

УДК 621.311

## НОРМИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТРАНСПОРТА НЕФТИ В ЗАДАННЫХ УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

**Н. В. ТОКОЧАКОВА**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

### Введение

Нормирование расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) является одним из элементов экономической части политики энергосбережения [1] и призвано решать следующие основные задачи: производить оценку энергетической эффективности промышленных потребителей (ПП); вести планирование потребности в ТЭР; достоверно определять энергетическую составляющую себестоимости производимой продукции; стимулировать ПП к рациональному использованию ТЭР.

Для предприятий транспорта нефти, работающих в условиях изменяющейся производственной программы и проводимой реконструкции и модернизации технологического оборудования, в зависимости от различных обстоятельств в будущем, процесс транспортировки нефти может протекать по-разному. Поскольку эта многозначность на предприятиях транспорта нефти в ряде случаев зависит от человека, то на основании данных прогноза он может принимать решения, направляющие процесс в желательную для него сторону, и тем самым способствовать повышению энергоэффективности. Поэтому совершенствование способов прогнозирования и нормирования расхода ТЭР для предприятий транспорта нефти является актуальной задачей.

### Постановка задачи

Прогнозирование режимов электропотребления, в зависимости от временного цикла управления, можно классифицировать на оперативное, краткосрочное, внутри-месячное, текущее и долгосрочное, годовое, перспективное [2]. При этом нормирование расхода ТЭР относится к задаче текущего и долгосрочного прогнозирования.

Известны методики прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти, использующие математическое описание *физики протекания технологического процесса* [3], [4], [5].

Для предприятий транспорта нефти аналитически суточное потребление ЭЭ при турбулентном течении нефти в зоне Блазиуса может быть представлено с использованием выражения:

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

где  $P$  – суточный грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км;  $l$  – протяженность участка нефтепровода на территории РБ, км;  $v$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $L$  – протяженность нефтепровода, км;  $d_s$  –

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, обеспечивающий равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однониточного и сложного нефтепроводов.

Прогнозирование и нормирование расхода ЭЭ с использованием аналитической зависимости (1) является затруднительным по ряду причин.

Одним из источников внесения погрешности является усреднение показателей режимов транспортировки нефти, включая планируемый грузооборот нефти. Известно, что электропотребление участка нефтепровода нелинейно связано с технологическими факторами [6], [8]. На рис. 1 представлена известная аналитическая зависимость электропотребления участка нефтепровода от суточного грузооборота нефти, 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 суточного электропотребления 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 %.

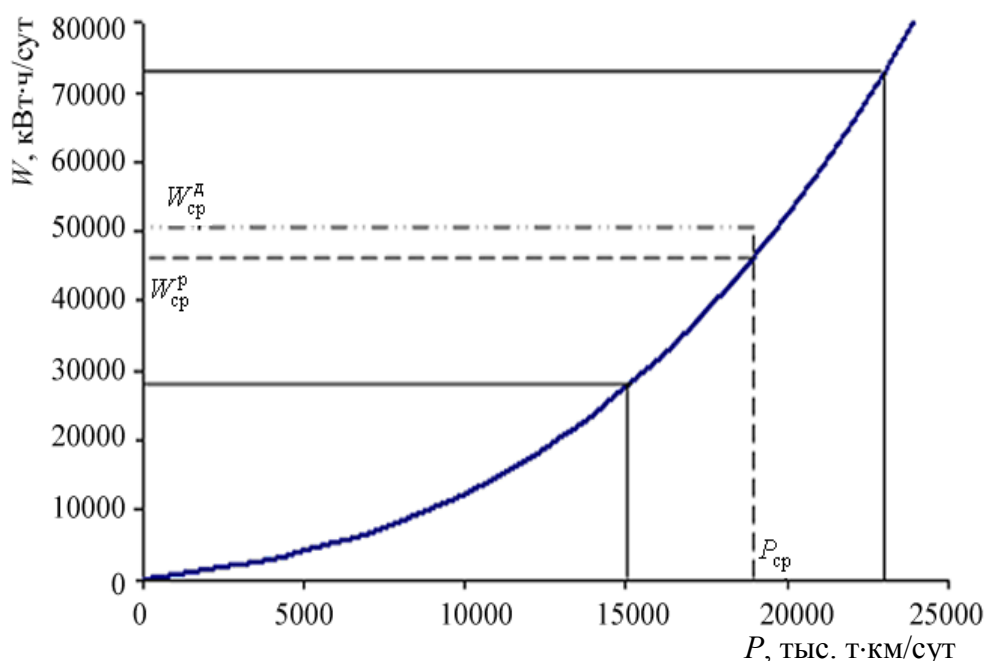


Рис. 1. Аналитическая зависимость суточного электропотребления от грузооборота участка нефтепровода

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 и конъюнктуру рынка, и практически непрогнозируема.

