следовательно, с высокой светоотдачей, использование ИС одинаковой мощности и одинаковых типов), являются далеко не оптимальными с точки зрения управляемости освещением с целью энергосбережения;

• при изменении уровней ЕО в широких пределах не удается оптимизировать СО без управления КСС СП порядно.

В Ы В О Д Ы

1. Особенности СО существенно влияют на эффективность управления ею, поэтому необходима совместная разработка подсистем ЕО, ИО и САУО.

2. Необходима разработка широкой номенклатуры СП с управляемой КСС.

3. Актуальна проблема управлением ЕО в помещениях.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. А й з е н б е р г Ю. Б. Эффективные осветительные установки – важный резерв экономии электроэнергии // Энергоменеджер. – 1997. – С. 19–23.

2. К и р и л е н к о А. И., С т о в п а к А. А. Оценка эффективности систем освещения по произведенному световому потоку // Энерго- и материалосберегающие экологически чистые технологии: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. – Гродно, 2002.

3. С Н Б 2.04.05–98. Естественное и искусственное освещение.

4. К у н г с Я. А. Автоматизация управления электрическим освещением. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

5. К и р и л е н к о А. И., С т о в п а к А. А. Современные принципы управления освещением // Энергия и менеджмент. – 2004. – № 2. – С. 26–28.

6. С о л о в ь е в А. К. Эффективность применения автоматически регулируемого совмещенного освещения в производственных зданиях с равномерным верхним естественным освещением // Светотехника. – 2000. – № 3. – С. 26–29

Представлена кафедрой
общетехнических дисциплин

Поступила 25.06.2004

УДК 621.311

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НЕСТАБИЛЬНО РАБОТАЮЩИХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА

Канд. техн. наук КОЛЕСНИК Ю. Н., канд. техн. наук, доц. ТОКОЧАКОВА Н. В.

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»

Участки нефтепровода относятся к крупнейшим потребителям электроэнергии. Ее годовой расход в РУП «Гомельтранснефть “Дружба”» составляет около 500 млн кВт·ч, а доля электроэнергетической составляющей затрат в структуре себестоимости транспортировки нефти достигает 50 %.

Поэтому повышение энергоэффективности функционирования участков нефтепровода за счет прогнозирования и планирования режимов потребления электрической энергии, контроля за энергетической эффективностью транспортировки нефти в темпе процесса – актуальная задача, для решения которой необходима математическая модель электропотребления.

Изменения условий функционирования предприятий транспорта нефти, обусловленные появлением технологически незавершенных участков нефтепровода (рис. 1), реконструкцией и модернизацией технологического оборудования, зависимостью объемов транспортировки нефти от конъюнктуры рынка привели к нестабильности работы участков нефтепровода.

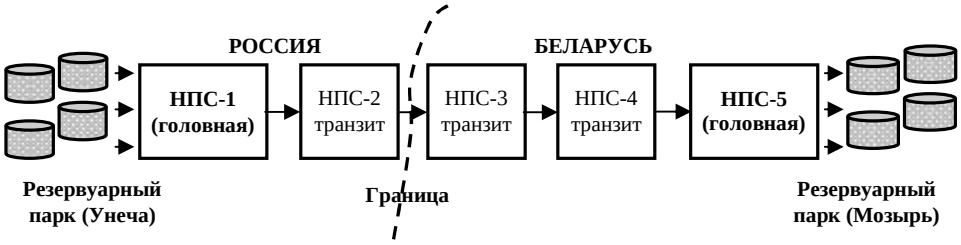

Рис. 1. Схема технологически завершенного участка нефтепровода

По технологически завершенным участкам нефтепровода нефть перекачивается из одного резервуарного парка в другой (рис. 1) благодаря работе мощных насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций (НПС). НПС гидравлически связаны системой трубопроводов (линейная часть нефтепровода). Поэтому работа всех НПС, расположенных между двумя резервуарными парками, также технологически связана.

