdots \\ \bar{W} = a_m \cdot \bar{P} + b_m \cdot \bar{v} + c_m \cdot \bar{d}_3 + d_m, \quad \text{КОД НА} = \theta_m \end{array} \right];$$

8) построенные модели попарно анализируются, для чего приводятся к одинаковым условиям функционирования нефтепровода (фиксируются значения вязкости и эквивалентного диаметра нефтепровода). На рис. 3.6 изображены модели режимов электропотребления  $\theta_{m-1}$  и  $\theta_m$  составов НА, приведенные к одинаковым условиям. Маркерами отмечены  $f_{m-1}$  суток со значениями электропотребления  $\bar{W}_{m-1}$ ;

9) исходя из предположения о равномерности распределения значений  $\bar{W}_{m-1}$  на модели  $\theta_{m-1}$ , экономия ЭЭ за интервал времени  $n$  определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \left[ \int_{P_1}^{P_2} (a_{m-1} \cdot \bar{P} + e_{m-1}) d\bar{P} - \int_{P_1}^{P_2} (a_m \cdot \bar{P} + e_m) d\bar{P} \right] \frac{f_{m-1}}{P_2 - P_1} = \\ &= \left[ (a_{m-1} - a_m) \frac{P_2 + P_1}{2} + (e_{m-1} - e_m) \right] f_{m-1}. \end{aligned} \quad (3.20)$$

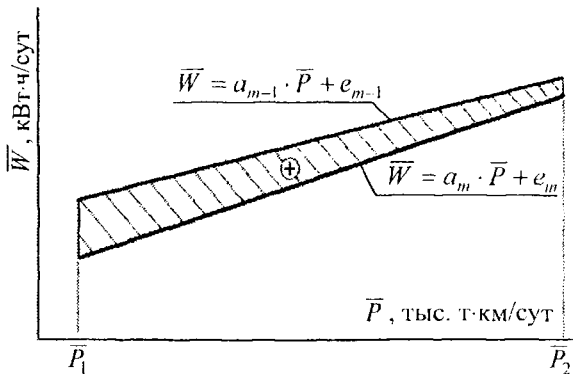


Рис. 3.6. Модели режимов электропотребления  $\theta_{m-1}$  и  $\theta_m$  составов насосных агрегатов



Для оценки экономии ЭЭ от управления составом НА с использованием представленного алгоритма выполнен анализ режимов электропотребления головной станции ЛПДС «Полоцк» участка нефтепровода «Полоцк – Мажейкэй – Бутинге» ИРУПГН «Дружба» [12]. Технологически незавершенный белорусский участок нефтепровода «Полоцк – Мажейкэй – Бутинге» является частью двухниточной системы нефтепровода, пролегающего от головной станции ЛПДС «Полоцк» до НПС «Биржай», где происходит разделение трубопроводов по направлениям «Вентспилс» и «Мажейкэй – Бутинге». В системе нефтепровода транспортировка нефти осуществляется ЛПДС «Полоцк» по схеме «из резервуара – в насос», а расположенными по трассе НПС «Скрудалиена», НПС «Биржай», НПС «Ионикште» по схеме «из насоса – в насос». За исследуемый промежуток времени транспортировка нефти осуществлялась по двум трубопроводам до НПС «Биржай» и далее до «Мажейкэй – Бутинге» по одному трубопроводу. По направлению «Вентспилс» транспортировка нефти не велась. Конфигурация нефтепровода не изменялась.

В исследуемом интервале времени зафиксировано 35 комбинаций включений НА на ЛПДС «Полоцк», 5 из которых являются характерными [12]. Модели электропотребления для характерных составов НА представлены на рис. 3.7–3.9.

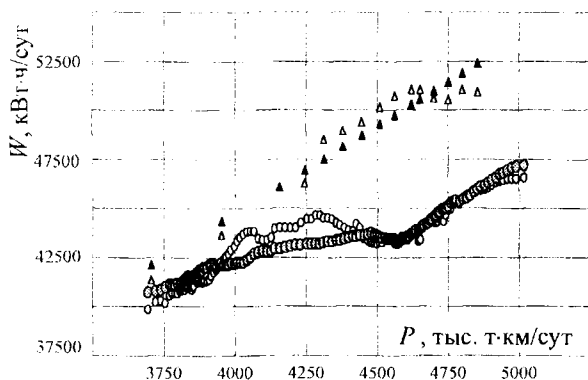


Рис. 3.7. Модели режимов электропотребления при работе 4-го агрегата: ▲ – модель потребления ЭЭ 4-го агрегата и двух подпорных; Δ – фактическое потребление ЭЭ 4-го агрегата и двух подпорных; ○ – модель потребления ЭЭ 4-го агрегата и одного подпорного; ○ – фактическое потребление ЭЭ 4-го агрегата и одного подпорного

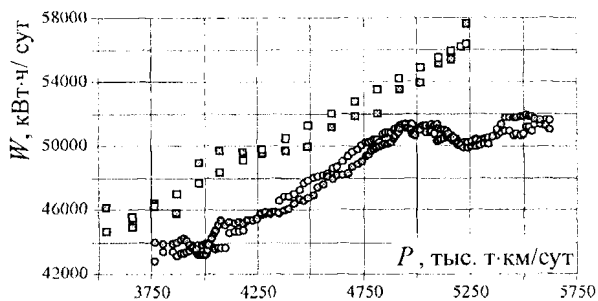


Рис. 3.8. Модели режимов электропотребления при работе 3-го агрегата:  $\square$  – фактическое потребление ЭЭ 3-го агрегата и двух подпорных;  $\blacksquare$  – модель потребления ЭЭ 3-го агрегата и двух подпорных;  $\circ$  – фактическое потребление ЭЭ 3-го агрегата и одного подпорного;  $\bullet$  – модель потребления ЭЭ 3-го агрегата и одного подпорного

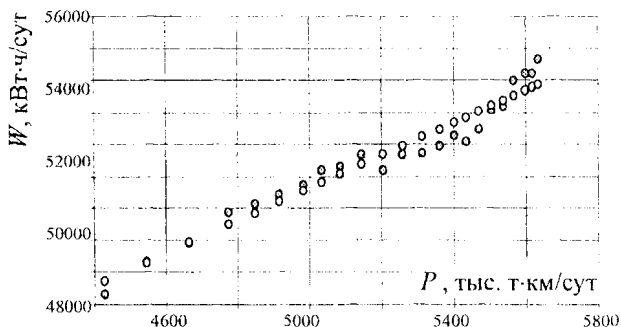


Рис. 3.9. Модели режимов электропотребления при работе 2-го агрегата:  $\circ$  – фактическое потребление ЭЭ 2-го агрегата совместно с одним или двумя подпорными;  $\bullet$  – модель потребления ЭЭ 2-го агрегата совместно с одним или двумя подпорными

В результате проведенных исследований получены двухфакторные модели общего электропотребления в зависимости от грузооборота нефти и ее температуры для трех наиболее часто используемых на ЛПДС «Полоцк» НА. Фактор температуры введен для возможности приведения моделей к одинаковым условиям с целью совместного анализа полученных моделей. Для 2-го агрегата получение двухфакторной модели невозможно из-за недостаточности статистических

данных, поэтому совместный анализ данной модели с моделями режимов электропотребления остальных МА возможен лишь при средней температуре за интервал времени включения 2-го агрегата, составившей 5 °С. Эквивалентный диаметр нефтепровода в модель не вводился, поскольку за исследуемый промежуток времени конфигурация нефтепровода была неизменной. Параметры полученных моделей представлены в табл. 3.5. Данные модели режимов электропотребления характеризуются высоким нормированным коэффициентом детерминации  $R_{adj}^2$  и невысокой максимальной относительной погрешностью  $\delta^{\max}$ .

Таблица 3.5

**Параметры расчетно-статистических моделей электропотребления, дифференцированных по составам насосных агрегатов**

Исследуемый состав НА	Модель удельного электропотребления $W_{уд}$ , кВт·ч/тыс. т·км	Диапазон применимости модели по грузообороту, тыс. т·км	Диапазон применимости модели по температуре, °С	$R_{adj}^2$	$\delta^{\max}$ %	$\tau$
4-й агрегат и один подпорный	$W = 4,187 \cdot P - 268 \cdot t + 27917$	3750–5000	+ 6,3... + 14,3	0,88	3,46	30
3-й агрегат и один подпорный	$W = 2,480 \cdot P - 1162 \cdot t + 44609$	3750–5500	+ 4,8... + 9,8	0,95	3,65	30
2-й агрегат и один подпорный	$W = 5,110 \cdot P + 25046$	4400–5600	–	0,95	1,47	12

Сравнительный анализ моделей режимов электропотребления для 4-го и 3-го НА при температуре 8 °С показал (рис. 3.10), что при одном и том же грузообороте нефти потребление ЭЭ 4-м агрегатом ниже по сравнению с 3-м, что объясняется различием исследуемых агрегатов по своим техническим характеристикам (меньшим диаметром рабочего колеса 4-го агрегата относительно 3-го). Включение в работу 3-го НА обуславливается наличием объективных факторов и не может рассматриваться как нерациональное использование ЭЭ.

Для оценки экономии ЭЭ от управления составом НА необходимо рассматривать однотипные НА (или агрегаты с «одинаковыми» по паспорту характеристиками), включение которых обусловлено

лишь в основном субъективными факторами. Таким образом, наибольший интерес представляют 2-й и 3-й, обладающие «одинаковыми» по паспорту техническими характеристиками. На рис. 3.11 представлены модели режимов электропотребления для 2-го и 3-го НА при температуре 5 °С.

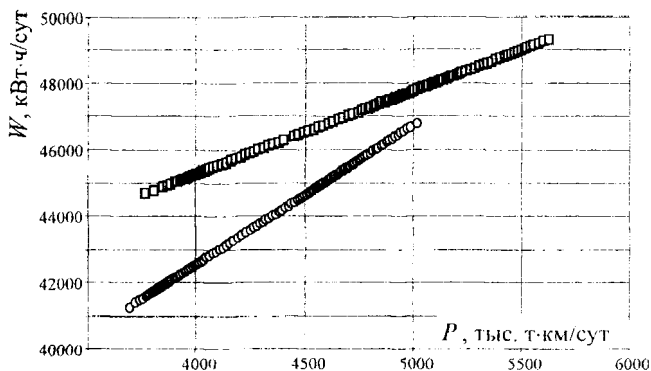


Рис. 3.10. Модели режимов электропотребления 4-го и 3-го насосных агрегатов при температуре 8 °С: ○ – модель расхода ЭЭ 4-го агрегата совместно с одним подпорным; □ – модель расхода ЭЭ 3-го агрегата совместно с одним подпорным

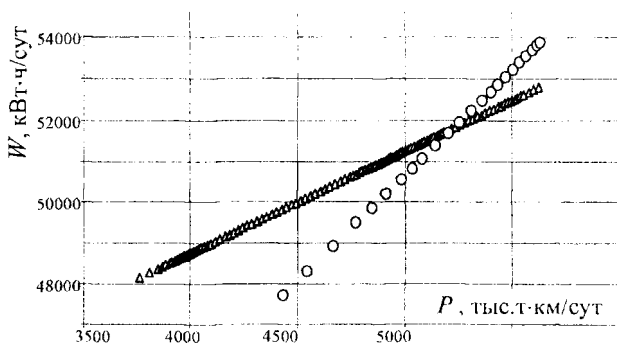


Рис. 3.11. Модели режимов электропотребления 2-го и 3-го насосных агрегатов при температуре 5 °С: Δ – модель расхода ЭЭ 3-го агрегата совместно с одним подпорным; ○ – модель расхода ЭЭ 2-го агрегата совместно с одним подпорным

Для исследуемых составов НА в допустимом температурном диапазоне существует точка пересечения моделей расхода ЭЭ 2-го и 3-го агрегатов, равная 5200 тыс. т·км/сут. При значениях суточного грузооборота нефти, меньших 5200 тыс. т·км, месячная экономия ЭЭ при использовании 2-го НА достигает 3,8 % от электропотребления 3-го агрегата, а при значениях суточного грузооборота нефти, больших 5200 тыс. т·км, экономия ЭЭ при использовании 3-го НА достигает 1,9 % от электропотребления 2-го агрегата.

Согласно выражению (3.20) экономия ЭЭ при управлении составами НА в области до 5200 тыс. т·км составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= [(a_3 - a_2)P_{cp} + (e_3 - e_2)]f_3 = \\ &= \left[ (2,4845 - 5,1145) \frac{5223 + 4449}{2} + (38799 - 25046) \right] 54 = \\ &= 55911 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Экономия ЭЭ при управлении составами НА в области свыше 5200 тыс. т·км составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= [(a_2 - a_3)P_{cp} + (e_2 - e_3)]f_2 = \\ &= \left[ (5,1145 - 2,4845) \frac{5223 + 5620}{2} + (25046 - 38799) \right] 12 = \\ &= 6067 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарная экономия за исследуемый период составит:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2 = 55911 + 6067 = 61978 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

что соответствует 0,3 % от годового потребления ЭЭ участком нефтепровода.

### 3.5. Оценка экономии электрической энергии при скачкообразном изменении состояния системы нефтепровода

Как указывалось ранее, смена состава НА может происходить при изменении конфигурации нефтепровода. Значительное же изменение конфигурации, например, переход с однотрубного на двух-

трубный режим работы с изменением состава НА приводит к скачкообразному изменению состояния системы нефтепровода. В таком случае оценка экономии ЭЭ может производиться по изменению удельного расхода ЭЭ на транспортировку нефти до и после проведения мероприятия, поскольку влияние случайных факторов на режим электропотребления по сравнению с целенаправленным воздействием на систему нефтепровода пренебрежимо мало. Для этого необходимо построение моделей удельного расхода ЭЭ до и после проведения мероприятия. Они представляют полиномы второй степени, где в качестве фактора, включенного в модель, используется только грузооборот нефти:

$$W_{уд} = a \cdot P^2 + b \cdot P + c, \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{тыс. т} \cdot \text{км}, \quad (3.21)$$

где  $a$  – коэффициент регрессии,  $\text{кВт} \cdot \text{ч} \cdot \text{сут}^2 / (\text{тыс. т} \cdot \text{км})^3$ ;  $b$  – коэффициент регрессии,  $\text{кВт} \cdot \text{ч} \cdot \text{сут} / (\text{тыс. т} \cdot \text{км})^2$ ;  $c$  – свободный член уравнения регрессии,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{тыс. т} \cdot \text{км}$ ;  $P$  – грузооборот нефти,  $\text{тыс. т} \cdot \text{км}/\text{сут}$ .

Экономия ЭЭ рассчитывается по выражению:

$$\Delta W = (W_{уд1} - W_{уд2}) P_{пл}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.22)$$

где  $W_{уд1}$  – УРЭ при однострунном режиме транспортировки нефти,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{тыс. т} \cdot \text{км}$ ;  $W_{уд2}$  – УРЭ при двухтрубном режиме транспортировки нефти,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{тыс. т} \cdot \text{км}$ ;  $P_{пл}$  – планируемый объем транспортируемой нефти за рассматриваемый период,  $\text{тыс. т} \cdot \text{км}$ .

В результате моделирования режимов электропотребления с учетом состава насосного оборудования (рис. 3.12) были получены зависимости удельного расхода ЭЭ от среднесуточного грузооборота нефти для режима 1 (однотрубный режим с одним основным и одним подпорным НА) и для режима 2 (двухтрубный режим с двумя основными и одним подпорным НА).

В табл. 3.6 приведены исходные данные и результаты расчета общего потребления ЭЭ за год и прогнозируемой экономии ЭЭ при смене режима транспортировки нефти для заданного грузооборота нефти. Ожидаемая экономия ЭЭ при смене режима транспортировки нефти составила 2 336 тыс.  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$ .

Таблица 3.6

**Расчет экономии электрической энергии  
при смене режима транспортировки нефти**

Величина	Единица измерения	Способ расчета	Значение
План производственной программы по направлению «Полоцк – Мажейкяй – Бутинге» на 2006 г.	тыс. т·км	Планируется	1 713 700
Среднесуточный грузооборот	тыс. т·км	Планируется	4854
УРЭ при первом режиме, $W_{уд1}$	кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} =$ $= 8,95 \cdot 10^{-7} \cdot P^2 -$ $- 0,0086 \cdot P +$ $+ 33,468$	12,811
УРЭ при втором режиме, $W_{уд2}$	кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} =$ $= -6 \cdot 10^{-7} \cdot P^2 +$ $+ 0,005 \cdot P +$ $+ 1,315$	11,448
Разница в УРЭ при смене режима	кВт·ч/тыс. т·км	$\Delta W_{уд} =$ $= W_{уд1} - W_{уд2}$	1,363
Величина экономии электроэнергии, $\Delta W$	тыс. кВт·ч	$\Delta W = \Delta W_{уд} \cdot P_{год}$	$1,363 \cdot 1713700 \cdot 10^{-3} =$ $= 2 336$

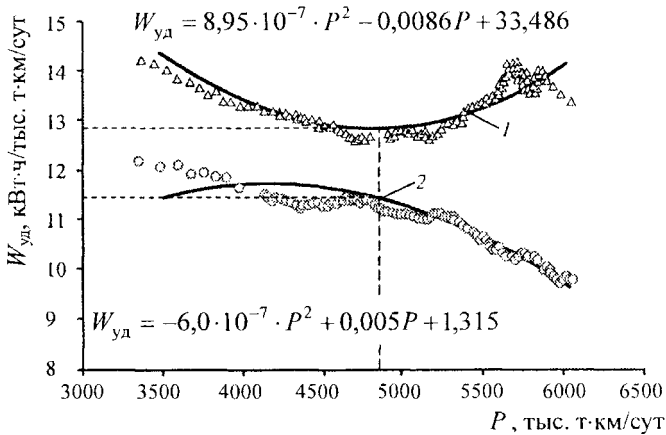


Рис. 3.12. Модели удельного расхода электрической энергии при различных режимах транспортировки нефти: 1 – однотрубный режим с одним основным и одним подпорным насосным агрегатом; 2 – двухтрубный режим с двумя основными и одним подпорным насосным агрегатом

### 3.6. Оценка предприятий транспорта нефти как потребителей-регуляторов энергосистемы

Экономическим рычагом в регулировании параметров электропотребления является система дифференцированных тарифов по зонам суток, сезонам года, а также рост цен и платы за потребленную ЭЭ [125], [182]. Так, автор [125] отмечает рост тарифов за потребленную максимальную мощность с 1 до 6 долларов за 1 кВт, что стимулировало ПП к регулированию расхода ЭЭ. Причем различают как суточные тарифы, изменяющиеся по зонам суток, так и сезонные тарифы, позволяющие сокращать потребление энергоресурсов в зимнее время. Предложено классифицировать нагрузки на существенные и несущественные для того, чтобы иметь возможность снизить свой максимум, а регулирование нагрузки вести по методу идеального уровня. Автоматизированный сбор данных ГЭН ПП с использованием современных систем учета расхода ЭЭ позволил еще в 80-е годы применять самые современные математические методы обработки статистики [122], [124]. Американскими специалистами в журнале «Прикладное математическое моделирование» [124] приведены ре-



зультаты экспериментальных исследований применения метода Байеса для суточного прогнозирования электропотребления, основанного на использовании базы данных по суточным ГЭН ПП. Такие подходы не могли быть ранее использованы для большей части ПП из-за отсутствия на них АСКУЭ. Однако в последние годы ситуация меняется коренным образом: современные системы учета энергоресурсов уже установлены на многих ПП Республики Беларусь, что позволяет получать полную, достоверную статистическую информацию и использовать современные математические методы обработки статистики.

Следует отметить ряд оригинальных разработок и у отечественных исследователей. Предложены методы прогнозирования максимума электрической нагрузки и оценки потенциала малозатратного маневрирования электропотреблением ПП энергосистемы. Методы основаны на анализе суточных режимов электропотребления, которые характеризуются ГЭН и их показателями [26], [54], на анализе расходных характеристик ПП ЭЭ [80], [84], [183]–[185].

С помощью аппарата кластерного анализа (см. п. 2.5) проведена структурная группировка ГЭН РУП «Гомельтранснефть Дружба» с целью выявления типовых графиков и дана оценка потенциала регулировочной способности предприятия по нагрузке.

Программная реализация аппарата кластерного анализа для моделирования ГЭН представлена программой Cluster 2.0.