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  $d_e$  через показатель степени 4,75 и ошибка в 1 % при определении только лишь эквивалентного диаметра  $d_e$  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.

Следует оговориться, что при расчете по данному выражению будет найден лишь технологический удельный расход ЭЭ, учет же расхода ЭЭ на вспомогательные нужды производства определяется из данных электрического баланса.

### **Предлагаемый способ решения**

Предприятия транспорта нефти, с точки зрения решения задачи нормирования и прогнозирования расхода ЭЭ, относятся к сложной технологической системе [8], состоящей из четырех подсистем, связанных между собой и оказывающих влияние на режим работы технологической системы в целом (рис. 2): нефтеперекачивающие станции с установленными НА, линейные сооружения (трубопроводная часть), резервуарные парки, транспортируемая нефть.

В качестве факторов, дестабилизирующих состояние системы нефтепровода, выступают внешние и внутренние возмущающие воздействия.

К внешним воздействиям относятся: формирование плана грузооборота нефти под влиянием конъюнктуры рынка и формирование температурного режима транспортировки нефти под влиянием температуры окружающей среды, формирование состава НА принимающей стороны по воздействию состава НА отдающей стороны технологически незавершенного участка нефтепровода.



Рис. 2. Взаимодействие подсистем, формирующих режим электропотребления сложной динамической технологической системы 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.

Для описания режимов электропотребления участков нефтепровода предложено [8] использовать многофакторную модель, учитывающую как 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. Математическая модель режимов потребления ЭЭ может быть представлена в виде:

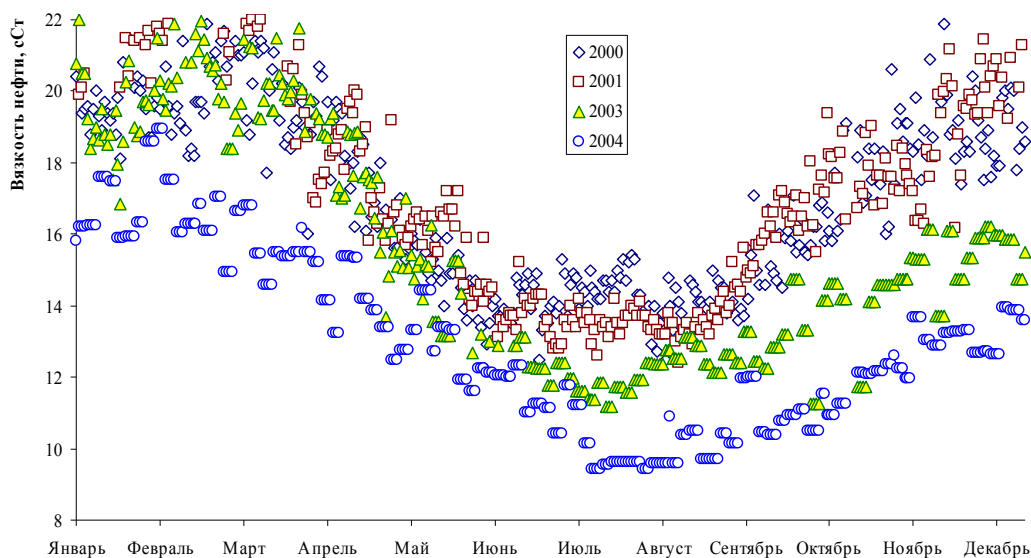
$$W = \beta_p \cdot P + \beta_v \cdot \nu + \beta_d \cdot d_3 + \beta_0, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (2)$$

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);  $\nu$  – 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.

Количество факторов, включенных в модель, может варьироваться в зависимости от цели построения модели и значимой активности соответствующих подсистем. 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.* 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.

Так, например, 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. 3), может быть заменена поправочным коэффициентом  $k_v$ , дифференцированным по сезонам года.



2000–2001 гг. – стабильная динамика вязкости;  
2003–2004 гг. – нестабильная динамика вязкости

Рис. 3. Динамика вязкости нефти на годовом интервале времени

На рис. 4 представлена трансформация вида модели в зависимости от условий функционирования нефтепровода для нормирования и прогнозирования электропотребления.