Появление технологически незавершенных участков нефтепровода обусловлено распадом СССР. Например, одна часть технологически завершенного участка нефтепровода Унеча – Мозырь находится на территории России и управляется российским предприятием транспорта нефти, другая – на территории Беларуси и управляется белорусским предприятием транспорта нефти (рис. 1).

В этих условиях математическая модель электропотребления должна работать как для технологически завершенных, так и незавершенных участков нефтепровода, учитывать изменения объемов и характеристик транспортируемой нефти, конфигурации конструктивных параметров нефтепровода, тенденции режимов электропотребления на различных временных циклах прогнозирования [1] (сутки – месяц – квартал – год).

Для нестабильно работающих участков нефтепровода предлагается эмпирическая модель электропотребления, основанная на регрессионном анализе и разработанная по следующим статистическим данным за последние три года:

- $W_{\text{сут}}$ – значения суточного электропотребления участка нефтепровода, кВт · ч;
- $P_{\text{сут}}$ – значения суточных грузооборотов нефти по участку нефтепровода, тыс. т · км;

• $\nu_{сут}$, $\gamma_{сут}$ – усредненные суточные значения вязкости (сСт) и плотности (кг/м^3) транспортируемой нефти в одном или нескольких пунктах участка нефтепровода;

• динамике конфигурации и конструктивных параметров участка нефтепровода.

Конфигурация и конструктивные параметры нефтепровода определяют гидравлическое сопротивление системы, которое изменяется в связи со:

• строительством и реконструкцией трубопроводов;

• отложением парафина на внутренних стенках трубопроводов;

• использованием противотурбулентных присадок;

• регулированием производительности дросселированием;

• изменением уставок давления на задвижках в насосной станции и т. д.

Указанная суточная статистика хранится в информационной базе данных. При этом ошибочные и нехарактерные данные помечаются и в дальнейшем анализе не используются.

Разработка математической модели электропотребления основана на следующем алгоритме:

1. Конфигурация и конструктивные параметры нефтепровода описываются характеристикой Ω. Предлагаемая характеристика учитывает влияние изменений конфигурации и конструктивных параметров нефтепровода на гидравлические потери мощности в трубопроводах в момент времени *t*

$$Щ_t = Щ_{t-1} + \sum_{i=1}^{m} ДЩ_i \text{ , Вт,} \qquad (1)$$

где Ω_{t-1} – характеристика Ω до изменения конфигурации и конструктивных параметров на момент времени $t - 1$, Вт; m – количество изменений конфигурации и конструктивных параметров нефтепровода в момент времени t; $\Delta\Omega_i$ – степень влияния i-го изменения на гидравлические потери мощности в участке нефтепровода, Вт,

$$\Delta\Omega_i = \Delta N_{t-1} - \Delta N_t \text{ , Вт.} \qquad (2)$$

Здесь ΔN_t, ΔN_{t-1} – гидравлические потери мощности в изменившейся части участка нефтепровода в момент времени t при конфигурации и конструктивных параметрах этой части участка нефтепровода на момент времени t и $t - 1$ соответственно, Вт. Определяются по известным формулам (Дарси – Вейсбаха, Л. С. Лейбензона) через потери напора [2].

Таким образом, способ определения характеристики конфигурации и конструктивных параметров нефтепровода Ω основан на анализе лишь части трубопроводов с изменившимися гидравлическими потерями мощности. За счет описания всех факторов, влияющих на конфигурацию и конструктивные параметры нефтепровода, одной характеристикой Ω сокращается количество регрессоров в математической модели электропотребления без снижения ее информативной способности.

2. Результатами расчетов суточных значений характеристики Ω дополняется информационная база данных, которая содержит исходные массивы характеристик суточных режимов работы нефтепровода за промежуток времени t (достаточно три года):

$$Y_t = \{W_{\text{сут}},\ P_{\text{сут}},\ \nu_{\text{сут}},\ \gamma_{\text{сут}},\ \Omega_{\text{сут}}\},\quad t = [1...N], \tag{3}$$

где N – количество суток в промежутке времени t, сут.