На основании статистических данных о получасовых значениях мощностей с помощью данной программы была произведена кластеризация ГЭН по четырем нефтеперекачивающим станциям (НПС) РУП «Гомельтранснефть Дружба» «Гомель», «Зашебье», «Мозырь» и «Туров». Результаты кластеризации ГЭН для НПС представлены на рис. 3.13–3.16.

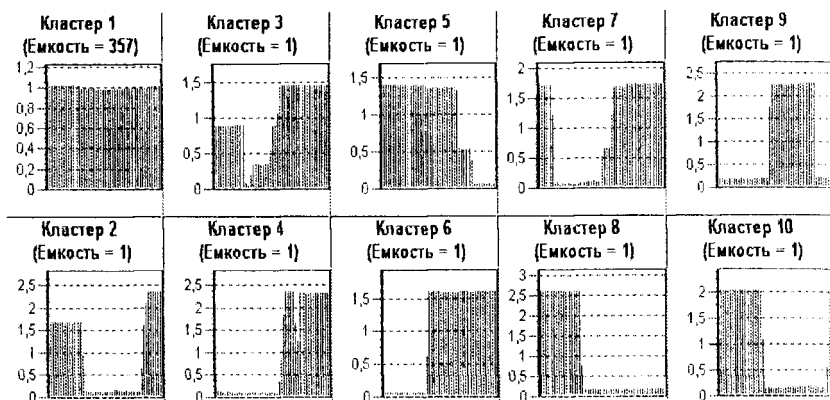


Рис. 3.13. График электрических нагрузок нефтеперерабатывающей станции «Гомель»

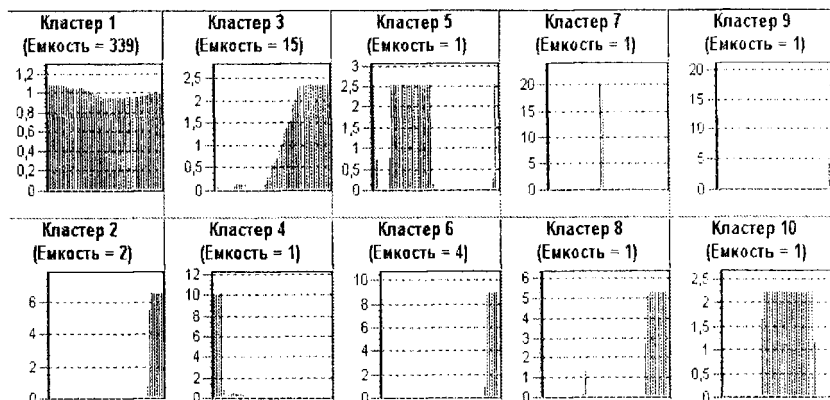


Рис. 3.14. График электрических нагрузок нефтеперерабатывающей станции «Зашчебье»

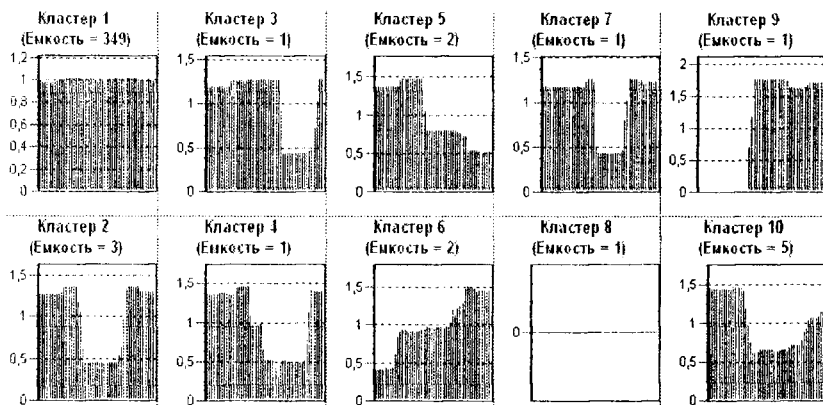


Рис. 3.15. График электрических нагрузок нефтеперерабатывающей станции «Мозырь»

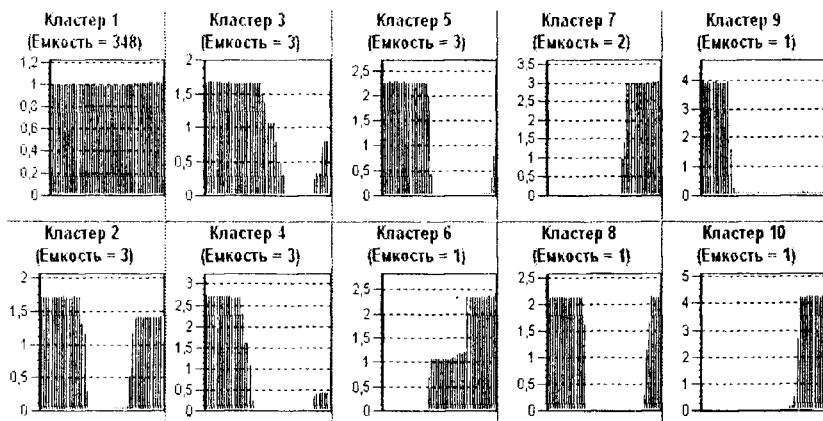


Рис. 3.16. График электрических нагрузок нефтеперерабатывающей станции «Туров»

Емкости основных кластеров составили: 97,8 % – НПС «Гомель»; 92,8 % – НПС «Защелье»; 95,6 % – НПС «Мозырь»; 95,3 % – НПС «Туров». Для типовых ГЭН с максимальной емкостью класса определены известные показатели ГЭН (табл. 3.7).

Таблица 3.7

## Показатели графиков электрических нагрузок

Нефтеперерабатывающая станция	Коэффициент формы	Коэффициент максимума	Коэффициент заполнения
Гомель	1,000	1,023	0,978
Зашебье	1,001	1,083	0,923
Мозырь	1,000	1,015	0,985
Туров	1,000	1,020	0,981

По результатам проведенного кластерного анализа ГЭН РУП «Гомельтранснефть Дружба» видно, что предприятие работает по графикам с коэффициентом заполнения  $K_3 = 0,93 - 0,98$  не менее чем 93 % дней в году и поэтому данное предприятие как потребитель-регулятор, с точки зрения энергосистемы, выступать не может.

# **ГЛАВА 4**



**НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  
ПРЕДПРИЯТИЙ  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

#### 4.1. Нормирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти в заданных условиях функционирования

Разработанная в 2005 г. «Методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти по трубопроводам» направлена на облегчение нормирования и прогнозирования затрат ЭЭ и позволяет получить следующие практические результаты [8], [10], [186], [187]:

- нормировать удельный и общий расход ЭЭ на планируемый период под реальные режимы работы участков нефтепровода;
- прогнозировать удельный и общий расход ЭЭ под заданные условия функционирования нефтепровода;
- оценивать влияние системных факторов на уровень удельного и общего расхода электрической энергии;
- рассчитывать энергетическую эффективность транспортировки нефти за любой выбранный промежуток времени с учетом конкретного режима работы участка нефтепровода.

Анализ режимов электропотребления позволил выявить множество формирующих и влияющих на них факторов, что обусловлено сложностью системы нефтепровода. Основными факторами являются: грузооборот нефти  $P$ , ее вязкость  $\nu$  или температура  $t$ , эквивалентный диаметр нефтепровода  $d_e$ . Вязкость нефти имеет высокую корреляционную связь с ее температурой, поэтому для разработки моделей может использоваться как вязкость, так и температура нефти.

Несмотря на большое число факторов, формирующих режим электропотребления, их число при включении в модель может быть ограничено с целью практически допустимого упрощения последней [8], [186], [187]. Например, насосные агрегаты являются одной из подсистем технологической системы нефтепровода, тесно взаимодействующей с подсистемой «линейная часть нефтепровода». При этом изменение состояния подсистемы «линейная часть» влечет за собой изменение состояния подсистемы «насосные агрегаты», что вызвано стремлением системы нефтепровода принимать равновесное состояние. Попытки включения в модель дополнительного фактора «состав насосных агрегатов» не повысит точность моделирования, поскольку данный фактор непосредственно связан с грузооборотом нефти. Эквивалентный диаметр системы нефтепровода при редко изменяющейся конфигурации нефтепровода может не включаться в модель, поскольку незначительно улучшает ее качество. А вязкость нефти, при ее стабильной динамике (рис. 4.1), может быть заменена поправочным коэффициентом  $k_\nu$ , дифференцированным по сезонам года.

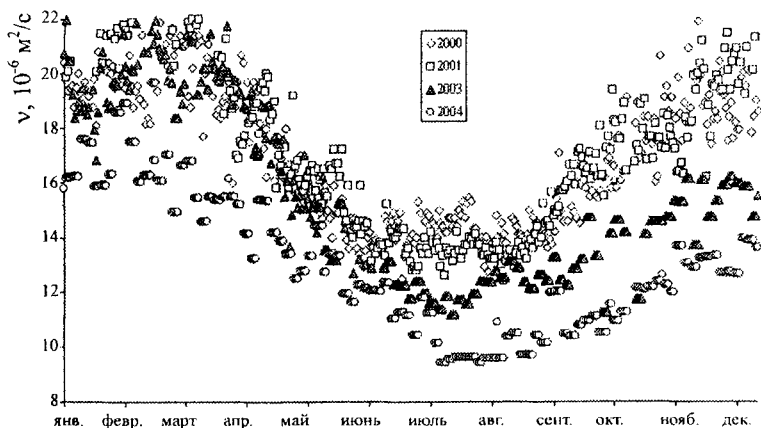


Рис. 4.1. Динамика вязкости нефти на годовом интервале времени:  
2000–2001 гг. – стабильная динамика вязкости;  
2003–2004 гг. – нестабильная динамика вязкости

На рис. 4.2 представлена трансформация вида модели в зависимости от условий функционирования нефтепровода для нормирования и прогнозирования электропотребления [8], [186], [187].

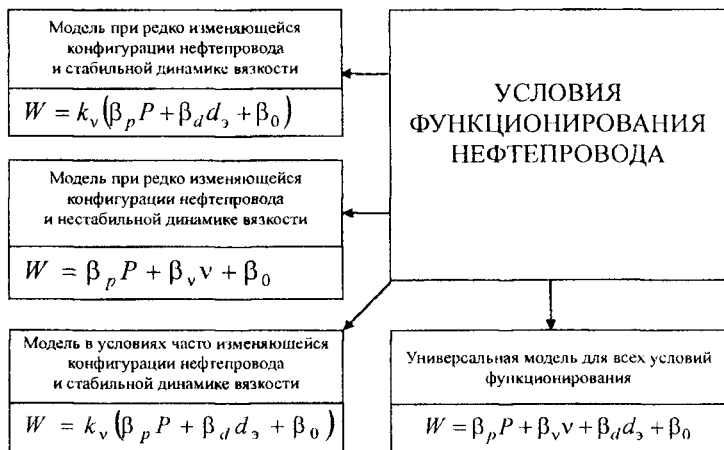


Рис. 4.2. Трансформация модели режимов электропотребления в зависимости от условий функционирования нефтепровода

Алгоритм расчета норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти можно представить в виде блок-схемы (рис. 4.3). Алгоритм построения моделей расхода ЭЭ представлен в главе 2.

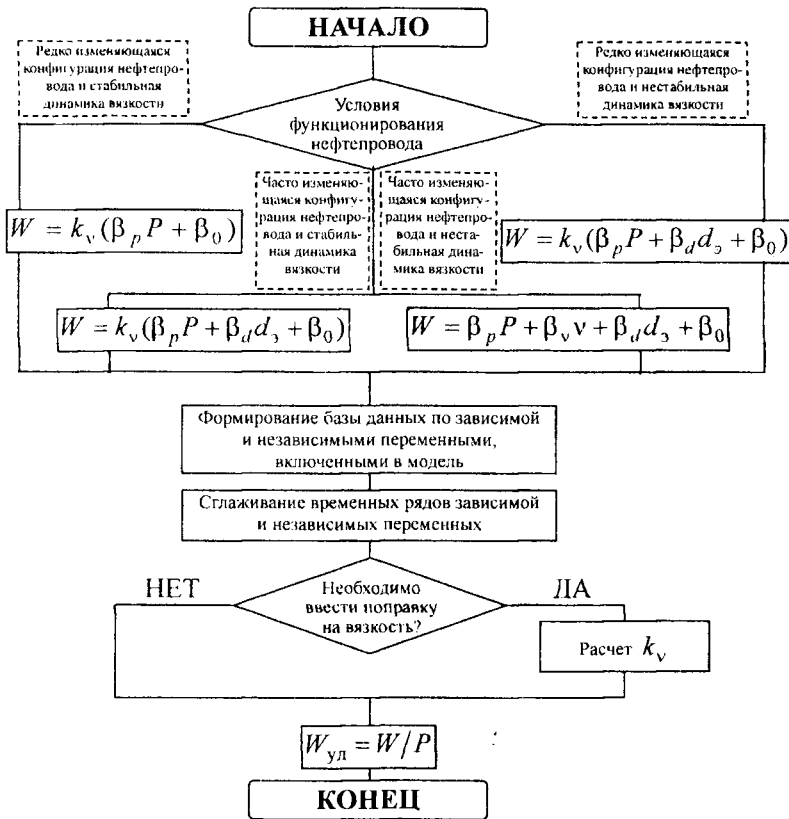


Рис. 4.3. Блок-схема расчета норм расхода электрической энергии на транспорт нефти

Рассмотрим примеры построения моделей участков нефтепровода в зависимости от условий функционирования нефтепровода.



#### 4.1.1. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях редко изменяющейся конфигурации нефтепровода и стабильной динамики вязкости

На основе суточной статистической информации за прошедший год формируется база данных по расходу ЭЭ  $W$  и грузообороту  $P$ , которая при необходимости очищается от календарных эффектов.

Полученные временные ряды  $\{W\}$  и  $\{P\}$  сглаживаются методом скользящего среднего. На основе полученных данных, методом наименьших квадратов, строится линейная зависимость электропотребления от грузооборота нефти (рис. 4.4):

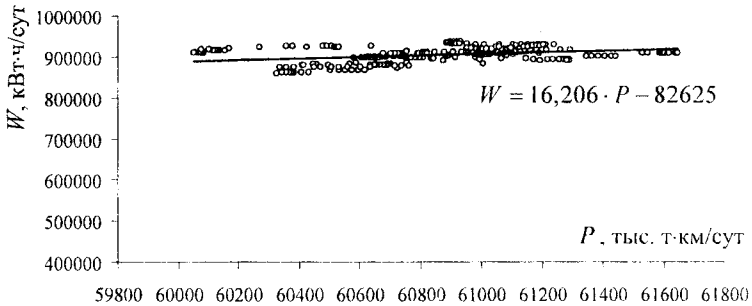


Рис. 4.4. Модель расхода электрической энергии на транспортировку нефти на годовом интервале времени

В построенную модель вводится поправочный коэффициент на вязкость нефти  $k_v$ , дифференцированный по кварталам года (табл. 4.1):

Таблица 4.1

#### Скорректированные модели расхода электрической энергии на вязкость нефти

Квартал	I	II	III	IV
Коэффициент $k_v$	1,0235	0,9825	0,9857	1,0082
Модель расхода ЭЭ, кВт·ч	$W = 16,587 \cdot P - 84567$	$W = 15,922 \cdot P - 81179$	$W = 15,974 \cdot P - 81443$	$W = 16,339 \cdot P - 83303$

Построенные модели расхода ЭЭ представлены на рис. 4.5.

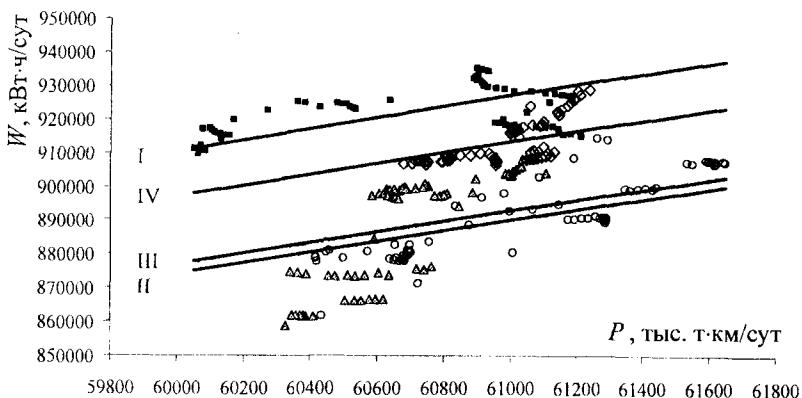


Рис. 4.5. Модели расхода электрической энергии на транспортировку нефти, дифференцированные по кварталам года: ■ – I кв.; ○ – II кв.; ▲ – III кв.; ◇ – IV кв.

Согласно выражению (2.34), строятся модели удельного расхода электрической энергии. Для каждой квартальной модели рассчитываются максимальная относительная погрешность и среднеквадратическое отклонение относительной погрешности. Результаты моделирования представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Квартальные модели удельного расхода электроэнергии на транспортировку нефти**

Квартал	I	II	III	IV
Модель УРЭ, кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} = 16,587 - 84567 / P$	$W_{уд} = 15,922 - 81179 / P$	$W_{уд} = 15,974 - 81443 / P$	$W_{уд} = 16,339 - 83303 / P$
$\delta_{max}, \%$	1,7	2,3	2,7	1,3
$\sigma, \%$	0,75	0,81	1,54	0,56

С использованием модели рассчитываются нормы расхода ЭЭ на транспортировку нефти по диапазонам грузооборота для различных кварталов.

Для примера, рассмотренного в параграфе 1.4, упрощенная однофакторная модель режимов ЭЭ для диапазона грузооборота

$P \in [1338840 \text{ тыс. т} \cdot \text{км/кв.}; 2050020 \text{ тыс. т} \cdot \text{км/кв.}]$  рассматриваемого участка нефтепровода приведена на рис. 4.6.

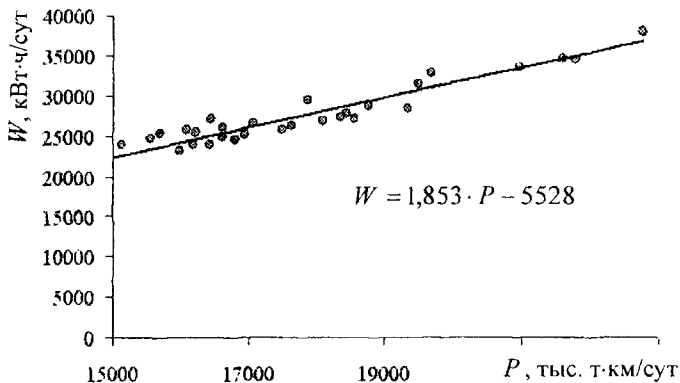


Рис. 4.6. Модель режимов электропотребления участка нефтепровода

Данная модель суточного расхода ЭЭ преобразуется в модель зависимости удельного расхода ЭЭ от квартального грузооборота ( $P_{\text{кв}} = 90 \cdot P$ , тыс. т · км/кв.):

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{P} = \frac{1,853 \cdot P - 5528}{P} = 1,853 - \frac{497520}{P_{\text{кв}}}$$

Таким образом, норма расхода ЭЭ на транспортировку нефти, соответствующая плановому среднеквартальному объему грузооборота, разработанная расчетно-статистическим методом по методике [10], составила:

$$N = 1,853 - \frac{497520}{P} = 1,853 - \frac{497520}{1616600} = 1,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{тыс. т} \cdot \text{км},$$

что отличается от фактического удельного расхода ЭЭ на 5 %. Погрешность нормирования расчетно-аналитическим методом составила более 46 % [80].

**4.1.2. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях редко изменяющейся конфигурации нефтепровода и нестабильной динамики вязкости**

Для построения моделей используется суточная статистика по расходу ЭЭ, грузообороту, вязкости нефти. Полученные временные ряды  $\{W\}$ ,  $\{P\}$  и  $\{v\}$  сглаживаются методом скользящего среднего. На основе полученных данных, методом наименьших квадратов, строится зависимость электропотребления от грузооборота и вязкости нефти (рис. 4.7).