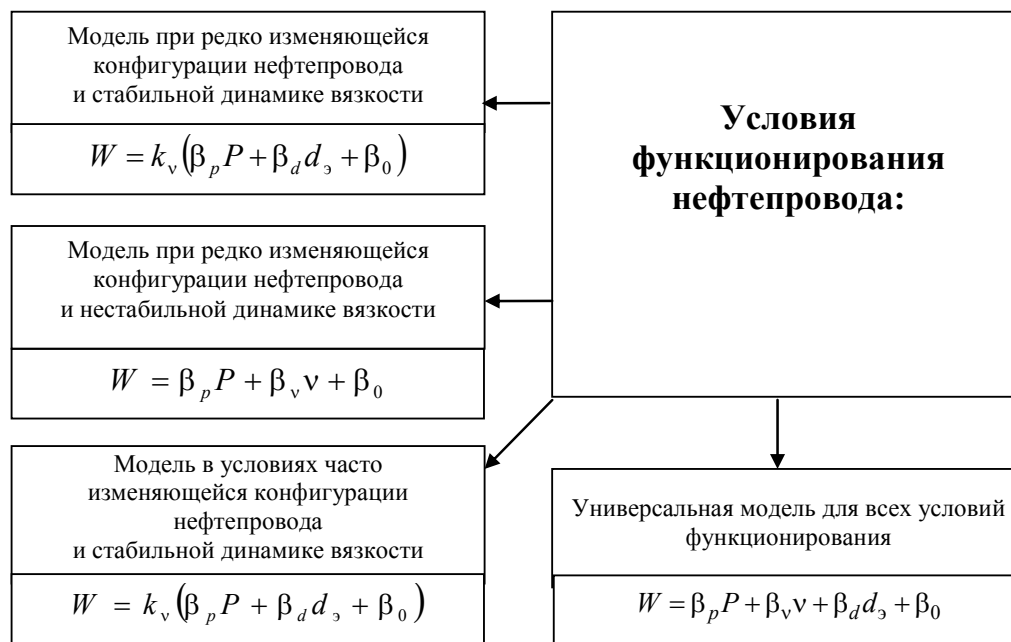


Рис. 4. Трансформация модели режимов электропотребления в зависимости от условий функционирования нефтепровода

С использованием расчетно-статистической модели зависимости расхода ЭЭ от влияющих факторов разработана «Методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти по трубопроводам», которая направлена на облегчение нормирования и прогнозирования затрат ЭЭ и позволяет получить следующие практические результаты [9]:

- 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.

Рассмотрим пример построения моделей участков нефтепровода в зависимости от условий функционирования нефтепровода в условиях редко (незначительно) 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. 5).

В построенную модель вводится поправочный коэффициент на вязкость нефти  $k_v$ , дифференцированный по кварталам года (табл. 1):

Таблица 1

## Скорректированные модели расхода ЭЭ на вязкость нефти

Квартал	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
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. 6.

Для каждой квартальной модели рассчитываются максимальная относительная погрешность и среднеквадратическое отклонение относительной погрешности (табл. 2).

Таблица 2

## Регрессионная статистика квартальных моделей расхода ЭЭ на транспортировку нефти

Квартал	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
$\delta_{\max}$ , %	1,7	2,3	2,7	1,3
$\sigma$ , %	0,75	0,81	1,54	0,56

Строятся модели удельного расхода электрической энергии. Результаты моделирования представлены в табл. 3.

Таблица 3

## Квартальные модели удельного расхода ЭЭ на транспортировку нефти

Квартал	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
Модель удельного расхода ЭЭ, кВт·ч/тыс. т·км	$W_{уд} = 16,587 - 84567 / P$	$W_{уд} = 15,922 - 81179 / P$	$W_{уд} = 15,974 - 81443 / P$	$W_{уд} = 16,339 - 83303 / P$