3. Элементы исходных массивов (3) сглаживаются методом скользящей средней [1], что позволяет учесть тенденции режимов электропотребления в различных временных циклах прогнозирования. Интервал сглаживания k численно равен количеству суток в принятом периоде времени (цикле прогнозирования), составляет: 1 – при разработке суточной модели; 30 – месячной модели; 91 – квартальной модели; 365 – годовой модели электропотребления. Сглаженные (усредненные) элементы массивов определяются по выражению:

$$Y_{\text{ср}.j} = \begin{cases} \dfrac{1}{k}\sum\limits_{t=j}^{k+j-1} Y_t, & j = [1..(N-k+1)]; \\ \dfrac{1}{k}\left(\sum\limits_{t=j}^{N} Y_t + \sum\limits_{t=1}^{j-(N-k+1)} Y_t\right), & j = [(N-k+2)...N]. \end{cases} \tag{4}$$

В результате имеем массивы сглаженных значений среднесуточного (усредненного за период времени k, сут.) электропотребления участка нефтепровода $W_{\text{ср}.j}$, кВт·ч, грузооборота $P_{\text{ср}.j}$, тыс. т·км, вязкости $\nu_{\text{ср}.j}$, сСт, и плотности нефти $\gamma_{\text{ср}.j}$, кг/м^3, характеристики конфигурации и конструктивных параметров нефтепровода $\Omega_{\text{ср}.j}$, Вт:

$$Y_{\text{ср}.j} = \{W_{\text{ср}.j}, P_{\text{ср}.j}, \nu_{\text{ср}.j}, \Omega_{\text{ср}.j}\},\quad j = \{1...N\}. \tag{5}$$

Сглаживание исходных данных (рис. 2а) по выражению (4) значительно повышает аппроксимирующую способность (коэффициент детерминации R^2) зависимости электропотребления от технологических факторов (рис. 2б).

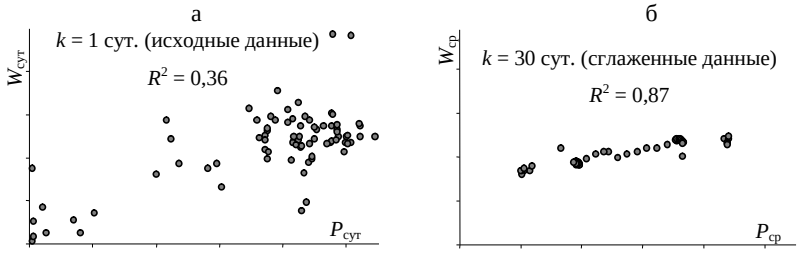

Рис. 2. Зависимости электропотребления W от грузооборота нефти P в квартальном временном интервале N = 91 сут.: а – исходная зависимость электропотребления от грузооборота нефти; б – сглаженная зависимость электропотребления от грузооборота нефти

Исходная зависимость (рис. 2а) построена по исходным суточным значениям электропотребления $W_{\text{сут}}$, кВт·ч и грузооборота нефти $P_{\text{сут}}$, тыс. т·км, за квартал. Таким образом, исходная зависимость (рис. 2а) характеризует тенденции суточных режимов электропотребления и относится к суточному временному циклу прогнозирования. В то же время зависимость $W_{\text{ср}} = f(P_{\text{ср}})$ построена по месячным (сглаженным по выражению (4) при интервале k = 30 сут.) значениям электропотребления и грузооборота нефти за этот же квартал (рис. 2б). Она относится к месячному вре-

менному циклу прогнозирования и характеризует тенденции месячных режимов электропотребления (рис. 2б), которые существенно отличаются от суточных (рис. 2а).

4. Полученные по выражению (4) сглаженные значения фактического грузооборота нефти $P_{ср.j}$, тыс. т·км, ранжируются по возрастанию. Полученный ряд значений $P_{ср.1} < P_{ср.2} < ... < P_{ср.j} < ... < P_{ср.N}$ визуально, используя корреляционное поле точек зависимости $W_{ср} = f(P_{ср})$ (рис. 3), разбивается на $n = [1...f]$ интервалов грузооборота нефти $[P'_{2f-1}, P'_{2f}]$, где f – номер интервала.