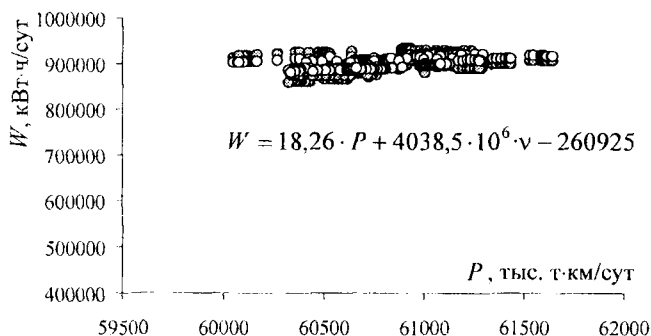


Рис. 4.7. Модель расхода электрической энергии на транспортировку нефти на годовом интервале времени:

- – фактическое электропотребление;
- – смоделированное электропотребление

Квартальные модели удельного расхода ЭЭ, рассчитываются на основе прогнозных квартальных значений вязкости нефти (табл. 4.3). Относительная погрешность и среднеквадратическое отклонение от относительной погрешности составили соответственно 3,3 % и 1,6 %.

Таблица 4.3

**Квартальные модели удельного расхода электроэнергии на транспортировку нефти**

Квартал	I	II	III	IV
Вязкость нефти, $10^6 \text{ м}^2/\text{с}$	16	14	11	14
Модель УРЭ, кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} = 18,26 - 196309 / P$	$W_{уд} = 18,26 - 204386 / P$	$W_{уд} = 18,26 - 216502 / P$	$W_{уд} = 18,26 - 204386 / P$

### 4.1.3. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях часто изменяющейся конфигурации нефтепровода и стабильной динамики вязкости

Для построения моделей используется суточная статистика по расходу ЭЭ, грузообороту, эквивалентному диаметру участка нефтепровода. Полученные временные ряды  $\{W\}$ ,  $\{P\}$  и  $\{d_3\}$  сглаживаются методом скользящего среднего. На основе полученных данных методом наименьших квадратов строится зависимость электропотребления от грузооборота нефти и эквивалентного диаметра нефтепровода (рис. 4.8). В построенную модель вводится поправочный коэффициент на вязкость нефти  $k_v$ , дифференцированный по кварталам года (табл. 4.4).

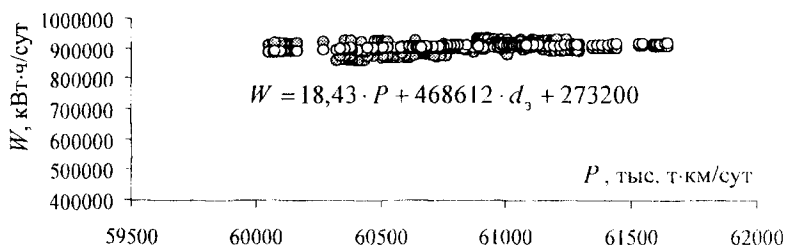


Рис. 4.8. Модель расхода электрической энергии на транспортировку нефти на годовом интервале времени:  $\circ$  – фактическое электропотребление;  $\ominus$  – смоделированное электропотребление

Таблица 4.4

#### Скорректированные модели общего и удельного расхода электрической энергии

Квартал	I	II	III	IV
Коэффициент $k_v$	1,0255	0,9847	0,9816	1,0081
Модель расхода ЭЭ, кВт·ч/сут	$W = 18,9 \cdot P - 480562 \cdot d_3 + 280167$	$W = 18,2 \cdot P - 461442 \cdot d_3 + 269020$	$W = 18,1 \cdot P - 459989 \cdot d_3 + 268173$	$W = 18,6 \cdot P - 472408 \cdot d_3 + 275413$
Средневзвешенный $d_3$ , м	1,04	1,04	0,96	1,04
Модель УРЭ, кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} = 18,9 - 219617 / P$	$W_{уд} = 18,2 - 210880 / P$	$W_{уд} = 18,1 - 173417 / P$	$W_{уд} = 18,6 - 215891 / P$
$\delta_{\max}$ , %	1,7	2,2	2,3	1,3
$\sigma$ , %	1,6	0,8	1,4	0,7

**4.1.4. Модель удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти в условиях часто изменяющейся конфигурации нефтепровода и нестабильной динамики вязкости**

Данный вид расчетно-статистической модели электропотребления является универсальным и представляет собой зависимость (рис. 4.9) общего расхода ЭЭ от грузооборота, эквивалентного диаметра участка нефтепровода и вязкости нефти. Модель формируется на основе сглаженных методом скользящего среднего временных рядов  $\{W\}$ ,  $\{P\}$ ,  $\{v\}$  и  $\{d_s\}$  с использованием метода наименьших квадратов.

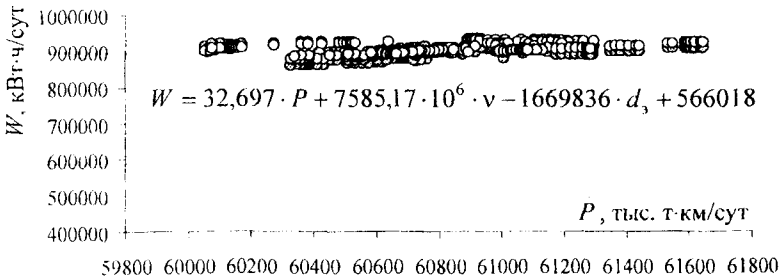


Рис. 4.9. Модель расхода электрической энергии на транспортировку нефти на годовом интервале времени:  
 ○ – фактическое электропотребление; ○ – смоделированное электропотребление

Модель удельного расхода ЭЭ строится по данным прогнозных значений среднеквартальной вязкости нефти и средневзвешенным эквивалентным диаметрам нефтепровода (табл. 4.5).

Таблица 4.5

**Квартальные модели удельного расхода электрической энергии на транспортировку нефти**

Квартал	I	II	III	IV
Вязкость нефти, $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	16	14	11	14
Средневзвешенный $d_s$ , м	1,04	1,04	0,96	1,04

Окончание табл. 4.5

Квартал	I	II	III	IV
Модель УРЭ, кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} = 35,2 -$ $- 1209681 / P$	$W_{уд} = 35,2 -$ $- 1223068 / P$	$W_{уд} = 35,2 -$ $- 1141858 / P$	$W_{уд} = 35,2 -$ $- 1223068 / P$
$\delta^{max}, \%$	2,2	2,2	2,2	2,2
$\sigma, \%$	1,4	1,4	1,4	1,4

При расчете норм на третий квартал участка нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба» учтен вывод участка нефтепровода в ремонт через изменение эквивалентного диаметра с 1,04 до 0,96, что повлекло за собой увеличение удельного расхода ЭЭ при среднесуточном грузообороте 61000 тыс. т·км до 16,48 кВт·ч/тыс. т·км.  $W_{уд} = 35,2 - 1141858 / 61000 = 16,48$  кВт·ч/тыс. т·км. Учет в модели лишь грузооборота нефти привел бы к занижению нормы расхода ЭЭ и соответственно превышению ее на 1,84 кВт·ч/тыс. т·км.  $W_{уд} = 15,974 - 81443 / 61000 = 14,64$  кВт·ч/тыс. т·км

Для объективного отслеживания ЭЭФ технологического процесса транспорта нефти в современных условиях необходимо учитывать большое количество влияющих факторов случайного характера. В основу утвержденной методики нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти по трубопроводам [10] положены следующие разработанные принципы нормирования [8], [186]:

- нормы потребления ЭЭ на транспортировку нефти необходимо дифференцировать по кварталам года в зависимости от диапазонов месячных объемов грузооборота и характеристик нефтепроводной систем; в этом случае возможен учет изменяющихся грузооборота нефти и условий ее транспортировки;

- корректировка норм должна осуществляться после окончания квартала в связи со случайным характером изменения режимов работы участков нефтепровода с учетом нештатных ситуаций; в этом случае возможен учет случайного характера изменения режимов работы участков нефтепровода (конфигурация нефтепровода, состав и характеристики работающих агрегатов, вязкость перекачиваемой нефти);

– отклонение фактической величины удельного расхода ЭЭ от расчетного значения нормы в пределах доверительного интервала должно быть принято допустимым и не рассматриваться как перерасход либо экономия ЭЭ; только при таком подходе устраняется погрешность, обусловленная теми случайными факторами, которые не поддаются учету; совокупное влияние последних вызывает случайную реакцию значений  $W_{уд}$ , которая характеризует величину неустранимых отклонений от установленных нормативов;

– причины фактического перерасхода (экономии) ЭЭ необходимо фиксировать, а нерациональное потребление ЭЭ должно быть доказано; этот принцип позволяет избежать необоснованных штрафных санкций за перерасход ЭЭ, обусловленный нестандартными ситуациями при транспортировке нефти, не зависящими от эксплуатирующего персонала; анализ же причин перерасхода (экономии) ЭЭ позволит оптимизировать технологический процесс (с точки зрения энергозатрат), что и является одной из основных функций нормирования.

#### **4.2. Нормирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти с учетом энергосберегающих мероприятий**

Система энергетического обследования ПП и нормирования затрат ЭЭ на выпуск продукции тесно связаны между собой: для выполнения задания по снижению норм расхода ЭЭ на выпуск продукции необходим поиск энергосберегающих мероприятий и их обоснование, а результаты энергетического обследования должны быть использованы при планировании норм расхода ЭЭ (разработка прогрессивных норм). Для предприятий транспорта нефти эта связь укреплена единой математической моделью, являющейся фундаментом для решения задач планирования удельного расхода ЭЭ и обоснования ПЭ за счет мероприятий, воздействующих на технологические характеристики системы нефтепровода, например, эквивалентный диаметр.

Рассмотрим одно из основных технологических мероприятий, дающее, как показывает анализ, свыше 25 % суммарной экономии ЭЭ от общего выявленного ПЭ: строительство лупингов (обводных участков).



Экономический эффект при строительстве лупингов складывается из увеличения производительности нефтепровода, а также от снижения затрат ЭЭ на транспортировку нефти. Пропускная способность нефтепровода ограничивается наименьшей пропускной способностью его участков. Пропускная способность каждого участка нефтепровода определяется из выражения [9], [140]:

$$G = 86,4 \cdot \rho_{\text{ср}} \left[ \frac{(H - \Delta z) d_3^{4,75}}{0,0247 (v_{\text{ср}} \cdot 10^{-6})^{0,25} l} \right]^{1,75}, \text{ т/сут}, \quad (4.1)$$

где  $\rho_{\text{ср}}$  – средняя плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – полные потери напора участка нефтепровода, м;  $\Delta z$  – разность геодезических отметок начала и конца участка нефтепровода, м;  $d_3$  – эквивалентные диаметры участка нефтепровода соответственно до и после строительства лупинга, м;  $v_{\text{ср}}$  – средняя кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $l$  – протяженность участка нефтепровода, м.

Оценка экономии ЭЭ от строительства лупингов проводится в соответствии со следующим алгоритмом [9], [140]:

- 1) рассчитывается  $d_{3, \text{баз}}$  нефтепровода до строительства лупингов и принимаются базисные значения  $P_{\text{баз}}$ ,  $v_{\text{баз}}$  и  $W_{\text{баз}}$ ;
- 2) в соответствии с формулой (4.1) оценивается максимально возможная производительность нефтепровода до строительства лупингов;
- 3) определяется коэффициент эластичности по эквивалентному диаметру до строительства лупингов;
- 4) рассчитывается  $d_3$  нефтепровода после строительства каждого лупинга;
- 5) определяется величина  $\Pi_d$  (процентное снижение удельного расхода ЭЭ от увеличения  $d_3$  при строительстве лупингов);
- 6) расчет по пп. 4–5 повторяется для каждого лупинга;
- 7) строится линейный тренд фактического суточного удельного расхода ЭЭ на годовом интервале времени;
- 8) построенный тренд удельного расхода ЭЭ при строительстве каждого лупинга снижается на соответствующую величину  $\Pi_d$ ; на

график наносятся значения удельного расхода ЭЭ при строительстве каждого лупинга, полученные пересечением соответствующей трендовой зависимости и среднесуточного грузооборота с учетом прироста производительности участков нефтепровода;

9) по величине  $P_d$  и  $W_{\text{баз}}$  оценивается экономия ЭЭ при строительстве каждого лупинга.

На рис. 4.10 представлена принципиальная схема участка нефтепровода до строительства лупингов. Характеристики данного участка приведены в табл. 4.6.

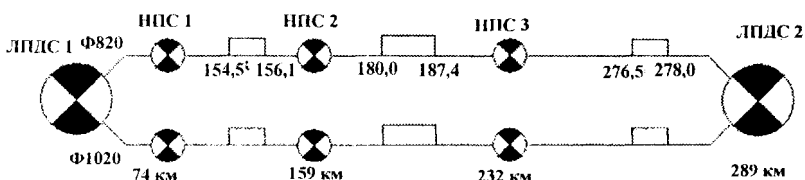


Рис. 4.10. Принципиальная схема участка нефтепровода

Таблица 4.6

**Параметры участка нефтепровода**

Параметр	Значение		Примечание		
Общая протяженность участка, км	289		—		
Количество ниток, шт.	2		Ду800, Ду1000		
Лупинги	ПК 1548-ПК 1561, ПК 1810-ПК 1874, ПК 2765-ПК 2780				
Станции	ЛПДС 1	НПС 1	НПС 2	НПС 3	ЛПДС 2
Протяженность, км	0	74	159	233	289
Высотные отметки, м	205	173	124	135	158
Уставки Ду800, кПа	4900/450	5000/450	4300/400	4000/400	—
Уставки Ду1000, кПа	5100/500	5300/500	4600/550	4000/550	—

Для повышения производительности нефтепровода первым пусковым комплексом предусматривается строительство 4-х лупингов диаметром 1020 мм (рис. 4.11):

Лупинг 1: Ду1000, ПК 1500-ПК 1590,  $L = 9$  км.

Лупинг 2: Ду1000, ПК 2100-ПК 2320,  $L = 22$  км.

Лупинг 3: Ду1000, ПК 2755-ПК 2880,  $L = 12,5$  км.

Лупинг 4: Ду1000, ПК 1810-ПК 1880,  $L = 7$  км.

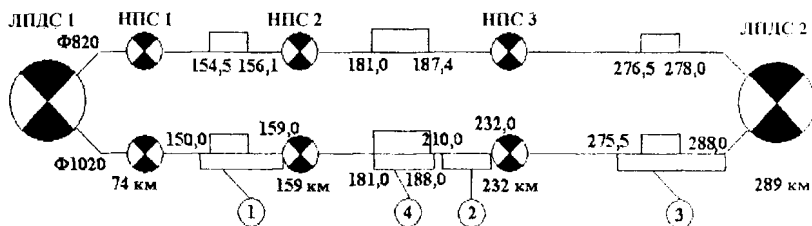


Рис. 4.11. Расчетная схема строительства лупингов

Произведем оценку снижения УРЭ от строительства лупингов в соответствии с приведенным в разделе алгоритмом. За базисные значения принимаем среднесуточные данные:

$$P_{\text{баз}} = 38591 \text{ тыс. т} \cdot \text{км/сут};$$

$$v_{\text{баз}} = 13,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$W_{\text{баз}} = 474967 \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}.$$

#### Участок нефтепровода «ЛПДС 1 – НПС 1»

Эквивалентный диаметр 1-й нитки нефтепровода  $d'_3 = 0,800$  м.

Эквивалентный диаметр 2-й нитки нефтепровода  $d''_3 = 1,000$  м.

Производительность 2-й нитки нефтепровода:

$$G_1'' = 86,4 \cdot 860 \left[ \frac{(535 + 32)1,000^{4,75}}{0,0247(13,6 \cdot 10^{-6})^{0,25} 74000} \right]^{1,75} = 188685 \text{ т/сут}.$$

Участок нефтепровода «НПС 1 – НПС 2»

Первая нитка нефтепровода:

– эквивалентный диаметр лупинга

$$d'_{э.л.1} = \left( 0,8^{\frac{4,75}{1,75}} + 0,8^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,033 \text{ м};$$

– эквивалентный диаметр нитки

$$d'_3 = \sqrt[4,75]{\frac{83,4 + 1,6}{0,8^{4,75} + 1,033^{4,75}}} = 0,802 \text{ м.}$$

Вторая нитка нефтепровода:

– эквивалентный диаметр лупинга

$$d'_{э.л.1} = \left( 1,0^{\frac{4,75}{1,75}} + 1,0^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,291 \text{ м};$$

– эквивалентный диаметр нитки

$$d''_3 = \sqrt[4,75]{\frac{83,4 + 1,6}{1,0^{4,75} + 1,291^{4,75}}} = 1,003 \text{ м.}$$

– производительность нитки нефтепровода:

$$G''_2 = 86,4 \cdot 860 \left[ \frac{(552 + 49)1,003^{4,75}}{0,0247(13,6 \cdot 10^{-6})^{0,25} 85000} \right]^{\frac{1}{1,75}} = 181594 \text{ т/сут.}$$

Аналогичные расчеты проводятся и по участкам «НПС 2 – НПС 3», «НПС 3 – ЛНДС 2», результаты приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

## Данные расчета параметров участков нефтепровода

Участок нефтепровода	Первая нитка нефтепровода		Вторая нитка нефтепровода		
	Эквивалентный диаметр 1-й нитки нефтепровода $d'_3$ , м	Эквивалентный диаметр лупинга $d'_{э.л.1}$ , м	Эквивалентный диаметр 2-й нитки нефтепровода $d''_3$ , м	Эквивалентный диаметр лупинга $d'_{э.л.1}$ , м	Производительность нефтепровода $G''_n$ , т/сут
«ЛПДС 1 – НПС 1»	0,800	–	1,000	–	188685
«НПС 1 – НПС 2»	0,802	1,033	1,03	1,291	181594
«НПС 2 – НПС 3»	0,811	1,033	1,013	1,291	174982
«НПС 3 – ЛПДС 2»	0,803	1,033	1,004	1,291	186242

Эквивалентный диаметр 1-й нитки нефтепровода с учетом данных табл. 4.7:

$$d'_3 = \left( \frac{74 + 85 + 73 + 57}{\frac{74}{0,8^{4,75}} + \frac{85}{0,802^{4,75}} + \frac{73}{0,814^{4,75}} + \frac{57}{0,803^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 0,805 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр 2-й нитки:

$$d''_3 = \left( \frac{74 + 85 + 73 + 57}{\frac{74}{1,000^{4,75}} + \frac{85}{1,003^{4,75}} + \frac{73}{1,013^{4,75}} + \frac{57}{1,004^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,005 \text{ м.}$$

Базисный эквивалентный диаметр нефтепровода до строительства лупингов:

$$d_{э, баз} = \left( 0,805^{\frac{4,75}{1,75}} + 1,005^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,180 \text{ м.}$$

Коэффициент  $\beta$ , согласно номограммы (рис. 3.3) [9] при базисных значениях  $P_{баз}$  и  $v_{баз}$  составит  $1,23 \cdot 10^6$  кВт·ч. При данном значении  $\beta$  и  $d_{э, баз}$  коэффициент эластичности составляет  $e_d = 1,951$  о. е.

Рассчитаем  $d_э$  нефтепровода после строительства каждого лупинга. Эквивалентный диаметр участка ПК 1500 – ПК 1590 2-й нитки нефтепровода без нового лупинга:

$$d''_{э1} = \left( \frac{4,5 + 1,6 + 2,9}{\frac{4,5}{1,000^{4,75}} + \frac{1,6}{1,003^{4,75}} + \frac{2,9}{1,000^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,001 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр участка ПК 1500 – ПК 1590 2-й нитки нефтепровода с учетом нового лупинга:

$$d''_{э2} = \left( 1,000^{\frac{4,75}{1,75}} + 1,001^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,292 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр участка нефтепровода НПС 1 – НПС 2, 2-я нитка:

$$d''_{э2} = \left( \frac{76 + 9}{\frac{76}{1,000^{4,75}} + \frac{9}{1,292^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,016 \text{ м.}$$

Пропускная способность 2-й нитки нефтепровода на участке НПС 1 – НПС 2:

$$G_2'' = 86,4 \cdot 860 \left[ \frac{(552 + 49)1,016^{4,75}}{0,0247(13,6 \cdot 10^{-6})^{0,25} 85000} \right]^{\frac{1}{1,75}} = 188373 \text{ т/сут.}$$

Пропускная способность данного участка повысилась, однако, в силу низкой производительности на участке НПС 2 – НПС 3, при строительстве лупинга 1 производительность нефтепровода в целом не повышается (табл. 4.8).