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

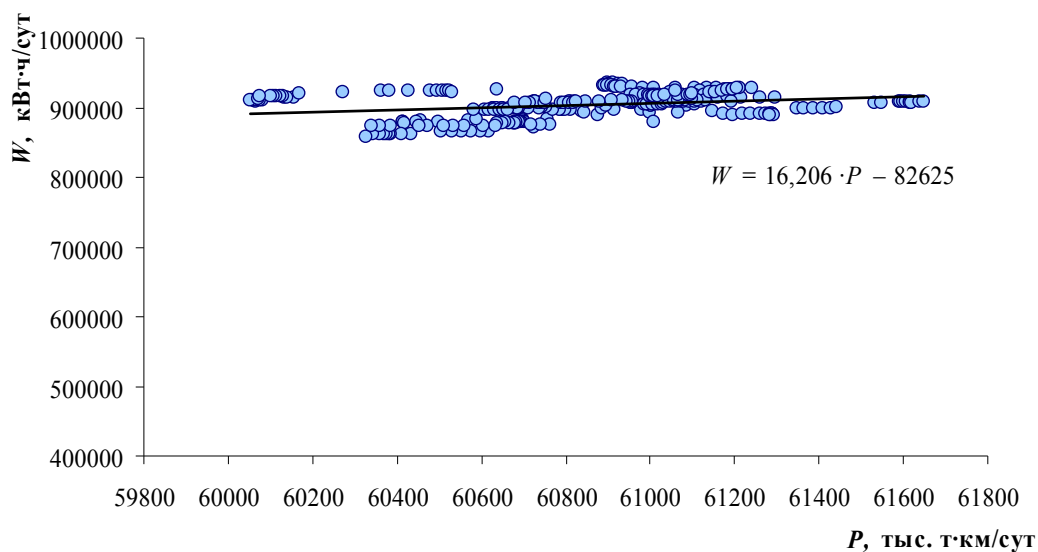


Рис. 5. Модель расхода ЭЭ на транспортировку нефти на годовом интервале времени

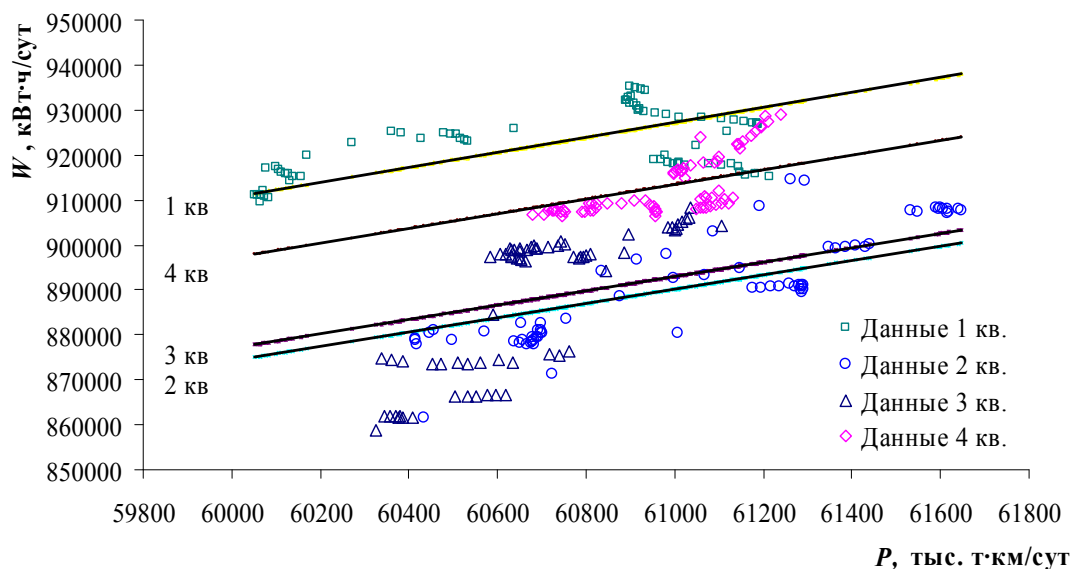


Рис. 6. Модели расхода ЭЭ на транспортировку нефти, дифференцированные по кварталам года

Для реализации предложенного подхода прогнозирования и нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти разработан программный комплекс «Модель-Электро», который предназначен для моделирования режимов электропотребления при транспортировке нефти по трубопроводам при изменении объемов и условий транспортировки. Программный комплекс позволяет получить следующие практические результаты:

- 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 позволяет вести поиск недостоверной исходной статистической информации о режимах электропотребления и генерировать отчет с ре-



зультатами расчета норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти по диапазонам квартального грузооборота.

На рис. 7 представлен модуль программного комплекса «Модель-Электро 2.0», предназначенный для прогнозирования режимов электропотребления и учитывающий при прогнозировании такие факторы, как: 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. 7. Модуль «Прогнозирование электропотребления»

Для нормирования расхода ЭЭ в программном комплексе «Модель-Электро» реализован модуль «Нормирование электропотребления» (рис. 8). Разработка норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти производится под заданные режимы транспортировки нефти (конфигурация нефтепровода, вязкость нефти).