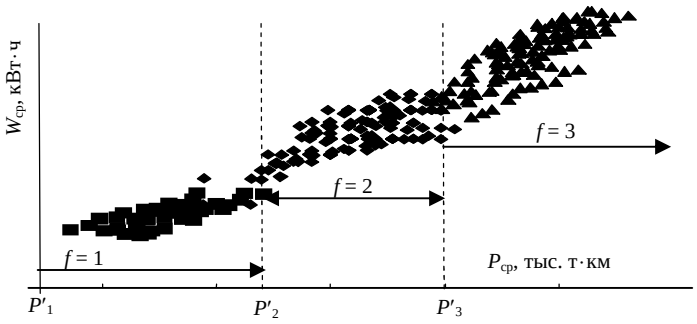

Рис. 3. Корреляционное поле точек зависимости $W_{ср} = f(P_{ср})$ для определения диапазонов грузооборота нефти при $k = 91$; $N = 920$

На рис. 3 представлено разбиение ряда квартальных (сглаженных при интервале $k = 91$ сут., что соответствует квартальному циклу прогнозирования) значений грузооборота нефти на три интервала. Данная процедура осуществляется для каждого исследуемого временного цикла прогнозирования и позволяет учесть тенденции режимов электропотребления в различных интервалах грузооборота нефти. Для алгоритмизации разбиения ряда значений грузооборота нефти на интервалы разработан способ, основанный на теории распознавания образов [3].

Вариация однофакторных зависимостей электропотребления $W_{ср} = f(P_{ср})$, построенных на ранжированных интервалах грузооборота нефти (P'_{2f-1}, P'_{2f}) (рис. 3), обусловлена изменениями характеристик нефти, конфигурации и конструктивных параметров нефтепровода, состава работающего электрооборудования.

5. Ранжированным и разбитым на интервалы значениям грузооборота нефти $P_{ср.j}$ ставятся в соответствие значения электропотребления $W_{ср.j}$, вязкости $\nu_{ср.j}$, плотности $\gamma_{ср.j}$ и характеристики $\Omega_{ср.j}$

$$[\vec{P}, \vec{\nu}, \vec{\gamma}, \vec{\Omega}] \in [P'_1, P'_2], ..., [\vec{P}, \vec{\nu}, \vec{\gamma}, \vec{\Omega}] \in [P'_{2f-1}, P'_{2f}]. \quad (6)$$

Полученный таким образом ряд массивов сглаженных данных (6) используется для разработки дискретно-непрерывной модели [4] электропотребления участка нефтепровода.

6. Дискретно-непрерывная математическая модель электропотребления представляет собой совокупность многофакторных линейных уравнений регрессии, каждому из которых соответствует определенный интервал грузооборота нефти:

$$W_{\text{р}}^{i} = \begin{cases} a_1 P_{\text{ср}} + b_1 v_{\text{ср}} + c_1 \gamma_{\text{ср}} - d_1 \Omega_{\text{ср}} + g_1 \\ \text{при } P_{\text{ср}} \in [0;\, P_1];\ [\vec{P}, \vec{v}, \vec{\gamma}, \vec{\Omega}] \in [P_1', P_2']; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ a_f P_{\text{ср}} + b_f v_{\text{ср}} + c_f \gamma_{\text{ср}} - d_f \Omega_{\text{ср}} + g_f \\ \text{при } P_{\text{ср}} \in [\, P_{f-1} \text{ и выше}];\ [\vec{P}, \vec{v}, \vec{\gamma}, \vec{\Omega}] \in [P_{2f-1}', P_{2f}'], \end{cases} \quad (7)$$

где $W_{\text{р}}$ – расчетное электропотребление участка нефтепровода, кВт·ч; a, b, c, d, g – коэффициенты регрессии [5].

Ввод независимых переменных в модель прекращается, когда остаточная дисперсия относительно возмущающей переменной начнет увеличиваться либо когда коэффициент детерминации модели с вводом новых переменных увеличивается незначительно.