Таблица 4.8

**Пропускная способность участков нефтепровода Ду1000  
с учетом строительства лупинга 1**

Участок	ЛПДС 1 – НПС 1	НПС 1 – НПС 2	НПС 2 – НПС 3	НПС 3 – ЛПДС 2
Пропускная способность, т/сут	188685	188373	174982	186242

Эквивалентный диаметр 2-й нитки:

$$d_{3'} = \left( \frac{74 + 85 + 73 + 57}{\frac{74}{1,000^{4,75}} + \frac{85}{1,016^{4,75}} + \frac{73}{1,013^{4,75}} + \frac{57}{1,004^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,009 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр нефтепровода после строительства лупинга 1:

$$d_{3,2} = \left( 0,805^{\frac{4,75}{1,75}} + 1,009^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,182 \text{ м.}$$

$\Pi_a$ , при отношении  $\frac{d_{3,2}}{d_{3,баз}} = \frac{1,182}{1,180} = 1,002$  и найденном коэффициенте эластичности принимает значение 0,39 %. Аналогичным образом рассчитываем показатели остальных лупингов. Результаты расчета сводим в табл. 4.9.

Таблица 4.9

## Технико-экономические показатели строительства лупингов

Номер лупинга	Прирост производительности, т/сут	Прирост грузооборота, тыс. т·км/сут	Снижение УРЭ (с накоплением), %	Снижение УРЭ, %	Экономия, кВт·ч/сут	Экономия, кВт·ч/год
1	–	–	0,39	0,39	1852	675980
2	11260	2061	1,95	1,56	7410	2704650
3	2131	390	2,77	0,82	3895	1421675
4	–	–	2,92	0,15	713	260245
<i>Итого</i>	13391	2451	2,92	2,92	13870	5062550

Годовой прирост производительности после первой очереди строительства составит:

$$\Delta G = 13391 \text{ т/сут} \cdot 365 \text{ сут/год} = 4887715 \text{ т/год}.$$

На рис. 4.12 представлен разброс фактических значений удельного расхода ЭЭ на годовом интервале времени и построена трендовая зависимость увеличения удельного расхода ЭЭ с ростом производительности нефтепровода. Отмечен среднесуточный объем перекачиваемой нефти, который принят в качестве базиса при оценке экономии ЭЭ от строительства лупингов. Для текущего значения эквивалентного диаметра нефтепровода суточный грузооборот ограничен 45000 тыс. т·км. Поэтому дальнейшее увеличение производственной программы требует увеличения эквивалентного диаметра нефтепровода.

На рис. 4.13 представлены зависимости снижения удельного расхода ЭЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра нефтепровода при строительстве лупингов. Каждому диапазону грузооборота соответствует свой эквивалентный диаметр. При увеличении производительности нефтепровода после строительства очередного лупинга



объективно наблюдается рост удельного расхода ЭЭ, но этот рост был бы еще большим с увеличением грузооборота без строительства лупингов [140], [188]. Ввод в эксплуатацию первого пускового комплекса позволит увеличить производительность нефтепровода со снижением удельного расхода ЭЭ относительно удельного расхода ЭЭ существующего режима электропотребления на 2,92 %.

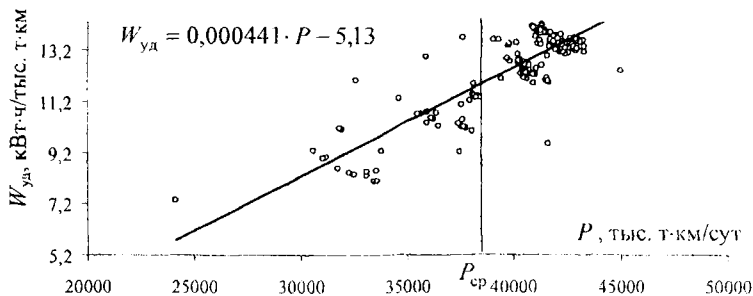


Рис. 4.12. Линейный тренд суточного удельного расхода электрической энергии на годовом интервале времени

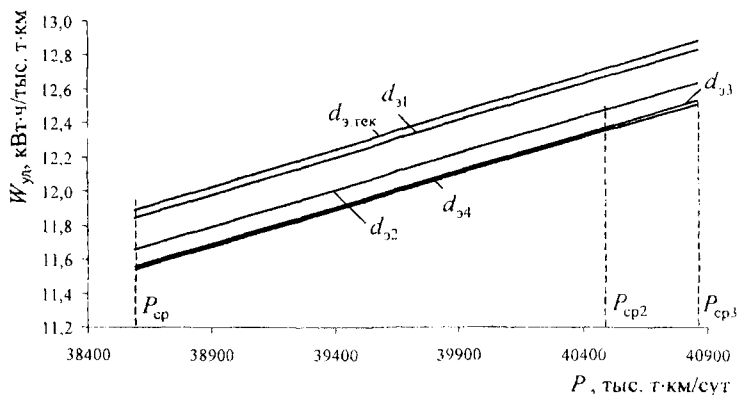


Рис. 4.13. Зависимости снижения удельного расхода электрической энергии при строительстве лупингов

#### **4.3. Расчет удельных расходов электрической энергии для участков нефтепровода под заданные условия функционирования с использованием программных средств**

Управление ЭЭФ включает в себя комплекс задач, первоочередными из которых являются: прогнозирование расхода ЭЭ при изменении технологических и энергетических параметров, нормирование расхода ЭЭ на выпуск продукции, анализ электропотребления, оценка и прогнозирование ЦП по энергосбережению, а также оценка возможной экономии энергоресурсов при проведении энергосберегающих мероприятий.

Для решения указанных задач разработан программный комплекс «Модель-Электро» [8], предназначенный для моделирования режимов электропотребления при транспортировке нефти по трубопроводам при изменении объемов и условий транспортировки. Программный комплекс позволяет [189]:

- прогнозировать и оценивать эффективность потребления ЭЭ на транспортировку нефти по участкам нефтепровода с учетом динамики их конфигурации;
- определять зависимости удельного расхода ЭЭ от грузооборота по фактическим данным и их прогнозным значениям для любого участка нефтепровода за любой промежуток времени.

Программный комплекс также позволяет вести поиск достоверной исходной статистической информации о режимах электропотребления и генерировать отчет с результатами расчета норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти по диапазонам квартального грузооборота. Экономический эффект от внедрения программного комплекса «Модель-Электро» может быть оценен снижением трудоемкости и повышением точности решения указанных задач.

На рис. 4.14 представлен модуль программного комплекса «Модель-Электро 2.0», предназначенный для прогнозирования режимов электропотребления и учитывающий при прогнозировании следующие факторы: объем транспортируемой нефти, вязкость нефти и конфигурацию нефтепровода. Данный модуль позволяет с достаточной степенью точности прогнозировать удельный и общий расход ЭЭ при планировании вывода в ремонт или ввода в эксплуатацию одного из участков нефтепровода с учетом сезона эксплуатации нефтепровода.

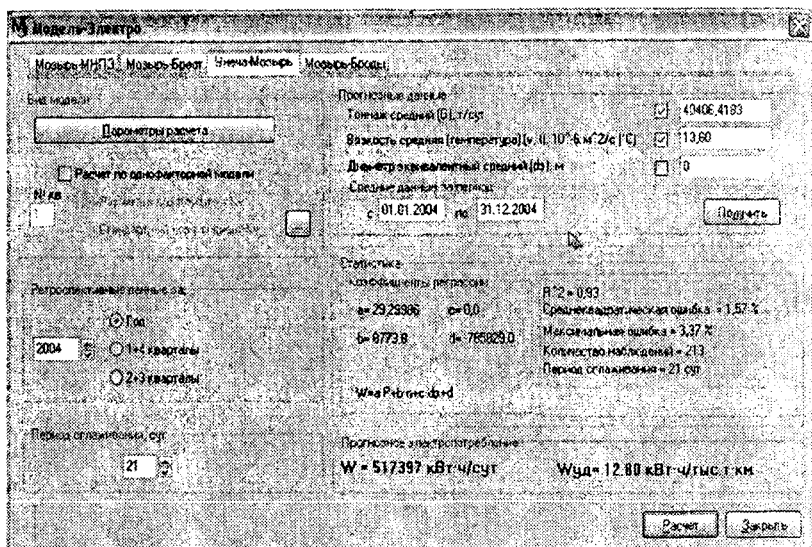


Рис. 4.14. Модуль «Прогнозирование электропотребления»

Для нормирования расхода ЭЭ в программном комплексе «Модель-Электро» реализован модуль «Нормирование электропотребления» (рис. 4.15). Разработка норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти производится под заданные режимы транспортировки нефти (конфигурация нефтепровода, вязкость нефти).

Важной особенностью модуля «Нормирование электропотребления» является возможность расчета норм по диапазонам грузооборота нефти, поскольку при увеличении последнего УРЭ объективно возрастает. Неучет этого обстоятельства влечет за собой необходимость постоянной корректировки норм расхода ЭЭ (в сторону снижения или увеличения в зависимости от фактического объема грузооборота), что зачастую сопряжено со значительными трудностями. Результат расчета норм расхода ЭЭ по трехфакторной модели (рис. 4.16), учитывающей изменение грузооборота, сезонное изменение вязкости нефти и динамику конфигурации нефтепровода «Унеча – Мозырь», представлены в табл. 4.10. При расчете норм учтен плановый вывод в ремонт участка нефтепровода, эквивалентный диаметр нефтепровода изменится с 1,176 м до 1,171 м.

Таблица 4.10

**Нормы расхода электрической энергии  
по участку нефтепровода «Унеча – Мозырь»**

Вид продукции и работ	Норма расхода					
	Единица измерения	2005 г.	в т. ч. по кварталам			
			I	II	III	IV
Транспорт нефти по участку «Унеча – Мозырь» при квартальном грузообороте в диапазоне, тыс.т·км/кв.: до 3400000	кВт·ч/тыс.т·км	11,8	12,6	11,9	11,2	11,6
3400000–3500000		12,2	13,0	12,3	11,6	12,0
3500000–3600000		12,7	13,4	12,8	12,1	12,4
3600000–3700000		13,1	13,8	13,2	12,5	12,8
3700000–3800000		13,4	14,1	13,5	12,9	13,3
свыше 3800000		13,8	14,5	13,9	13,2	13,6

Для повышения точности нормирования и прогнозирования расхода ЭЭ в программном комплексе «Модель-Электро» реализован модуль «Анализ отклоняющих дат» (рис. 4.17), позволяющий визуально отслеживать суточную статистическую информацию, которая приводит к резкому и максимальному отклонению режима электропотребления от общей тенденции (недостоверная информация, или «выбросы»). Резко отличающиеся от общей тенденции режимы объясняются внештатными ситуациями при транспортировке нефти либо ошибками в учете технологических факторов. Указанные режимы помечаются в базе данных и не учитываются при моделировании режимов электропотребления.

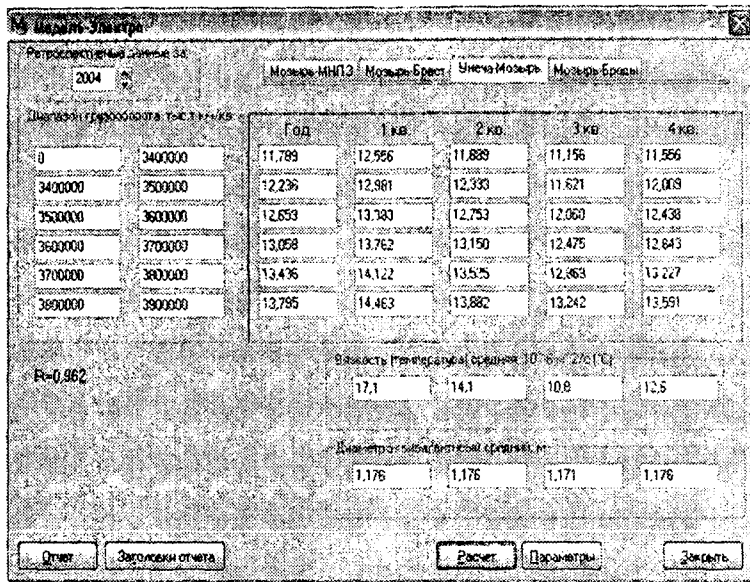


Рис. 4.15. Модуль «Нормирование электропотребления»

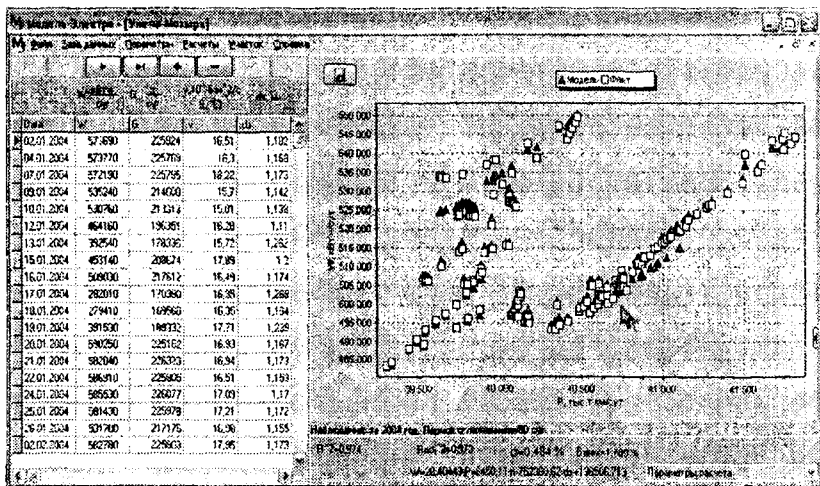


Рис. 4.16. Модуль «Построение модели электропотребления»

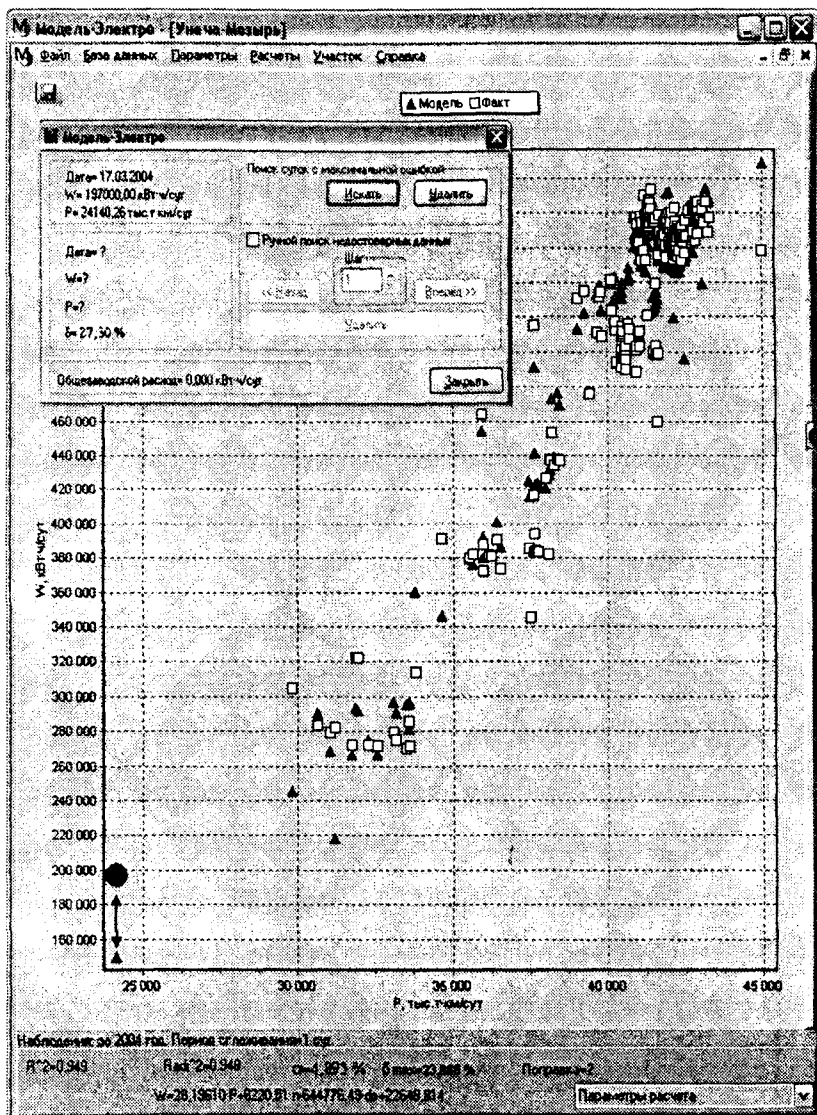


Рис. 4.17. Модуль «Анализ отклоняющихся дат»

В основу разработанного программного комплекса положена методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти [10], применение которой для нормирования расхода ЭЭ одного из участков нефтепровода позволило существенно снизить погрешность расчета. Разница между фактическим и расчетным расходом ЭЭ снизилась с 46 % (при расчете с использованием расчетно-аналитического метода) до 5 % (при расчете по методике [10]). Приведенные погрешности разработки норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти по трубопроводам показывают эффективность использования в качестве базисной модели режимов электропотребления нестабильно работающих участков нефтепровода регрессионной трехфакторной модели на выбранном интервале грузооборота, где в качестве факторов, включенных в модель, включены грузооборот нефти, ее вязкость и эквивалентный диаметр нефтепровода. Количество факторов, включенных в модель электропотребления, может варьироваться в зависимости от состояния нефтепроводной системы в целом и условий транспортировки нефти, что позволяет значительно сократить трудоемкость нормирования за счет трансформации вида модели и уменьшения количества учитываемых факторов.

Внедрение программного комплекса «Модель-Электро» в РУП «Гомельтранснефть Дружба» позволило полностью автоматизировать процесс разработки норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти по участкам нефтепровода.

# **ГЛАВА 5**

---

**ОЦЕНКА  
ЦЕЛЕВОГО ПОКАЗАТЕЛЯ  
ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ**



Для энергетиков Республики Беларусь актуальной является задача обеспечения выполнения ЦП по энергосбережению. И не всегда причиной его невыполнения является бездеятельность специалистов предприятия. Частое невыполнение ЦП объясняется невозможностью применения общей методики его расчета [47], которая не учитывает специфику технологического процесса конкретного ПП, а лишь предусматривает потенциальную возможность приведения энергозатрат базисного периода к сопоставимым условиям отчетного периода. Способы приведения энергозатрат отчетного и базисного периодов в сопоставимые условия с учетом специфики технологического процесса разрабатываются в рамках отраслевых методик расчета ЦП. Однако отраслевыми методиками расчета ЦП в настоящее время не охвачены все отрасли промышленности.

В данной главе рассматривается подход к оценке ЦП на примере трубопроводного транспорта нефти с использованием закономерностей формирования режимов электропотребления сложной технологической системы на основе однофакторной математической модели зависимости общего электропотребления от объемов транспортируемой нефти, построенной по суточным данным электропотребления и приведенного грузооборота нефти при взаимном влиянии множества факторов, формирующих режимы электропотребления.

В настоящей главе используются следующие понятия:

– *целевой показатель по энергосбережению* – показатель, характеризующий деятельность (производственную, организационную, экономическую, научную, техническую) юридических лиц по реализации мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование ТЭР на всех стадиях их производства и потребления;

– *прямые обобщенные энергетические затраты (обобщенные энергетические затраты)* – суммарный расход топлива, тепловой и электрической энергии, полученных от других организаций и использованных на производственные и коммунально-бытовые нужды, выработку энергетических носителей для их отпуска (продажи) другим потребителям и населению;

– *отчетный период* – временной интервал (месяц, квартал, год), относящийся к текущему году, за который осуществляется расчет ЦП;

– *базисный период* – временной интервал (месяц, квартал, год), относящийся к предыдущему году и соответствующий аналогичному интервалу отчетного периода;

– *сопоставимые условия* – совокупность факторов отчетного и базисного периодов, связанных с изменением энергопотребления, но не отражающих работу по энергосбережению; к сопоставимым условиям приводятся обобщенные энергозатраты базисного периода для объективной оценки ЦП;

– *тонна условного топлива (т у. т.)* – учетная единица топлива с низшей теплотворной способностью 7 Гкал/т;

– *коэффициент пересчета электрической энергии (электроэнергии) в условное топливо* – количество условного топлива, необходимого для полезного отпуска потребителю единицы электроэнергии от источника энергоснабжения;

– *коэффициент пересчета тепловой энергии (теплоэнергии) в условное топливо* – количество условного топлива, необходимого для полезного отпуска потребителю единицы теплоэнергии от источника теплоснабжения.