Год	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
2004	8,31	9,16	8,41	7,60
	9,57	10,37	9,67	8,91
	10,70	11,46	10,80	10,07
	11,70	12,42	11,80	11,11
	12,61	13,29	12,70	12,05
	13,43	14,08	13,52	12,89

Рис. 8. Модуль «Нормирование электропотребления»

Важной особенностью модуля «Нормирование электропотребления» является расчет норм по диапазонам грузооборота нефти, поскольку при увеличении последнего удельный расход ЭЭ объективно возрастает. Не учет данной особенности 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.

Для повышения точности нормирования и прогнозирования расхода ЭЭ в программном комплексе «Модель-Электро» реализован модуль «Анализ отклоняющих дат», позволяющий визуально отслеживать суточную статистическую информацию, которая приводит к резкому и максимальному отклонению режима электропотребления от общей тенденции (недостовверная 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.

Внедрение программного комплекса «Модель-Электро» в РУП «Гомельтранснефть «Дружба» позволило полностью автоматизировать процесс разработки норм расхода ЭЭ на транспортировку нефти по участкам нефтепровода.

### **Выводы**

1. Выполнен анализ подходов к прогнозированию и нормированию расхода ЭЭ предприятий транспорта нефти как ПП со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией. Показана некорректность применения расчетно-аналитического метода нормирования расхода ЭЭ предприятий транспорта нефти, обусловленная, в первую очередь, частыми изменениями производственной программы и технологической незавершенностью участков нефтепровода.

2. Для предприятий трубопроводного транспорта нефти разработана методика нормирования и прогнозирования электрической энергии, основанная на построении расчетно-статистических моделей режимов электропотребления от влияющих факторов.

3. В качестве базисной модели режимов электропотребления нестабильно работающих участков нефтепровода используется трехфакторная модель на ранжированных интервалах грузооборота, где в качестве факторов, включенных в модель, включены грузооборот нефти, ее вязкость, эквивалентный диаметр нефтепровода.

4. Несмотря на сложность связей подсистем, определяющих технологическую систему транспортировки нефти в целом, количество факторов, включенных в модель, варьируется и определяется состоянием нефтепроводной системы в целом и условиями транспортировки нефти.

5. Адаптация методики для различных условий транспортировки нефти и состояния нефтепроводной системы позволяет значительно сократить трудоемкость нормирования за счет трансформации вида модели и ее количества факторов. Стабильная годовая динамика вязкости нефти в модели учтена поправочным коэффициентом, дифференцированным по кварталам года. Эквивалентный диаметр нефтепровода не учитывается в случае отсутствия вводов/выводов участков нефтепровода на длительных временных интервалах.

6. Для повышения эффективности системы нормирования и прогнозирования электропотребления разработан и внедрен на РУП «Гомельтранснефть «Дружба» программный комплекс «Модель-Электро», позволяющий: прогнозировать и оценивать эффективность потребления ЭЭ на транспортировку нефти по участкам нефтепровода в условиях проводимой реконструкции и модернизации технологического оборудования; строить зависимости удельного расхода ЭЭ от грузооборота по фактическим данным и их прогнозным значениям для любого участка нефтепровода за любой промежуток времени.

**Литература**

1. 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 г. – Минск : Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь, 2002. – 15 с.
2. Бэнн, Д. В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д. В. Бэнн, Е. Д. Фармер. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.
3. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти: РД 39-30-1268-85. – Введ. 01.01.85. – Уфа: М-во нефтяной промышленности СССР: ВНИИСПТнефть, 1985. – 74 с.
4. Методические рекомендации по нормированию топливно-энергетических ресурсов на предприятиях концерна «Белнефтехим»: утв. Белорусским гос. конц. по нефти и химии 01.01.2000 г. – Минск, 2000. – 54 с.
5. Методика расчета удельных норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии на перекачку нефтепродуктов по МНПП в системе ОАО «АК «Транснефтепродукт»: утв. АК «Транснефтепродукт» 01.08.2004 г. – Москва : ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2004. – 55 с.
6. Блейхер, Э. Технологический расчет нефтепроводов : учеб. пособие / Э. М. Блейхер [и др.] – Москва : Московский ин-т нефтехим. и газ. пром-сти им. И. М. Губкина, 1981. – 82 с.
7. Харламенко, В. И. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктов / В. И. Харламенко, М. В. Голуб. – Москва : Недра, 1978. – 231с.
8. Токочакова, Н. В. Управление энергоэффективностью промышленных потребителей на основе моделирования режимов электропотребления / Н. В. Токочакова // Изв. высш. учеб. заведения и энергет. об-ний СНГ. Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 67–75.
9. Методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти по трубопроводам: утв. Бел. гос. концерном по нефти и химии 23.11.2005 г. – Минск, 2005. – 40 с.

*Получено 02.10.2006 г.*