Коэффициенты регрессии модели (7) корректируются ежегодно, что позволяет учесть изменения участков нефтепровода во времени.

Представленный алгоритм реализован в виде программы, с помощью которой разработаны математические модели электропотребления для четырех участков нефтепровода РУП «Гомельтранснефть “Дружба”». При этом два участка нефтепровода являются технологически незавершенными.

Сравнение результатов моделирования с соответствующими фактическими данными показало, что максимальное отклонение расчетов от факта составило: 0,46 % – для годовой модели; 2,5 – для квартальной; 4,5 – для месячной; 28 % – для суточной модели электропотребления (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика адекватности математической модели электропотребления

Цикл прогнозирования	Сутки	Месяц	Квартал	Год
Интервал сглаживания k, сут.	1	30	91	365
Количество измерений N, сут.	920	920	920	920
Максимальное отклонение фактического электропотребления $W_{\text{ф}}$ от расчетного по модели $W_{\text{Р}}$,%	28	4,5	2,5	0,46
Скорректированный коэффициент детерминации уравнений регрессии модели R^2	0,45…0,65	0,85…0,95	0,9…0,99	0,96…0,99

Математическая модель электропотребления, соответствующая большему циклу прогнозирования, характеризуется более высоким коэффициентом детерминации уравнений регрессии (табл. 1), что объясняется более устойчивыми тенденциями электропотребления на длительных временных интервалах.

Предлагаемая математическая модель может использоваться для прогнозирования и планирования расхода электрической энергии, оценки

энергоэффективности транспортировки нефти при изменяющихся технологических факторах (табл. 2).

Как видно из таблицы, изменение среднесуточного грузооборота нефти на 4,1 % (с 50000 до 48000 тыс. т·км) приведет к снижению среднесуточного электропотребления на 5,02 %; изменение вязкости нефти на 20 % (с 18,6 до 15 сСт) – к снижению среднесуточного электропотребления на 4,3 %; уменьшение протяженности выводимого участка на 10 км – к снижению электропотребления на 1,8 %; изменение всех факторов одновременно – к снижению электропотребления на 12,6 %.

Таблица 2

Моделирование режимов электропотребления одного из участков нефтепровода «Дружба»

Показатель режима	Единица измерения	Исходный режим	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
Суточный грузооборот *P*	тыс. т·км	50000	48000	50000	50000	48000
Вязкость ν	сСт	18,6	18,6	15	18,6	15
Состояние линейной части нефтепровода (изменение конфигурации и конструктивных параметров)	–	Вывод трубопровода ∅ 820 мм на участке 120…140 км для ремонта			Вывод трубопровода ∅ 820 мм на участке 120…130 км для ремонта	
Характеристика Ω	Вт	803831	718513	761744	1312868	1112078
Расчетное суточное электропотребление $W_р$	кВт·ч	597436	567386	571488	586353	522123
Изменение электропотребления	%	0	5,02	4,3	1,8	12,6

В Ы В О Д

Полученные результаты отображают реальную связь между электропотреблением и влияющими технологическими факторами, целенаправленное воздействие на которые позволяет повысить энергоэффективность транспортировки нефти.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Б э н н Д. В., Ф а р м е р Е. Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.

2. С п р а в о ч н и к по проектированию магистральных трубопроводов / Под ред. А. Х. Дерцакяна. – Л.: Недра, 1977. – 519 с.

3. К о л е с н и к Ю. Н. Способ выявления разнородности режимов электропотребления // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях: Материалы V РНК студентов и аспирантов, 18–20 марта 2002 г. / УО «ГГУ им. Ф. Скорины». – С. 88–89.

4. С т а т и с т и ч е с к о е моделирование и прогнозирование: Учеб. пособие / Г. М. Гамбаров, Н. М. Журавель, Ю. Г. Королев и др.; Под ред. А. Г. Гранберга. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 383 с.

5. С б о р н и к задач по математике для втузов: Спец. курсы / Под ред. А. В. Ефимова. – М.: Наука, 1984. – Т. 3. – 608 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 22.03.2004

УДК. 621.311