Условное топливо представляет собой единицу учета органического топлива. В качестве единицы условного топлива применяется 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 МДж/кг), что соответствует хорошему малозольному сухому углю. В соответствии с письмом Министерства статистики и анализа Республики Беларусь от 8 апреля 1998 г. № 01–12–26/1092 при расчетах следует применять коэффициенты перевода энергоносителей в условное топливо: электроэнергии – 0,280 кг у. т./кВт·ч; теплоэнергии – 175 кг у. т./Гкал.

### **5.1. Обоснование необходимости введения целевого показателя по энергосбережению**

Практика показала, что удельные и общие расходы ТЭР за отчетный период не всегда позволяют оценить вклад конкретного потребителя в энергосбережение и выполнить сравнительную оценку эффективности использования энергии, поскольку режимы потребления ТЭР формируются под воздействием многих факторов. Так, для предприятий транспорта нефти УРЭ определяется объемом грузооборота нефти, конфигурацией и конструктивными параметрами нефтепровода, физико-химическими свойствами транспортируемой нефти, составом и параметрами насосных агрегатов. На рис. 5.1 приведена зависимость УРЭ на транспортировку нефти от ее грузооборота по одному из участков нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба». Из рисунка видно, что снижение объемов транспортировки нефти формально приводит к увеличению ЭЭФ ее транспортировки (УРЭ

снижается), однако это не является мероприятием по энергосбережению. Вариация суточных значений удельного расхода ЭЭ при фиксированной величине грузооборота нефти обусловлена как работой персонала предприятия по формированию ЭЭФ режимов транспортировки нефти, так и влиянием технологических параметров транспортировки нефти, не зависящих от персонала.

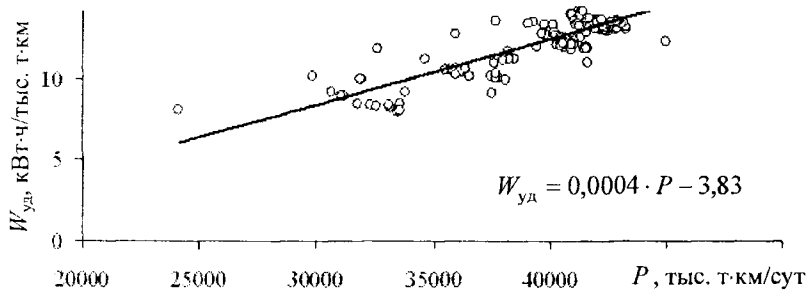


Рис. 5.1. Зависимость удельного расхода электрической энергии по участку нефтепровода от грузооборота нефти

Конфигурация и конструктивные параметры нефтепровода определяют гидравлическое сопротивление системы и оказывают существенное влияние на режим потребления ЭЭ. Гидравлическое сопротивление изменяется по следующим основным причинам: строительство, реконструкция и текущий ремонт трубопроводов; отложение нефтешлама на внутренних поверхностях трубопроводов; применение противотурбулентных присадок; регулирование производительности дросселированием; вариация физических свойств нефти; изменение уставок системы автоматического регулирования и т. д.

Так, РУП «Гомельтранснефть Дружба», в условиях роста производственной программы, планирует строительство 4-х лупингов на одном из участков нефтепровода. Строительство лупингов позволит увеличить производительность данного участка на 5 млн т/год, при увеличении производительности возрастет УРЭ на транспортировку нефти с 11,9 до 12,52 кВт·ч/тыс. т·км. Повышение производительности на данную величину изменением уставок САР повысит УРЭ до 12,9 кВт·ч/тыс. т·км. Таким образом, УРЭ возрастет, но при этом будет достигнута экономия ЭЭ 2,9 %. Разница же между значениями УРЭ за отчетный период и соответ-

ствующий период предыдущего года не отражает работу ПП по энергосбережению.

В результате воздействия перечисленных выше факторов связи даже между среднемесячными значениями удельного расхода ЭЭ и объемами грузооборота нефти не является тесной (рис. 5.2, 5.3).

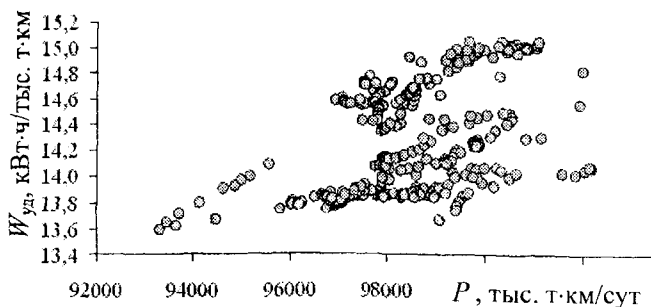


Рис. 5.2. Зависимость среднемесячного удельного электропотребления от обобщенного грузооборота для РУП «Гомельтранснефть Дружба»

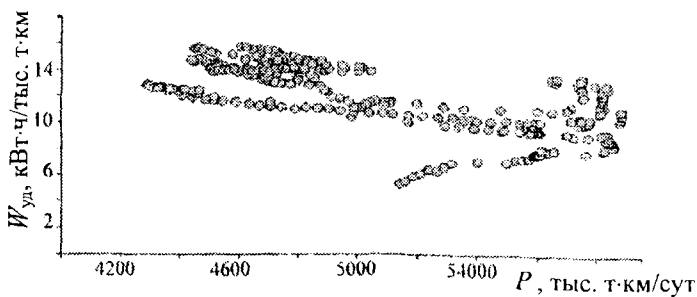


Рис. 5.3. Зависимость среднемесячного удельного электропотребления от обобщенного грузооборота для НРУПТН «Дружба»

Из рис. 5.2, 5.3 видно, что одному и тому же обобщенному месячному грузообороту нефти соответствует диапазон расхода ЭЭ, обусловленный вариацией физических свойств нефти, конфигурации

и конструктивных параметров нефтепровода, комбинаторики составов работающих НА НПС (рис. 5.4).

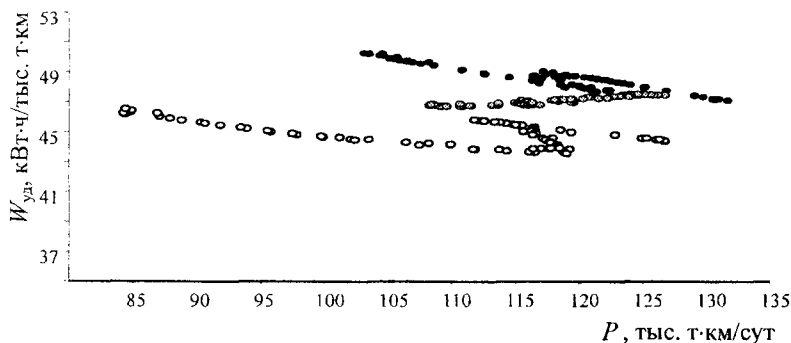


Рис. 5.4. Зависимость удельного среднесуточного расхода электрической энергии от грузооборота нефти (участок НРУИПН «Дружба») при различных составах насосных агрегатов: ● – 1-й состав; ⊙ – 2-й состав; ○ – 3-й состав

Таким образом, оценить эффективность потребления энергоресурсов путем сравнения достигнутых удельных расходов ТЭР не представляется возможным из-за влияния на режим электропотребления следующих объективных факторов: изменение грузооборота нефти в широких границах; вариация физико-химических свойств нефти; строительство, реконструкция и текущий ремонт трубопроводов; отложение нефтешлама на внутренних поверхностях трубопроводов; применение противотурбулентных присадок; изменение уставок САР; различная комбинаторика составов включенных НА и т. д.

Иными словами, тривиальное сравнение достигнутых удельных расходов ТЭР не всегда позволяет производить объективную сравнительную оценку эффективности потребления энергоресурсов. Для объективной сравнительной оценки эффективности потребления ТЭР используется ЦП.

ЦП для республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, оказывающих услуги, в том числе и транспорт нефти, осуществляется по формуле (1.2). При этом приведение к со-

поставимым условиям обобщенных энергозатрат в базисном периоде производится по выражению:

$$OЭЗ_{cy}^6 = OЭЗ^6 + \sum \Delta OЭЗ^6, \text{ т у. т.}, \quad (5.1)$$

где  $OЭЗ^6$  – обобщенные энергозатраты за базисный период, т у. т.;  $\sum \Delta OЭЗ^6$  – величина, на которую должны быть уменьшены (увеличены) обобщенные энергозатраты в базисном периоде для приведения к сопоставимым условиям отчетного периода, т у. т.

Расчет значения  $\sum \Delta OЭЗ^6$  необходимо вести с учетом структуры потребления ТЭР. В НРУПТН «Дружба» и РУП «Гомельтранс-нефть Дружба» ТЭР складываются из следующих составляющих:

- электрической энергии, расходуемой в основном на перекачку нефти;
- тепловой энергии, расходуемой на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
- топлива, расходуемого в котельных для производства тепловой энергии.

Тогда величина  $\sum \Delta OЭЗ^6$  определяется, исходя из сопоставимых условий, корректирующих потребление ЭЭ, тепловой энергии и топлива:

$$\sum \Delta OЭЗ^6 = \Delta OЭЗ_{э}^6 + \Delta OЭЗ_{т}^6, \text{ т у. т.}, \quad (5.2)$$

где  $\Delta OЭЗ_{э}^6$  – величина, на которую следует скорректировать затраты ЭЭ для приведения к сопоставимым условиям, т у. т.;  $\Delta OЭЗ_{т}^6$  – величина, на которую следует скорректировать затраты тепловой энергии и топлива для приведения к сопоставимым условиям, т у. т.

Сопоставимые условия для корректировки затрат тепловой энергии и топлива определяются средней температурой наружного воздуха и продолжительностью отопительного периода. Сопоставимые условия для корректировки затрат ЭЭ определяются как изменением грузооборота нефти, так и состоянием технологической системы транспортировки нефти. Следует отметить, что для предприятий транспорта нефти на величину  $\sum \Delta OЭЗ^6$  в наибольшей степени влияет изменение грузооборота нефти, поскольку 98 % потребленных ТЭР составляет ЭЭ технологических нужд.

## 5.2. Проблематика расчета целевого показателя по энергосбережению предприятий транспорта нефти

Технологический расход ЭЭ на транспортировку нефти по участку магистрального нефтепровода, согласно выражению (2.16), может быть определен аналитически:

$$W = \frac{q(\Delta h + \Delta z)\rho \cdot g \cdot 10^{-3}}{\eta} T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (5.3)$$

где  $q$  – производительность участка нефтепровода, м<sup>3</sup>/с;  $\Delta h$  – потери напора на преодоление гидравлического сопротивления по длине участка нефтепровода, м;  $\Delta z$  – статический напор участка нефтепровода, м;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $T$  – время, за которое определяется электропотребление, ч;  $\eta$  – КПД участка нефтепровода, о. е.

Суточный грузооборот нефти связан с производительностью участка нефтепровода следующей зависимостью:

$$P = 0,0864 \cdot q \cdot \rho \cdot l, \text{ тыс. т}\cdot\text{км}, \quad (5.4)$$

где  $l$  – протяженность участка нефтепровода на территории Республики Беларусь, км.

Подставляя выражение (2.3) для потерь напора по длине участка нефтепровода в выражение (5.3), а также учитывая взаимосвязь производительности участка нефтепровода с грузооборотом нефти, получим суточное потребление ЭЭ на транспортировку нефти по участку нефтепровода:

$$W = \frac{5 \cdot g}{18 \cdot \eta} \left[ \beta \left( \frac{625}{54 \cdot \rho} \right)^{2-m} \left( \frac{P}{l} \right)^{3-m} v^m \frac{L}{d^{5-m}} + \Delta z \frac{P}{l} \right], \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут.} \quad (5.5)$$

Из выражения (5.5) видно, что потребление ЭЭ имеет нелинейную зависимость от грузооборота нефти. Для приведения энергозатрат к сопоставимым условиям при изменении грузооборота в [47] используется зависимость:

$$\Delta OЭЗ_3^6 = OЭЗ_3^6 \left( \frac{P_0}{P_6} - 1 \right), \text{ т у. т.}, \quad (5.6)$$

где  $\Delta \text{ОЭЭ}_3^6$  – затраты ЭЭ на транспортировку нефти базисного периода, т у. т.;  $P_6, P_0$  – грузооборот нефти соответственно базисного и отчетного периода, тыс. т·км.

Данное выражение приводит при расчете ЦП к значительной погрешности, поскольку основано на линейной взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом нефти и, соответственно, не учитывает специфику технологического процесса транспортировки нефти:

$$W = W_{\text{уд.техн}} \cdot P, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (5.7)$$

где  $W_{\text{уд.техн}}$  – удельный технологический расход ЭЭ на транспорт нефти, кВт·ч/тыс. т·км;  $P$  – грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км.

С учетом нелинейной зависимости (5.5) аналитическое приведение энергозатрат на транспортировку нефти к сопоставимым условиям выражается как:

$$\begin{aligned} \Delta \text{ОЭЭ}_3^6 &= \\ &= \text{ОЭЭ}_3^6 \left[ \frac{\frac{1}{\eta_0} \left[ \beta \left( \frac{625}{54 \cdot \rho_0} \right)^{2-m} \left( \frac{P_0}{l} \right)^{3-m} v_0^m \frac{L}{d_0^{5-m}} + \Delta z \frac{P_0}{l} \right]}{\frac{1}{\eta_6} \left[ \beta \left( \frac{625}{54 \cdot \rho_6} \right)^{2-m} \left( \frac{P_6}{l} \right)^{3-m} v_6^m \frac{L}{d_6^{5-m}} + \Delta z \frac{P_6}{l} \right]} - 1 \right], \text{ т у. т.} \quad (5.8) \end{aligned}$$

Однако практическое использование выражения (5.8) для приведения энергозатрат к сопоставимым условиям весьма затруднительно по следующим причинам:

– расчет по данному выражению является трудоемким из-за большого количества исходных данных и степенных зависимостей;

– данное выражение весьма требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода, поскольку ошибка в определении  $d_3$  в 1 % дает до 10 % ошибки в приведении энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия; при этом точное определение эквивалентного диаметра невозможно, поскольку  $d_3$  постоянно меняется (уменьшается с накоплением нефтешлама и увеличивается в



результате очистки нефтепровода); таким образом, ошибка определения  $d_3$  на 3 % может дать погрешность до 30 % в приведении энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия отчетного периода;

– трудоемкой и зачастую невыполнимой является задача достаточно точного определения КПД нефтепровода, поскольку при расчете используются КПД насосов; при этом данная характеристика, как правило, постоянно меняется (обточка рабочих колес, физический износ насосов) и отличается от паспортной;

– технологическая незавершенность участков нефтепровода приводит к дополнительной значительной погрешности определения расхода ЭЭ на транспортировку нефти на основе аналитической зависимости (5.5).

Для расчета ЦП предприятий трубопроводного транспорта нефти на основе аналитической зависимости (5.5) разработана и утверждена в 2004 г. временная методика [190]. Она предполагала расчет величины в условиях редко изменяющейся конфигурации нефтепровода и стабильной динамики вязкости нефти, на которую следует скорректировать затраты ЭЭ для сопоставимости условий по следующему предложенному выражению [191]:

$$\Delta \text{ОЭЗ}_3^6 = \text{ОЭЗ}_3^6 \left[ (P_0 / P_6)^{2.75} - 1 \right], \text{ т у. т.} \quad (5.9)$$

Данное выражение учитывает нелинейность взаимосвязи электропотребления и грузооборота нефти, однако не учитывает всех индивидуальных особенностей предприятий транспорта нефти. Так РУП «Гомельтранснефть Дружба» работает в условиях высокой загрузки нефтепровода, а НРУПТН «Дружба» работает в условиях низкой загрузки нефтепровода с дросселированием. Как следствие, степень влияния изменения грузооборота нефти на формирование режимов электропотребления у них различны.

В качестве примера рассмотрим расчет ЦП с использованием выражения (5.9) для одного из предприятий транспорта нефти по данным января 2004 г. Исходные данные для расчета ЦП по энергосбережению представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

## Исходные данные для расчета целевого показателя

Показатель	Единица измерения	Значение
Обобщенные энергозатраты за отчетный период, $OЭЗ^o$	т у. т.	882
Обобщенные энергозатраты за базисный период, $OЭЗ^б$	т у. т.	1086
Затраты ЭЭ в базисном периоде на транспорт нефти, $OЭЗ_3^б$	т у. т.	798
Грузооборот нефти в отчетном периоде, $P_o$	тыс. т-км	163100
Грузооборот нефти в базисном периоде, $P_б$	тыс. т-км	154700

Корректировка затрат ЭЭ за счет сопоставимых условий согласно выражению (5.9) составит:

$$\Delta OЭЗ_3^б = 798 \left( \left( \frac{163100}{154700} \right)^{2,75} - 1 \right) = 125,0, \text{ т у. т.}$$

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде согласно выражению (5.1) составят:

$$OЭЗ_{с.у}^б = 1086 + 125 = 1211 \text{ т у. т.}$$

ЦП, определенный по формуле (1.2), за январь 2004 г. составит:

$$ЦП = (882/1211 - 1)100 = -27,2 \text{ \%}.$$

Полученное значение ЦП по энергосбережению означает, что потребление ТЭР в базисном периоде, приведенное к сопоставимым условиям текущего периода, на 27,2 % выше фактического потребления ТЭР отчетного периода, что приводит к необоснованным выводам о значительном улучшении ЭЭФ.

В связи с этим предложен новый способ приведения к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат в предыдущем (базисном) периоде к обобщенным энергозатратам отчетного периода на основе однофакторной степенной математической модели зависимости электропотребления от грузооборота нефти. Разработка математической модели производится по суточным данным электропотребления и приведенного грузооборота нефти.

отражающих влияние множества факторов, формирующих режимы электропотребления, что позволяет учитывать индивидуальные особенности конкретного предприятия транспорта нефти.

### 5.3. Расчет целевого показателя по энергосбережению на основе математической модели режимов электропотребления

Включение (выключение) в работу участка нефтепровода или изменение времени работы участка нефтепровода в отчетном периоде относительно базисного периода вызывает изменение энергозатрат на транспортировку нефти, что учитывается изменением обобщенного грузооборота нефти. Однако для технологически незавершенных участков нефтепровода грузооборот нефти, идущий в зачет предприятию, рассчитывается не по фактической протяженности участка, а по протяженности участка, проложенного по территории Республики Беларусь. Как следствие, обобщенное (суммарное) значение грузооборота нефти теряет свой физический смысл, а значение удельного расхода ЭЭ на транспортировку нефти будет завышено или занижено в зависимости от соотношения фактической протяженности участка к протяженности белорусского участка нефтепровода, что отрицательно сказывается на объективном приведении обобщенных энергозатрат базисного периода к отчетному.

Предложено при обобщении грузооборота нефти выполнять его приведение к фактической протяженности участков нефтепровода:

$$P_{\text{пр}} = \sum_{1 \leq i \leq n} P_i \cdot K_{l_i}, \text{ тыс. т-км}, \quad (5.10)$$

где  $i$  – номер технологического участка нефтепровода;  $n$  – количество технологических участков нефтепровода, шт.;  $P_i$  – грузооборот нефти по технологическому участку нефтепровода, тыс. т-км;  $K_{l_i}$  – коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка.

Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка находится по следующему выражению:

$$K_l = L_{\text{ф}} / L_{\text{от}}, \quad (5.11)$$

где  $L_{\text{ф}}$  – фактическая протяженность участка нефтепровода, км;  $L_{\text{от}}$  – протяженность участка, грузооборот нефти по которому идет в зачет предприятию, км.

В подпункте 4.1.4 было показано, что режимы электропотребления участка нефтепровода с достаточной степенью точности могут быть описаны линейной трехфакторной моделью на выбранном интервале грузооборота. При построении данной модели в целях нормирования расхода ЭЭ, а также оценки экономии ЭЭ в технологическом процессе транспортировки нефти нелинейностью взаимосвязи электропотребления с технологическими факторами на выбранном интервале грузооборота можно пренебречь. Для приведения энергозатрат в сопоставимые условия важной является оценка степени нелинейности взаимосвязи электропотребления с технологическими факторами. Для выявления закономерностей формирования режимов электропотребления участков нефтепровода от приведенного грузооборота нефти, с целью приведения затрат ЭЭ в сопоставимые условия, предложено использовать однофакторную степенную математическую модель вида (5.12), что позволит не только снизить погрешность при приведении электропотребления в сопоставимые условия, но и существенно облегчить инженерные расчеты [8], [47], [192]:

$$W = \beta \cdot P_{\text{пр}}^{\alpha}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (5.12)$$

где  $W$  – суточное электропотребление по участкам нефтепровода, кВт·ч/сут;  $\beta$  – коэффициент пропорциональности между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти;  $P_{\text{пр}}$  – приведенный суточный грузооборот нефти по участкам нефтепровода, тыс. т·км;  $\alpha$  – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти.

Поскольку модель (5.12) режимов электропотребления является однофакторной, то коэффициенты модели  $\alpha$  и  $\beta$  будут характеризовать не только взаимосвязь энергозатрат и приведенного грузооборота, но и усредненное состояние системы нефтепровода в целом (конфигурация нефтепровода, текущие характеристики НА, физические свойства нефти и т. д.).

Построение однофакторной модели режимов электропотребления с целью определения показателя степени  $\alpha$  можно представить в виде следующего алгоритма [47]:

1) формируются временные ряды по суточному приведенному грузообороту и суточному электропотреблению на основе суточных данных отчетного и соответствующего базисного периодов:

$$\begin{aligned} \{W_t^i\}_{i=1,2,\dots,2n} &= \{W_t^{\delta}\}_{i=1,2,\dots,n} \cup \{W_t^{\circ}\}_{i=1,2,\dots,n}; \\ \{P_{np,t}^i\}_{i=1,2,\dots,2n} &= \{P_{np,t}^{\delta}\}_{i=1,2,\dots,n} \cup \{P_{np,t}^{\circ}\}_{i=1,2,\dots,n}, \end{aligned} \quad (5.13)$$

где  $W_t^{\delta}$  – значение электропотребления за  $t$ -е сутки базисного периода, кВт·ч/сут;  $W_t^{\circ}$  – значение электропотребления за  $t$ -е сутки отчетного периода, кВт·ч/сут;  $n$  – продолжительность отчетного (базисного) периода, сут;  $P_{np,t}^{\delta}$  – обобщенный приведенный грузооборот нефти за  $t$ -е сутки базисного периода, тыс. т·км/сут;  $P_{np,t}^{\circ}$  – обобщенный приведенный грузооборот нефти за  $t$ -е сутки отчетного периода, тыс. т·км/сут;

2) в зависимости от отчетного периода выбирается период усреднения  $\tau$  (для января  $\tau$  принимается равным 30 сут и увеличивается на 30 сут для каждого последующего месяца, поскольку ЦП рассчитывается ежемесячно с нарастающим итогом); сформированные временные ряды сглаживаются методом скользящего среднего:

$$W_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t-\tau+1}^t W_i^i; \quad P_{np,t} = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t-\tau+1}^t P_{np,t}^i, \quad (5.14)$$

где  $i = 1, 2, \dots, \tau + 1$ ;

3) зависимость (5.12) линеаризуется и формируются векторы зависимых и независимых переменных:

$$\begin{aligned} Y &= [\ln(W_1), \ln(W_2), \dots, \ln(W_{n+1})]^T; \\ X &= [\ln(P_{np1}), \ln(P_{np2}), \dots, \ln(P_{np(n+1)})]^T; \end{aligned} \quad (5.15)$$

4) с использованием метода наименьших квадратов находятся коэффициенты регрессии ( $B = [\alpha, \ln(\beta)]^T$ ):

$$B = (X^T X)^{-1} X^T Y; \quad (5.16)$$

5) определяется среднеквадратическая погрешность:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{m-2} \sum_{i=1}^n (\delta_i - \bar{\delta})^2}, \quad \%, \quad (5.17)$$

где  $m$  – число наблюдений;  $\delta$  – относительная погрешность модели, %;  $\bar{\delta}$  – среднееарифметическое значение относительной погрешности, %.

Произведем анализ полученных значений показателя степени  $\alpha$ .

На рис. 5.5 представлена модель  $W = f(P_{пр})$  для РУП «Гомельтранснефть Дружба». Динамика показателя степени  $\alpha$  для РУП «Гомельтранснефть Дружба» и НРУПТН «Дружба» представлена в табл. 5.2. Для РУП «Гомельтранснефть Дружба»  $\alpha$  варьировался за исследуемый период в пределах от 1,81 до 3,98; для НРУПТН «Дружба» – от 0,196 до 0,553. Среднеквадратическая относительная погрешность построенных моделей не превышает 1 % [11].

Таблица 5.2

Динамика показателя степени  $\alpha$  РУП «Гомельтранснефть Дружба» и НРУПТН «Дружба» за 2004 г.

Месяц	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
РУП «Гомельтранснефть Дружба»												
$\alpha$	3,05	2,79	2,83	2,82	3,06	3,32	3,31	3,49	3,65	3,74	3,98	3,98
НРУПТН «Дружба»												
$\alpha$	0,251	0,553	0,781	0,231	0,232	0,249	0,185	0,291	0,322	0,291	0,324	0,312

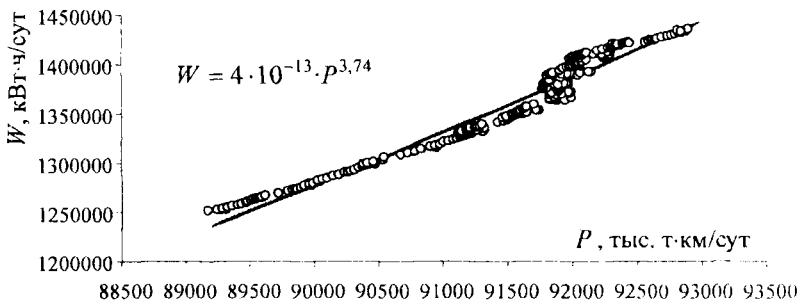


Рис. 5.5. Зависимость расхода электрической энергии от приведенного грузооборота, построенная по данным десяти месяцев 2003 и 2004 гг. РУП «Гомельтранснефть Дружба»

Из табл. 5.2 видно, что показатель степени  $\alpha$  не является постоянной величиной, а изменяется во времени при изменении состояния системы нефтепровода, поэтому при расчете ЦП параметр  $\alpha$  необходимо уточнять. В условиях максимальной загрузки нефтепровода (РУП «Гомельтранснефть Дружба») темп роста электропотребления значительно опережает темп роста грузооборота. В случае низкой загрузки нефтепровода (НРУПТН «Дружба») темп роста электропотребления отстает от темпа роста грузооборота, что может быть объяснено применением дросселирования с целью регулирования производительности нефтепровода.

Величину  $\Delta O\bar{Э}_3^b$ , на которую следует скорректировать энергозатраты в базисном периоде для сопоставимости условий транспорта нефти, необходимо определять по следующему выражению [8], [11], [47], [192]:

$$\Delta O\bar{Э}_3^b = O\bar{Э}_3^b \left( T_{r.o}^\alpha - 1 \right), \text{ т у. т.}, \quad (5.18)$$

где  $O\bar{Э}_3^b$  – затраты ЭЭ в базисном периоде на транспорт нефти, т у. т.;  $\alpha$  – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и грузооборотом нефти;  $T_{r.o}$  – темп роста грузооборота нефти, о. е.

Темп роста грузооборота нефти рассчитывается по выражению [11]:

$$T_{r.o} = \frac{\sum_{1 \leq i \leq n} P_o K_{I_i}}{\sum_{1 \leq j \leq m} P_b K_{I_j}}, \text{ о. е.}, \quad (5.19)$$

где  $i, j$  – номер участка нефтепровода, работающего в отчетном и базисном периоде соответственно;  $n, m$  – количество технологических участков нефтепровода, работающих в отчетном и базисном периоде, соответственно, шт.;  $P_o, P_b$  – грузооборот нефти в отчетном и базисном периоде соответственно, тыс. т·км;  $K_{I_i}, K_{I_j}$  – коэффициенты приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка, о. е.

На рис. 5.6 приведена динамика ЦП РУП «Гомельтранснефть Дружба» за 2004 г. Серым цветом отмечены значения ЦП, рассчитанного при ежеквартальном (на начало квартала) уточнении  $\alpha$ . Белым цветом отмечены значения ЦП, рассчитанного при ежемесячном уточнении  $\alpha$ . Из рисунка видно, что в динамике двух вариантов расчета ЦП имеются значительные различия, поэтому показатель степени  $\alpha$  требует ежемесячного перерасчета.

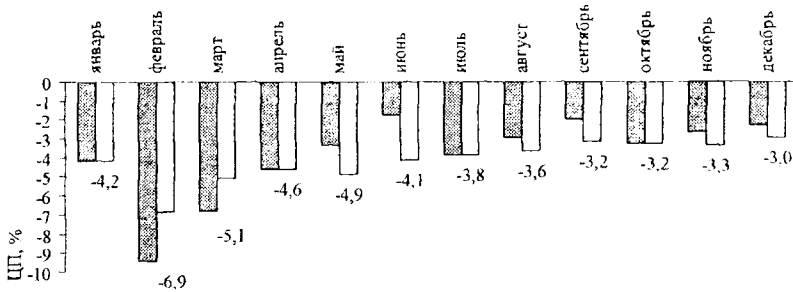


Рис. 5.6. Динамика целевого показателя РУП «Гомельтранснефть Дружба» за 2004 г.: □ – ежеквартальное уточнение α; ▨ – ежемесячное уточнение α

Произведем расчет ЦП по энергосбережению за январь 2004 г. для предприятия транспорта нефти с учетом изменения объемов грузооборота нефти. Исходные данные для расчета представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

**Исходные данные для расчета целевого показателя по энергосбережению предприятия транспорта нефти**

Показатель	Единица измерения	Значение
Обобщенные энергозатраты за отчетный период (январь 2004 г.), ОЭЗ <sup>а</sup>	т у. т.	13402
Обобщенные энергозатраты за базисный период (январь 2003 г.), ОЭЗ <sup>б</sup>		11189
Обобщенные энергозатраты в базисном периоде на транспорт нефти, ОЭЗ <sub>3</sub> <sup>б</sup>		11178
Грузооборот нефти в отчетном периоде по участку 1	тыс. т·км	1146000
Грузооборот нефти в отчетном периоде по участку 2		1829000
Грузооборот нефти в отчетном периоде по участку 3		56100
Грузооборот нефти в отчетном периоде по участку 4		4800
Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка 1	о. с.	0,710



Окончание табл. 5.3

Показатель	Единица измерения	Значение
Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка 2	о. е.	1,011
Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка 3		3,053
Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка 4		1,000
Приведенный грузооборот нефти в базисном периоде	тыс. т·км	2639000
Показатель степени $\alpha$	—	3,05

Темп роста приведенного грузооборота нефти согласно выражению (5.19) составит:

$$T_{г.о} = \frac{(1146000 \cdot 0,710 + 1829000 \cdot 1,011 + 56100 \cdot 3,053 + 4800 \cdot 1)}{2639000} = 1,076.$$

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде согласно формулам (5.1)–(5.18) составят:

$$ОЭЗ_{с.у}^6 = 11189 + 11178(1,076^{3,05} - 1) = 13987 \text{ т у. т.}$$

ЦП определяется по формуле (1.2) и за январь 2004 г. составит:

$$ЦП = \left( \frac{13402}{13987} - 1 \right) 100 = -4,18 \%$$

Полученное значение ЦП означает, что потребление ТЭР в базисном периоде, приведенное к сопоставимым условиям отчетного периода, на 4,18 % выше фактического потребления ТЭР отчетного периода.

Произведем расчет ЦП за январь 2004 г. для предприятия транспорта нефти, без учета специфики трубопроводного транспорта нефти, с использованием выражения (5.6) согласно методике [190].

Темп роста грузооборота нефти составит:

$$T_{г.о} = \frac{(1146000 + 1829000 + 56100 + 4800)}{2639000} = 1,150.$$

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде согласно формулам (5.1)–(5.6) составят:

$$\text{ОЭЭ}_{\text{с.у}}^{\delta} = 11189 + 11178(1,150 - 1) = 12866 \text{ т у. т.}$$

ЦП определяется по формуле (1.2) и за январь 2004 г. составит:

$$\text{ЦП} = \left( \frac{13402}{12866} - 1 \right) 100 = 4,16 \text{ \%}.$$

Полученное значение ЦП означает, что потребление ТЭР в базисном периоде, приведенное к сопоставимым условиям отчетного периода, на 4,16 % ниже фактического потребления ТЭР отчетного периода.

На рис. 5.7 показаны результаты расчета ЦП согласно формуле (1.2) по предлагаемой методике ( $\alpha = \text{var}$ ) и по методике, не учитывающей нелинейный характер взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом нефти ( $\alpha = 1$ ). Во втором случае  $\text{ЦП} > 0$ , что приводит к необоснованным выводам об ухудшении ЭЭФ в отчетных периодах относительно базисных. Учет изменения параметра  $\alpha$  отражает улучшение ЭЭФ ( $\text{ЦП} < 0$ ).

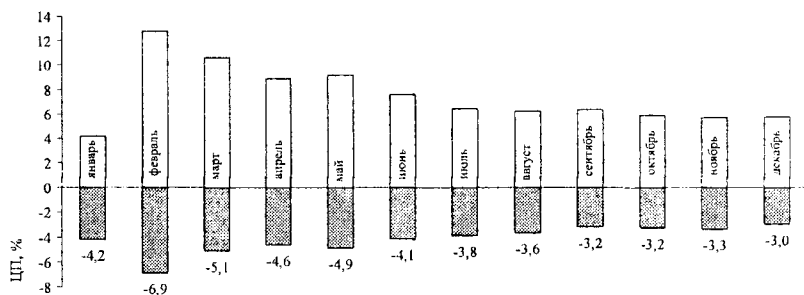


Рис. 5.7. Динамика целевого показателя по энергосбережению РУП «Гомельтранснефть Дружба» за 2004 г.: ■ –  $\alpha = \text{var}$ ; □ –  $\alpha = 1$

Программная реализация предложенного метода расчета ЦП по энергосбережению выполнена в виде модуля программного комплекса «Модель-Электро», используемого на предприятиях трубопроводного транспорта нефти Республики Беларусь для текущей и прогнозной оценки ЭЭФ протекания технологического процесса.

# **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**



В монографии на основе обобщения теоретических и практических исследований разработана методология комплексной оценки ЭЭФ ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией на примере трубопроводного транспорта нефти. В основе методологии лежат регрессионные расчетно-статистические модели электропотребления, позволяющие решить комплекс задач энергосбережения: обоснование потенциала экономии ЭЭ в технологическом процессе на основе энергетического обследования; совершенствование системы прогнозирования и нормирования электропотребления; оценка целевого показателя по энергосбережению.

Анализ существующих методов оценки ЭЭФ ПП показал, что в современных условиях функционирования ПП целесообразным является развитие расчетно-статистических методов нормирования и прогнозирования общих и удельных расходов ЭЭ, определения целевого показателя по энергосбережению, учитывающих фактическую связь между энергетикой и технологией путем использования эмпирических моделей электропотребления.

В процессе анализа структуры технологической системы предприятий трубопроводного транспорта нефти выявлены технологические подсистемы, оказывающие влияние на формирование режимов электропотребления. Установлены факторы для комплексной оценки ЭЭФ, являющиеся характеристиками технологических подсистем: грузооборот, вязкость нефти, эквивалентный диаметр нефтепровода.

Разработана для предприятий транспорта нефти аддитивная трехфакторная регрессионная модель на выбранном интервале грузооборота. Количество факторов, включаемых в модель, может варьироваться, что приводит к трансформации модели в зависимости от решаемой задачи: проведения энергетического обследования; прогнозирования и нормирования ЭЭ, оценки и нормирования целевого показателя энергосбережения.

Разработан метод оценки экономии ЭЭ при проведении энергосберегающих мероприятий и ПЭ в технологическом процессе транспортировки нефти, основанный на аддитивной трехфакторной модели режимов электропотребления на выбранном интервале грузооборота. Экономии ЭЭ при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти предложено оценивать с использованием коэффициентов эластичности модели по эквивалентному диаметру и вязкости нефти. Разработан способ построения аддитивных трехфакторных моделей режимов электропотребления, дифференцированных по составам НА, позволяющий оценивать влияние НА на электропотребление участков нефтепровода и выявлять энергосберегающие составы НА. Разработан способ, позволяющий оценить экономии ЭЭ от технологических мероприятий, приводящих к скачкообразному изменению состояния системы нефтепровода (переход с однотрубного на двухтрубный режим работы с изменени-

ем состава НА). Способ основан на сравнении удельных расходов до и после проведения мероприятия, определяемых на основе модели режимов электропотребления.

Разработан и реализован в виде программного комплекса «Модель-Электро» для предприятий трубопроводного транспорта нефти метод прогнозирования и нормирования потребления ЭЭ, основанный на построении расчетно-статистических моделей режимов электропотребления в зависимости от влияющих факторов. Количество факторов, включенных в модель электропотребления, может варьироваться в зависимости от состояния нефтепроводной системы в целом и условий транспортировки нефти.

Разработан метод расчета целевого показателя по энергосбережению в условиях изменения грузооборота предприятий транспорта нефти, основанный на приведении обобщенных энергозатрат в предыдущем (базисном) периоде к сопоставимым условиям отчетного периода на основе однофакторной математической модели, отличающейся учетом фактической нелинейной взаимосвязи электропотребления и приведенного грузооборота нефти. Программная реализация разработанного метода представлена в виде модуля программного комплекса «Модель-Электро».

Произведена оценка регулировочной способности РУП «Гомельтранснефть Дружба» с позиций энергосистемы, основанная на моделировании ГЭН с использованием математического аппарата кластерного анализа. Установлено, что рассматриваемое предприятие как потребитель-регулятор, с точки зрения энергосистемы, выступать не может. Программная реализация аппарата кластерного анализа для моделирования ГЭН представлена программой Cluster 2.0, позволяющей: формировать типовые модели суточных ГЭН для любой выбранной группы технического учета предприятия, объединения, энергосистемы; определять базисные значения суточного электропотребления за любой выбранный промежуток времени; оценивать резерв безущербного маневрирования электропотреблением, используя рабочую часть структурной модели группировки значений суточного электропотребления; сжимать массивы статистической информации, хранящиеся в базе данных систем учета, в десятки раз, что делает ее более наглядной и удобной для анализа.

Методы и подходы, представленные в монографии, направлены на комплексную оценку ЭЭФ предприятий транспорта нефти, работающих в условиях как высокой, так и низкой загрузки нефтепровода в условиях изменяющейся производственной программы, могут быть использованы и для предприятий транспорта газа, нефтепродуктов, а также для ПП различных отраслей промышленности.

# ЛИТЕРАТУРА



1. Об энергосбережении : Закон Респ. Беларусь, 15 июл. 1998 г., № 190-3 : в ред. Закона Респ. Беларусь от 20.07.2006 // Консультант Плюс: Беларусь. Технология 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр»; Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2006.
2. Энергоэффективность и энергетическая безопасность в Содружестве Независимых Государств // Организация Объединенных Наций [Электронный ресурс]. – 2001. – Режим доступа: <http://www.unecsc.org/press/pr2001/01ene01r.pdf>. – Дата доступа: 11.08.2006.
3. Об утверждении концепции энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах : Указ Президента Республики Беларусь, 25 авг. 2005 г., № 399 // Консультант Плюс: Беларусь. Технология 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр»; Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2006.
4. Трехуровневая система обучения энергосбережения / Н. В. Токочакова [и др.] // Энергоэффективность. – 2005. – № 1. – С. 23–24.
5. Республиканская программа энергосбережения на 2001–2005 годы. – Минск : Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь, 2001. – 27 с.
6. О Республиканской программе энергосбережения на 2006–2010 годы : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 2 февр. 2006 г., № 137 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2006. – № 24. – 5/17219.
7. Рекомендации по подсчету экономии электроэнергии в нефтепроводном транспорте при внедрении организационно-технических мероприятий : утв. М-вом нефтяной промышленности Главтранснефть СССР 09.09.85. – Бугульма : НИС УСЗМН, 1985. – 30 с.
8. Токочакова, Н. В. Управление энергоэффективностью промышленных потребителей на основе моделирования режимов электропотребления / Н. В. Токочакова // Изв. высш. учеб. завед. и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 67–75.
9. Методика оценки экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 23.11.05. – Минск, 2005. – 57 с.
10. Методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти по трубопроводам : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 23.11.05. – Минск, 2005. – 40 с.

11. Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 14.07.05. – Минск, 2005. – 31 с.
12. Токочакова, Н. В. Оценка энергетической эффективности управления составом насосных агрегатов при транспортировке нефти / Н. В. Токочакова // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2006. – № 2. – С. 47–59.
13. Прокопчик, В. В. Системный подход к управлению электрическим хозяйством и режимами работы электрооборудования промышленных предприятий / В. В. Прокопчик // Электрификация металлургических предприятий Сибири. – 1989. – № 6. – С. 74–86.
14. Кудрин, Б. И. О теоретических основах и практике нормирования и энергосбережения / Б. И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 2000. – № 6. – С. 33–36.
15. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик. – Минск : Выш. шк., 1988. – 357 с.
16. Токочакова, Н. В. Определение договорных значений мощности и прогнозная оценка электропотребления рабочих суток промышленных потребителей региона : автореф. ... дис. канд. техн. наук : 05.09.03 / Н. В. Токочакова ; МЭИ. – Москва, 1990 – 19 с.
17. Алферова, Т. В. Разработка и обоснование методов прогнозирования параметров электропотребления промышленных предприятий на предпроектных стадиях : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Т. В. Алферова ; МЭИ. – Москва, 1987. – 19 с.
18. Алферова, Т. В. Применение критерия Вальда к оценке качества прогнозирования электропотребления / Т. В. Алферова, И. М. Даниляк // Сб. науч. тр. / Моск. энерг. ин-т. – Москва, 1988. – № 162 : Повышение качества электрической энергии на промышленных предприятиях. – С. 78–82.
19. Алферова, Т. В. Модель прогнозирования параметров электропотребления промышленных предприятий / Т. В. Алферова // Межвуз. сб. тр. / МЭИ. – Москва, 1986. – № 90. – С. 40–45.
20. Иванова, Н. В. О повышении эффективности управления электропотреблением промышленных предприятий / Н. В. Иванова, Ю. В. Афанасьев // Электрические нагрузки и электропотребление в новых условиях хозяйствования : материалы семинара, Москва, 1989 г. / Моск. дом науч.-техн. пропаганды им. Ф. Э. Дзержинского ; науч. ред. Б. И. Кудрин. – Москва, 1989. – С. 99–102.
21. Иванова, Н. В. Определение резерва регулирования электропотребления промышленных потребителей энергосистемы / Н. В. Иванова, Ю. В. Афанасьев // Кибернетика электрических систем : материалы XI сессии Всесоюз. науч. семинара, Абакан, 19–22 сентября 1989 г.



- / Абаканский фил. Краснояр. политехн. ин-та; редкол. : В. И. Максак [и др.]. – Абакан, 1989. – С. 24.
22. Иванова, Н. В. О распределении лимитов мощности по промышленным предприятиям различных отраслей, объединенных территориально / Н. В. Иванова // Сб. науч. тр. / Моск. энерг. ин-т. – Москва, 1989. – № 210. – С. 44–48.
23. Токочакова, Н. В. Типологический анализ структуры потребителей энергии / Н. В. Токочакова, В. И. Токочаков // Оптимизация режимов электропотребления промышленных предприятий и районов : межвуз. сб. / Краснояр. политехн. ин-т. – Красноярск, 1990. – С. 37–41.
24. Прокопчик, В. В. Определение договорных значений мощности потребителей энергосистемы / В. В. Прокопчик, В. И. Токочаков, Н. В. Токочакова // Повышение эффективности и качества электроснабжения : тез. докл. науч.-техн. конф., Киев, 22–25 мая 1990 г. / Мариуп. металлург. ин-т ; науч. ред. Е. К. Шевцова. – Киев, 1990. – С. 127–128.
25. Родина, Л. С. Применение структурных моделей суточного электропотребления для перспективного определения расхода электрической энергии / Л. С. Родина, В. И. Токочаков, Н. В. Токочакова // Моделирование электроэнергетических систем : тез. докл. X науч. конф., Каунас, 19–21 апреля 1991 г. / Каунас. технолог. ун-т ; ред. А. Купик. – Каунас, 1991. – С. 18–19.
26. Родина, Л. С. Определение резерва регулирования электропотребления промышленных потребителей энергосистемы / Л. С. Родина, В. И. Токочаков, Н. В. Токочакова // Кибернетика электрических систем : тез. докл. XII сессии Всесоюз. науч. семинара, Гомель, 19–22 ноября 1991 г. / Гомел. политехн. ин-т ; редкол. : В. И. Гордеев [и др.]. – Гомель, 1991. – С. 2–5.
27. Кудрин, Б. И. Определение договорной мощности промышленных предприятий / Б. И. Кудрин, В. В. Прокопчик, Н. В. Токочакова // Промышленная энергетика. – 1991. – № 2. – С. 2–5.
28. Родина, Л. С. Разработка универсальных структурных моделей суточного электропотребления промышленных предприятий / Л. С. Родина, В. И. Токочаков, Н. В. Токочакова // Изв. вузов. Электромеханика. – 1992. – № 2. – С. 101–104.
29. Токочаков, В. И. Применение структурных закономерностей множества электрооборудования для прогнозирования ремонтов / В. И. Токочаков, Н. В. Токочакова // Тез. докл. VI науч.-техн. конф. проф.-преп. состава ГПИ, Гомель, 13–17 апреля 1992 г. / Гомел. политехн. ин-т. – Гомель, 1992. – С. 39.
30. Родина, Л. С. Структурные закономерности суточного электропотребления энергосистемы / Л. С. Родина, Н. В. Токочакова, В. И. Токочаков // Промышленная энергетика. – 1996. – № 11. – С. 26–28.

31. Токочакова, Н. В. Оценка структуры электропотребления молочного комбината / Н. В. Токочакова // Технические вузы – Республике : материалы 52-й науч.-техн. конф. проф., преп., науч. работников, аспирантов и студентов БГПА : в 7 ч. / Белорус. гос. политехн. акад. ; редкол. : ред. Л. Э. Ляшенко. – Минск, 1997. – С. 18.
32. Токочакова, Н. В. Использование аппарата кластерного анализа для исследования структуры графиков электрических нагрузок промышленных потребителей / Н. В. Токочакова, А. О. Добродей // Наука и образование в условиях социально-экономической трансформации общества : сб. материалов VIII междунар. науч.-метод. конф., Витебск, 19–20 мая 2005 г. / ЗАО «Современные знания» ; ред. Д. Р. Амирханов [и др.]. – Минск, 2005. – Ч. 1. – С. 243–245.
33. Определение договорной мощности промышленных предприятий / Б. И. Кудрин [и др.] // Промышленная энергетика. – 1991. – № 2. – С. 2–5.
34. Токочакова, Н. В. Структурное моделирование суточного электропотребления промышленных предприятий энергосистемы для быстрой оценки электросбережения / Н. В. Токочакова, В. И. Токочаков, Т. В. Алферова // Энергоэффективность. – 2001. – № 2. – С. 18–21.
35. Промышленность СССР. Статистический сборник / Госкомстат СССР ; сост. В. И. Толкушин. – Москва : Финансы и статистика, 1988. – 286 с.
36. Усихин, В. Н. О взаимоотношениях энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии / В. Н. Усихин // Промышленная энергетика. – 1997. – № 7. – С. 6–9.
37. Варнавский, Б. П. Проблемы оценки эффективности использования электрической энергии / Б. П. Варнавский, Б. И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 1994. – № 12. – С. 2–7.
38. Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь [Электронный ресурс] / Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь. – Минск, 2006. – Режим доступа: <http://energoeffekt.gov.by>. – Дата доступа: 25.08.2006.
39. Черняев, В. П. Повышение эффективности функционирования системы нефтепроводов : дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.13 / В. П. Черняев : УГНТУ. – Уфа, 1994. – 388 с.
40. Токочакова, Н. В. Математическое обеспечение задач энергетического обследования технологического процесса транспортировки нефти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Вестн. Могилев. гос. техн. ун-та. – 2006. – № 2. – С. 169–177.
41. Технологический расчет нефтепроводов : учеб. пособие / Э. М. Блейхер [и др.]. – Москва : Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина, 1981. – 82 с.

42. Харламенко, В. И. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктов / В. И. Харламенко, М. В. Голуб. – Москва : Недра, 1978. – 231 с.
43. Токочакова, Н. В. Анализ показателей энергоэффективности промышленных потребителей / Н. В. Токочакова, Д. Р. Мороз // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2006. – № 3. – С. 66–76.
44. Положение о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь : утв. Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь 19.11.02. – Минск : Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь, 2002. – 15 с.
45. Анищенко, В. А. Способ построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 2006. – № 6. – С. 44–48.
46. Инструкция по расчету целевых показателей по энергосбережению : утв. Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь 28.07.03. – Минск, 2003. – 14 с.
47. Токочакова, Н. В. Повышение достоверности оценки целевого показателя энергосбережения предприятий транспорта нефти / Н. В. Токочакова // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2006. – № 3. – С. 83–94.
48. Показатели использования ТЭР // Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь [Электронный ресурс]. – 2004. – Режим доступа: <http://energoeffekt.gov.by/pokaz/pokaz.asp>. – Дата доступа: 12.08.2006.
49. Закономерности формирования экономии ЭЭ промышленных потребителей / В. А. Анищенко [и др.] // Вестн. Могилев. гос. техн. ун-та. – 2006. – № 2. – С. 28–38.
50. Прокопчик, В. В. О необходимости изменения принципов нормирования электропотребления / В. В. Прокопчик, Г. А. Прокопчик, Н. В. Иванова // Актуальные задачи энергопроизводства и энергопотребления в Белорусской ССР : тез. докл. науч.-практ. конф., Минск, 31 марта–1 апреля 1988 г. / Белглавэнерго ; редкол. : Г. Е. Поспелов [и др.]. – Минск, 1988. – С. 48–49.
51. Дуйсенова, М. Б. Применение баз данных для отрасли и региона / М. Б. Дуйсенова, Н. В. Иванова // Техничко-экономические проблемы оптимизации режимов электропотребления промышленных предприятий : тез. докл. V науч.-техн. конф., Челябинск, 12–15 сент. 1989 г. / Свердлов. горный ин-т им. В. В. Вахрушева ; Урал. дом науч.-техн. пропаганды общества «Знание» ; редкол. : Г. С. Хронусов [и др.]. – Челябинск, 1989. – С. 8–9.

52. Государственная программа Республики Беларусь «Энергосбережение»: Основные направления и первоочередные меры. – Минск : Белэнерго-сбережение, 1995. – 52 с.
53. Прокопчик, В. В. Пути управления программой «ЭНЕРГИЯ» в промышленном регионе / В. В. Прокопчик, Н. В. Иванова // Повышение эффективности познавательных действий в науке и практике в свете решений XXVII съезда КПСС : тез. докл. науч.-практ. конф., Минск, 27–28 марта 1985 г. / Минск. радиотехн. ин-т ; редкол. : Е. М. Бабосов [и др.]. – Минск, 1985. – С. 97–100.
54. Токочакова, Н. В. Определение договорных значений мощности и прогнозная оценка электропотребления рабочих суток промышленных потребителей региона : дисс. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Н. В. Токочакова. – Москва, 1990. – 246 л.
55. Ведомственная инструкция и методики по нормированию расхода тепловой и электрической энергии в производстве мебели и деревообработке : утв. Белорус. гос. пром.-торг. концерном лесн., деревообр. и целюл.-бум. пром-сти 01.12.94. – Минск, 1994. – 129 с.
56. Методические указания по нормированию расхода тепловой и электрической энергии на предприятиях легкой промышленности : утв. М-вом легкой пром-сти СССР 05.07.84. – Москва : Всесоюз. науч.-исслед. ин-т информ. и техн.-экон. исслед. по машиностр. и робототехн., 1984. – 143 с.
57. Методика оценки эффективности использования электрической энергии на перекачку нефти по трубопроводам в условиях снижения объемов перекачки. – Уфа : Ин-т механики УНЦ РАН, 1999. – 36 с.
58. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти : РД 39-30-1268-85. – Введ. 01.01. 85. – 1985. – 74 с.
59. Методика расчета удельных норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии на перекачку нефтепродуктов по МНПП в системе ОАО «АК «Транснефтепродукт» : утв. ОАО «АК «Транснефтепродукт» 01.08.04. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 55 с.
60. Методические рекомендации по нормированию топливно-энергетических ресурсов на предприятиях концерна «Белнефтехим» : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 01.01.00. – Минск, 2000. – 54 с.
61. Папков, Б. В. Повышение эффективности электропотребления на промышленных предприятиях / Б. В. Папков, Т. М. Щеголькова // Промышленная энергетика. – 1995. – № 12. – С. 21–24.
62. Саитбаталова, Р. С. Некоторые вопросы составления и анализа энергобаланса на промышленном предприятии / Р. С. Саитбаталова, Р. У. Галеева // Промышленная энергетика. – 1992. – № 3.

63. Гофман, И. В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий / И. В. Гофман. – Москва : Энергия, 1966. – 310 с.
64. Усихин, В. Н. О нормировании и планировании электропотребления на промышленных предприятиях / В. Н. Усихин // Промышленная энергетика. – 1997. – № 4. – С. 30–37.
65. Моделирование электропотребления участков нефтепровода с учетом состава насосных агрегатов при моделировании / Л. С. Родина [и др.] // Вестн. Моск. энерг. ин-та. – 2005. – № 2. – С. 61–65.
66. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С. Д. Волобринский [и др.]; под ред. С. Д. Волобринского. – Ленинград : Энергия, 1971. – 204 с.
67. Ермилов, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Ермилов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1976. – 368 с.
68. Мукосеев, Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / Ю. Л. Мукосеев. – Москва : Энергия, 1973. – 584 с.
69. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1979. – 408 с.
70. Методика нормирования расхода электрической энергии на выпуск продукции и оценки эффективности ее использования на основе расчетно-статистических моделей режимов электропотребления промышленных потребителей : утв. Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь 12.07.06. – Минск, 2006. – 72 с.
71. Велиев, М. М. Оптимизация энергозатрат на перекачку нефти на основе генетических алгоритмов / М. М. Велиев, Г. З. Нигматулин // Надежность и безопасность трубопроводного транспорта : материалы IV междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 21–23 октября 2003 г. / Полоц. гос. ун-т ; редкол. : В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С. 45.
72. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций : РД 39-30-1209-84. – Введ. 12.12.84. – Уфа : М-во нефтяной пром-сти СССР : ВНИИСПТнефть, 1985. – 278 с.
73. Перегудов, Ф. И. Введение в системный анализ : учебное пособие для вузов / Ф. И. Перегудов, Ф. П. Тарасенко. – Москва : Высш. шк., 1989. – 367 с.
74. Анищенко, В. А. Перспективы применения расчетно-статистических моделей режимов электропотребления промышленных потребителей / В. А. Анищенко [и др.] // Вестник БИА. – 2006.

75. Никифоров, Г. В. Совершенствование нормирования и планирования электропотребления в промышленном производстве / Г. В. Никифоров // Промышленная энергетика. – 1999. – № 3. – С. 27–29.
76. Олейников, В. К. Нормирование энергозатрат при многономенклатурном производстве / В. К. Олейников, Г. В. Никифоров // Промышленная энергетика. – 2000. – № 6. – С. 30–32.
77. Опыт нормирования и прогнозирования электропотребления предприятия на основе математической обработки статистической отчетности / В. М. Гунин [и др.] // Промышленная энергетика. – 2000. – № 2. – С. 2–5.
78. Кудрин, Б. И. Концепция электросбережения в государственных стандартах и ее практическая реализуемость / Б. И. Кудрин // Электрика. – 2002. – № 1. – С. 3–13.
79. Бэнн, Д. В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д. В. Бэнн, Е. Д. Фармер. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.
80. Анищенко, В. А. Статистическое оценивание энергетических характеристик агрегатов / В. А. Анищенко // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 1997. – № 3. – С. 11–17.
81. Головкин, Б. Н. Прогноз электропотребления промышленного предприятия в условиях нестабильной экономики / Б. Н. Головкин, В. Н. Пировов, А. П. Старцев // Промышленная энергетика. – 1996. – № 2. – С. 28–32.
82. Копцев, Л. А. Нормирование и прогнозирование потребления электроэнергии в зависимости от объемов производства / Л. А. Копцев // Промышленная энергетика. – 1996. – № 3. – С. 5–7.
83. Метод нормирования электропотребления на предприятиях с изменяющимися режимами потребления мощности / А. Я. Дзевенецкий [и др.] // Промышленная энергетика. – 1996. – № 5. – С. 4–6.
84. Молокан, Э. Н. Система автоматизированного учета и контроля потребления электроэнергии «Миус» в АО «Ростовэнерго» / Э. Н. Молокан // Промышленная энергетика. – 1996. – № 11. – С. 4–6.
85. Олейников, В. К. Анализ и управление электропотреблением на металлургических предприятиях : учеб. пособие / В. К. Олейников, Г. В. Никифоров. – Магнитогорск : МГТУ им. Г. И. Носова, 1999. – 219 с.
86. Оперативное прогнозирование режимов электропотребления / Р. С. Ситбаталова [и др.] // Промышленная энергетика. – 2000. – № 6. – С. 27–29.
87. Жичкин, С. В. Методика обеспечения краткосрочного управления электропотреблением при дискретизации технологии рынком (на примере химической промышленности) : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / С. В. Жичкин ; МЭИ. – Москва, 2001. – 20 с.

88. Лэсдон, Л. С. Оптимизация больших систем / Л. С. Лэсдон ; пер. Т. Н. Первозванской, Г. В. Шалабина ; под ред. А. А. Первозванского. – Москва : Наука, 1975. – 432 с.
89. Многовариантное решение задач анализа, прогнозирования и нормирования электропотребления на промышленных предприятиях, выпускающих разнородную продукцию / А. Я. Дзевенцкий [и др.] // Промышленная энергетика. – 2000. – № 5. – С. 43–46.
90. Поспелова, Т. Г. Основы энергосбережения / Т. Г. Поспелова. – Минск : Технопринт, 2000. – 356 с.
91. Рабочая книга по прогнозированию / И. В. Бестужев-Лада [и др.] ; под общ. ред. И. В. Бестужева-Лады. – Москва : Мысль, 1982. – 430 с.
92. Прокопчик, В. В. Прогноз электропотребления промышленных предприятий на основе индуктивного метода самоорганизации / В. В. Прокопчик, Б. И. Кудрин, А. Е. Якимов // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 1986. – № 5. – С. 20–24.
93. Проблемы и политика энергосбережения на Западно-Сибирском металлургическом комбинате / Р. С. Айзатулов [и др.] // Сталь. – 1997. – № 8. – С. 70–78.
94. Прогноз электропотребления промышленного предприятия в условиях нестабильной экономики / Б. Н. Головкин [и др.] // Промышленная энергетика. – 1996. – № 2. – С. 8–12.
95. Ключев, Ю. Б. О консолидации интересов промышленных потребителей и поставщиков энергоресурсов в процессе энергосбережения / Ю. Б. Ключев // Промышленная энергетика. – 1996. – № 12. – С. 2–3.
96. Об энергосбережении : федер. Закон Рос. Федерации, 3 апр. 1996 г., № 28-ФЗ : в ред. Закона Рос. Федерации от 5.04.2003 г. // Консультант Плюс : Версия Проф. Технология 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр». – Москва, 2006.
97. Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов : сб. науч. тр. / Изд-во НИИП и НА при Госплане СССР. – Москва, 1986. – 104 с.
98. Энергосбережение и энергетический надзор : норм.-техн. док. / Госком. по энергосбережению и энергетическому надзору Респ. Беларусь ; сост. С. В. Курилович. – Минск : Тэхналогія, 2000. – 179 с.
99. Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях : рук. для практ. расчетов / Ю. С. Железко. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
100. Копытов, Ю. В. Экономия электроэнергии в промышленности : справочник / Ю. В. Копытов, Б. А. Чуланов. – Москва : Энергия, 1978. – 120 с.
101. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий / В. В. Красник. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 136 с.

102. Кузнецов, Б. В. Расчеты экономии электроэнергии / Б. В. Кузнецов. – Минск : Беларусь, 1983. – 80 с.
103. Гольстрем, В. А. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов / В. А. Гольстрем, Ю. Л. Кузнецов. – Киев : Техніка, 1985. – 383 с.
104. Аракелов, В. Е. Методические вопросы экономии энергоресурсов / В. Е. Аракелов, А. И. Кремер. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 192 с.
105. Гусейнов, Ф. Г. Экономичность режимов электрических сетей / Ф. Г. Гусейнов, О. С. Мамедяров. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 120 с.
106. Зыкин, Ф. А. Измерение и учет электрической энергии / Ф. А. Зыкин, В. С. Каханович. – Москва : Энергоатомиздат, 1982. – 104 с.
107. Маркушевич, Н. С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии / Н. С. Маркушевич. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.
108. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства : практ. пособие : в 5 кн. / под ред. В. А. Веникова. – Москва : Высш. шк., 1989. – Кн. 1 : Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д. А. Арзамазцев, А. В. Липес. – 1989. – 127 с.
109. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства : практ. пособие : в 5 кн. / под ред. В. А. Веникова. – Москва : Высш. шк., 1989. – Кн. 2 : Энергосбережение в электроприводе / Н. Ф. Ильинский, Ю. В. Рожанковский, А. О. Горнов. – 1989. – 127 с.
110. Тарнижевский, М. В. Экономия энергии в электроустановках предприятий жилищно-коммунального хозяйства / М. В. Тарнижевский, Е. И. Афанасьева. – Москва : Стройиздат, 1989. – 275 с.
111. Проскураков, В. М. Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов: показатели, факторы роста, анализ / В. М. Проскураков, Р. Й. Самуйлявичус. – Москва : Экономика, 1988. – 175 с.
112. Родина, Л. С. Регулирование напряжения в сетях Речицкого управления технологического транспорта с целью снижения уровня электропотребления / Л. С. Родина, Т. В. Алферова, Н. В. Токочакова // Сб. науч. тр. / МГТУ. – Магнитогорск, 2000. – Вып. 5 : Электротехнические системы и комплексы. – С. 229–233.
113. Боровиков, Е. А. Экономия электроэнергии от внедрения частотного регулирования на ВХ БГПЗ / Е. А. Боровиков, Н. В. Токочакова // Материалы Респ. межвуз. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и магистрантов, посвящ. 55-летию Победы в Великой Отечественной вой-



- не, Гомель, 10–12 мая 2000 г. / Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель, 2000. – С. 134–136.
114. Disalvo, S. T. Whots the story? Peak shaving and load shedding / S. T. Disalvo – *Electrical Construction and Maintenance*. – 1983. – Vol. 82. – № 6. – P. 40–50.
115. К управлению электропотреблением в условиях дефицита энергоресурсов / А. В. Праховник [и др.] // *Изв. вузов СССР – Энергетика*. – 1986. – № 10. – С. 12–15.
116. Калинин, В. П. Контроль и оперативное управление электропотреблением в промышленных электрических сетях : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 15. 14.02 / В. П. Калинин ; КПИ. – Киев, 1983. – 16 с.
117. Каханович, В. С. Сравнение методов управления электропотреблением / В. С. Каханович // *Изв. вузов СССР – Энергетика*. – 1986. – № 10. – С. 18–23.
118. Праховник, А. В. Методы и средства управления электропотреблением / А. В. Праховник. – Киев : Знание, 1981. – 25 с.
119. Темеров, Г. Л. Регулирование электропотребления при скользящем осреднении графика нагрузки / Г. Л. Темеров // *Изв. вузов СССР – Электромеханика*. – 1983. – № 12. – С. 49–51.
120. Эддоус, М. Методы принятия решения / М. Эддоус, Р. Стэнсфилд. – Москва : Аудит, ЮНИТИ, 1997. – 590 с.
121. Aby-el magd, M. A. Modelling and forecasting short – term load demand. A multivariate approach / M. A. Aby-el magd, N. K. Sinha // *Automatica*, 1982. – Vol. 18. – № 3 – P. 329–333.
122. Canal, M. Analyse et classification de la clientere EDF en fonction de la forme de la courbe de charge / M. Canal // *EDF- Electricite de France-Reseaux Electriques-Materiels Electriques*. – 1979. – № 2. – P. 5–44.
123. Despotovic, S. Nov algoritam za optimizaci ju snaga u elektroenergetskim sistemimd / S. Despotovic // *Elektroprivreda*. – 1974. – Vol. 27. – № 9. – P. 259–265.
124. Derek, W. Experimental study of a Bayesian Method fore daily Electricity Load Forecasting / W. Derek // *Applied Mathematical Modelling*. – 1980. – Vol. 4. – № 2. – P. 113–116.
125. Elliott, T. H. Demand control of industry power cuts utility bills, points to energy savings / T. H. Elliott // *Power*. – 1976. – Vol. 120. – № 6. – P. 19–26.
126. Gellings, C. W. Load management assessment methodology at PSEIG / C. W. Gellings, A. C. Johnson, P. Votcko // *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. – 1982. – Vol. 101. – № 9. – P. 3349–3355.
127. Happ, H. H. Optimal Power Dispatch / H. H. Happ // *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. – 1974. – Vol. 101. – № 9. – P. 820–831.

128. Isaksen, L Ma F. Bibliography on Load Management / F. L Ma Isaksen, N. Simons, C. Gelling // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, New York, Minneapolis, USA. 1980. – Vol. 1. – № 4. – P. 604–609.
129. Krochmalski, R. Metody i techniki prognozowania obciazenia I zuzycia energii elektryczney w Wielkiej Brytanii / R. Krochmalski // Gospodarka Paliwami I Energia. – 1977. – Vol. 25. – № 10. – P. 9–12.
130. Looney, Q. EPRI evaluates load – management systems / Q. Looney, T. M. Lechner // Electrical world. – 1980. – Vol. 194. – № 4. – P. 82–83.
131. Le Beau, Ch. Computer Analysis of the Futures Market / Ch. Le Beau, D. W. Luca. – N. Y.: IRWIN Professional Publishing, 1996. – 276 p.
132. Load – Management activity rump sharply / Ch Smith [et al] // Electrical World. – 1980. – Vol. 194. – № 1. – P. 52–53.
133. Nelson, M. D. Minnkotasprogram of load: seven years in review / M. D. Nelson // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – Vol. 100. – № 4. – P. 1553–1560.
134. Nelson, M. D. Minnkotas load management program: economic aspects / M. D. Nelson // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – Vol. 100. – № 3. – P. 1389–1398.
135. Nathan, P. Energy Control Cuts Electric Bills. IEEE, Control of Power Systems / P. Nathan, R. Wassraman // Conference and Exposition. Oklahoma City. – 1976. – P. 47–50.
136. Крахмальски, Р. Организация энергоснабжения в Великобритании / Р. Крахмальски // Energetica. – 1977. – Vol. 31. – № 2. – P. 277.
137. Статистическое моделирование и прогнозирование : учеб. пособие / Г. М. Гамбаров [и др.] ; под ред. А. Г. Гранберга. – Москва : Финансы и статистика, 1990. – 383 с.
138. Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. – Москва : Недра, 1981. – 184 с.
139. Турк, В. И. Насосы и насосные станции / В. И. Турк, А. В. Минаев, В. Я. Карелин. – Москва : Стройиздат, 1977. – 296 с.
140. Токочакова, Н. В. Снижение энергетических затрат на транспортировку нефти в условиях роста производственной программы за счет строительства лупингов / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Perspektivní novinky vědy a technici – 2005: materiály II Mezinárodní vědecko-praktická konference. – Díl 12: Techické vědy, Praha, 21–29 listopadu 2005 r. / Publishing House «Education and Science s. r. o.». – Praha, 2005. – S. 67–71.
141. Токочакова, Н. В. Математическое обеспечение оценки энергоэффективности энергосберегающих мероприятий при транспортировке нефти по трубопроводам / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Наука и образование в условиях социально-экономической трансформации общества : материалы VIII междунар. науч.-метод. конф., Минск, 19–20 мая

- 2005 г. / Ин-т современных знаний им. А. М. Широкова, ЗАО «Современные знания»; ред. Д. Р. Амирханов [и др.]. – Минск, 2005. – Ч. 1. – С. 270–273.
142. Токочакова, Н. В. Оценка энергетической эффективности очистки нефтепроводов / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков, В. В. Воробьев // Энергоэффективность. – 2005. – № 5. – С. 21–22; № 6. – С. 15–17.
143. Ракитов, А. И. Философские проблемы науки: системный подход / А. И. Ракитов. – Москва : Мысль, 1977. – 270 с.
144. Блауберг, И. В. Философский принцип системности и системный подход / И. В. Блауберг, В. Н. Садовский, Э. Г. Юдин // Вопросы философии. – 1978. – № 8. – С. 39–52.
145. Мороз, А. И. Курс теории систем : учеб. пособие для вузов / А. И. Мороз. – Москва : Высш. шк., 1987. – 304 с.
146. Уемов, А. И. Системный подход и общая теория систем / А. И. Уемов. – Москва : Мысль, 1978. – 272 с.
147. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика : учеб. пособие / В. Е. Гмурман. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1977. – 479 с.
148. Шторм, Р. Теория вероятностей. Математическая статистика. Статистический контроль качества / Р. Шторм. – Москва : Мир, 1970. – 368 с.
149. Авдеев, В. А. Информационный банк «Черметэлектро» / В. А. Авдеев, Б. И. Кудрин, А. Е. Якимов. – Москва : Электрика, 1995. – 400 с.
150. Баранов, Г. Л. Вопросы разработки баз данных банка универсальной структуры для комплексного моделирования режимов электроэнергетических систем / Г. Л. Баранов, В. А. Василенко. – Киев : Изд-во АН УССР, 1978. – 66 с.
151. Жилин, Б. В. Использование банка данных «Черметэлектро» в качестве информационного обеспечения для оценки эффективности электроэнергетического предприятия / Б. В. Жилин // Промышленная энергетика. – 2000. – № 3. – С. 34–37.
152. Гуртовцев, А. Л. Комплексная автоматизация учета и контроля электроэнергии и энергоносителей на промышленных предприятиях и их хозяйственных объектах / А. Л. Гуртовцев // Промышленная энергетика. – 2002. – № 7. – С. 11–20.
153. Быценко, С. Г. Создание энергосберегающих компаний – перспективный путь развития энергокомпаний / С. Г. Быценко // Промышленная энергетика. – 1998. – № 7. – С. 2–6.
154. Адлер, Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – Москва : Наука, 1976. – 283 с.

155. Айвазян, С. Ф. Прикладная статистика и основы эконометрики : учеб. пособие / С. Ф. Айвазян, В. С. Мхитарян. – Москва : ЮНИТИ, 1998. – 1022 с.
156. Садовский, В. Н. Основания общей теории систем. Логико-методологический анализ / В. Н. Садовский. – Москва : Наука, 1974. – 279 с.
157. Шомье, Ж. Банки данных. Использование электронной вычислительной техники / Ж. Шомье ; пер. Ю. Л. Смирновой ; под ред. Б. А. Щукина. – Москва : Энергоиздат, 1981. – 71 с.
158. Ван дер Варден, Б. Л. Математическая статистика / Б. Л. Ван дер Варден ; пер. Л. Н. Большева ; под ред. Н. В. Смирнова. – Москва : Изд-во иностр. лит., 1960. – 434 с.
159. Козлов, М. В. Введение в математическую статистику / М. В. Козлов, А. В. Прохоров. – Москва : Изд-во МГУ, 1987. – 264 с.
160. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ / Дж. Ким [и др.] ; пер. А. М. Хотинского, С. Б. Королева ; под ред. И. С. Енюкова. – Москва : Финансы и статистика, 1989. – 215 с.
161. Токочакова, Н. В. Расчетно-статистические модели режимов потребления электроэнергии как основа нормирования и оценки энергетической эффективности / Н. В. Токочакова, Д. Р. Мороз // Энергоэффективность. – 2006. – № 1. – С. 14–15.
162. Колмогоров, А. Н. Введение в теорию вероятностей / А. Н. Колмогоров, И. Г. Журбенко, А. В. Прохоров. – Москва : Ин-т компьютерных исследований, 2003. – 188 с.
163. Феллер, В. Введение в теорию вероятностей и ее приложения : в 2 т. / В. Феллер ; пер. Ю. В. Прохорова. – Москва : Мир, 1984. – Т. 1. – 528 с.
164. Половинко, С. И. Математическое моделирование показателей энергоэффективности участков нефтепровода / С. И. Половинко, А. С. Фиков, Н. В. Токочакова // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях : тез. докл. VIII Респ. науч. конф. студентов и аспирантов, Гомель, 14–16 марта 2005 г. / Изд-во ГГУ им. Ф. Скорины ; редкол. : Д. Г. Лин [и др.]. – Гомель, 2005. – С. 31–33.
165. Токочакова, Н. В. Применение скользящего среднего при построении математической модели режимов электропотребления промышленных потребителей / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях : тез. докл. VIII Респ. науч. конф. студентов и аспирантов, Гомель, 14–16 марта 2005 г. / Изд-во ГГУ им. Ф. Скорины ; редкол. : Д. Г. Лин [и др.]. – Гомель, 2005. – С. 77–79.
166. Токочакова, Н. В. Номографическая оценка энергетической эффективности изменения станционной технологии с целью минимизации энер-

- гетических зазрат / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2006. – № 1. – С. 37–42.
167. Анищенко, В. А. Оценка экономии электрической энергии при применении противотурбулентных присадок на нефтепроводе / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 2006. – № 6. – С. 27–34.
168. Анищенко, В. А. Оценка экономии электрической энергии при очистке нефтешлама линейной части нефтепровода / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 2006. – № 5. – С. 12–19.
169. Токочакова, Н. В. Оценка экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : тезисы докл. V междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. / Полоц. гос. ун-т ; редкол. : В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2006. – С. 273–275.
170. Токочакова, Н. В. Использование коэффициентов эластичности для оценки потенциала энергосбережения в технологическом процессе транспортировки нефти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях : материалы IX Респ. науч. конф. студентов и аспирантов, Гомель, 13–15 марта 2006 г. / Изд-во ГГУ им. Ф. Скорины ; редкол. : Д. Г. Лин [и др.]. – Гомель, 2006. – С. 79–80.
171. Гальперин, В. М. Микроэкономика : в 2 т. / В. М. Гальперин, С. М. Игнатъев, В. И. Моргунов. – Санкт-Петербург : Экономическая школа, 1994. – Т. 1. – 368 с.
172. Гребенников, П. И. Микроэкономика / П. И. Гребенников, А. И. Леуский, Л. С. Тарасевич. – Санкт-Петербург : СПбУЭФ, 1996. – 476 с.
173. Эконометрия / В. И. Суслов [и др.]. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2005. – 744 с.
174. Тараник, Н. А. Математические модели прогнозирования расхода электроэнергии с учетом сезонного фактора / Н. А. Тараник // Промышленная энергетика. – 1992. – № 12. – С. 37–40.
175. Накаяма, Х. Современное состояние электроэнергетики и использование электроэнергии в ночное время / Х. Накаяма // Рэйто. – 1983. – Т. 58, № 671. – С. 825–829.
176. Полищук, А. М. Влияние малых добавок полиизобутилена на турбулентное течение керосина в трубе / А. М. Полищук, Ю. Д. Райский, А. З. Темчин // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 7. – С. 23–25.

177. Смолл, С. Р. Добавки, снижающие сопротивление течения в трубопроводах / С. Р. Смолл // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 6 – С. 58–60.
178. Влияние малых полимерных добавок на частоту пристенных турбулентных выбросов при течении жидкости в трубопроводе / И. И. Ерошкина [и др.] // РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина: Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. – № 4. – С. 15–18.
179. Применение дисперсионных присадок при трубопроводном транспорте нефтепродуктов / А. А. Долгий [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы IV междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 21–23 октября 2003 г. / Полоц. гос. ун-т; редкол.: В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2003. – С. 30–31.
180. Toms, B. A. Some observations on the flow oil linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers / B. A. Toms // Proc. Intern. Congr. on Rheology. Amsterdam, 1949. – Vol. 11. – P. 135.
181. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах / А. Г. Гумеров [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы V междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. / Полоц. гос. ун-т; редкол.: В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2006. – С. 120–124.
182. Хайд, Д. Целевой энергетический мониторинг в системе энергетического менеджмента / Д. Хайд, А. В. Лоскутов // Промышленная энергетика. – 1998. – № 4. – С. 2–4.
183. Алгоритм адаптации системы управления к объекту управления / Ю. И. Стрелков [и др.] // Промышленная энергетика. – 2002. – № 8. – С. 33–35.
184. Информационное обеспечение нормирования электропотребления и режимного взаимодействия электроэнергетической системы с потребителями / В. А. Анищенко [и др.] // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 1997. – № 11. – С. 38–43.
185. Сбродов, Г. П. Разведочный анализ расходных характеристик электроприемников и их обособленных групп / Г. П. Сбродов, В. Б. Козловская // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объ-ний СНГ – Энергетика. – 1996. – № 5. – С. 48–53.
186. Токочакова, Н. В. Прогнозирование и нормирование расхода электрической энергии участков нефтепровода с использованием расчетно-статистических моделей режимов электропотребления / Н. В. Токочакова // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2006. – № 4.
187. Токочакова, Н. В. Нормирование расхода электрической энергии для предприятий транспорта нефти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы V междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня

- 2006 г. / Полоц. гос. ун-т ; редкол. : В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2006. – С. 278–279.
188. Токочакова, Н. В. Учет результатов энергетического обследования промышленных потребителей для разработки прогрессивных норм расхода электрической энергии на выпуск продукции / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков, Д. Р. Мороз // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – № 4. – 2006.
189. Токочакова, Н. В. Развитие специализированного программного комплекса для управления энергоэффективностью предприятий транспорта нефти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Энергоэффективность. – 2006. – № 3. – С. 14–15.
190. Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 15.07.04. – Минск, 2004. – 30 с.
191. Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях : утв. Белорус. гос. концерном по нефти и химии 12.07.04. – Минск, 2005. – 27 с.
192. Токочакова, Н. В. Оценка целевого показателя по энергосбережению для предприятий транспорта нефти / Н. В. Токочакова, Д. Р. Мороз // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : материалы V междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. / Полоц. гос. ун-т ; редкол. : В. К. Липский [и др.]. – Новополоцк, 2006. – С. 275–277.

Научное издание

**Анищенко** Вадим Андреевич  
**Токочакова** Надежда Владимировна

**ОЦЕНКА  
И НОРМИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРЕДПРИЯТИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

**Монография**

Редактор *Н. Г. Мансурова*

Дизайн обложки *Е. Н. Герасименко*

Оригинал-макет подготовлен автором

Подписано в печать 15.02.2007 г.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 13,72. Уч.-изд. л. 14,4.  
Тираж 130 экз. Заказ № 89/24.

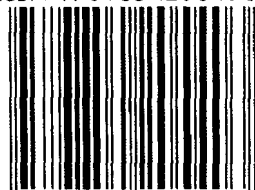
Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

Учреждения образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0133207 от 30.04.2004 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.

ISBN 978-985-420-540-3



9 789854 205403 >





РУП «Гомельтранснефть Дружба» является одним из основных звеньев трансевропейского нефтепровода, связывающего месторождения России с потребителями в странах Европы. Предприятие относится к крупнейшим промышленным потребителям ЭЭ: годовое потребление ТЭР достигает 150000 т у. т., 90 % из которого приходится на ЭЭ магистральных насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций. Установленная мощность головных НПС достигает 40–50 МВт, промежуточных – 20–35 МВт. Протяженность трубопроводной части составляет около 670 км. Предприятие имеет крупнейший в Европе резервуарный парк.

Белорусские предприятия транспорта нефти активно занимаются повышением энергетической эффективности транспортировки нефти. На НПС

РУП «Гомельтранснефть Дружба» эксплуатируются основные насосные агрегаты типов NG 300/460/100, NGK 500/450/100, НМ 7000-210, энергетические характеристики которых соответствуют самому высокому мировому уровню (КПД = 86–89 %). На ЛПДС «Мозырь» готовится к вводу в эксплуатацию новая насосная станция с вертикальными магистральными насосными агрегатами фирмы «ЕВАРА». Данные насосные агрегаты, благодаря своей конструкции, обеспечивают откачку нефти непосредственно из резервуара при минимальных «взрывах», что позволяет отказаться от подпорных насосных агрегатов и сэкономить ЭЭ.

Огромный ресурс энергосбережения заложен и в модернизации линейной части нефтепровода: строительство третьей нитки участка нефтепровода «Мозырь – Адамова Застава» за период 1999–2002 гг. привело к снижению удельных расходов ЭЭ на 8 %.

В рамках долгосрочной программы энергосбережения 2006–2010 гг. планируется, при дальнейшем росте грузооборота, выполнить строительство лупингов на участке «Унеча – Мозырь», произвести замену электродвигателей магистральных агрегатов шести НПС на более мощные и с более высоким КПД.