

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА НЕФТИ С УЧЕТОМ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

А. С. ФИКОВ

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

Введение

Основным видом энергии, затрачиваемой на транспортировку нефти по белорусской системе нефтепроводов, является электрическая энергия (ЭЭ). Она расходуется на высоковольтных электроприводах мощных магистральных насосов. Установленная мощность основного технологического оборудования такого предприятия транспорта нефти как РУП «Гомельтранснефть Дружба» в настоящее время составляет порядка 200 МВт, что соизмеримо с мощностью одного энергоблока Гомельской ТЭЦ-2. Максимальная единичная мощность электроприемников в последние годы выросла с 5 до 6 МВт за счет строительства современной насосной станции с вертикальными насосами фирмы Ebara. Это свидетельствует о больших затратах такого дорогостоящего вида энергии, как электроэнергия, на процесс транспорта нефти. Поиск путей повышения эффективности расходования ЭЭ представляется весьма актуальной задачей.

Постановка задачи

Традиционно энергетическая эффективность ведения технологических процессов оценивается по удельному расходу энергии на единицу продукции или услуги. Для систем транспорта нефти в качестве отчетного показателя выполненных услуг по транспортировке нефти является грузооборот, исчисляемый в тыс. т · км. С изменением суточного грузооборота нефти, а также в силу воздействия других технологических факторов удельный расхода ЭЭ ($W_{уд}$) приобретает определенную вариацию (рис. 1).

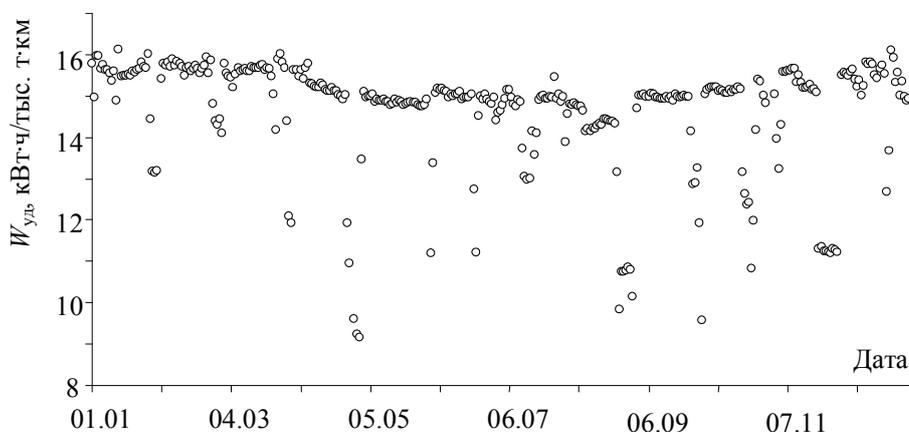


Рис. 1. Динамика суточного удельного расхода ЭЭ

Значениям параметра $W_{уд}$, меньшим $14 \text{ кВт} \cdot \text{ч/тыс. т} \cdot \text{км}$, соответствует пониженный для рассматриваемого участка нефтепровода грузооборот нефти. Так снижение грузооборота нефти с $63\,292 \text{ тыс. т} \cdot \text{км/сут}$ на 15% приводит к снижению удельного расхода ЭЭ с $15,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч/тыс. т} \cdot \text{км}$ на $21,7\%$. Таким образом, наблюдается опережающее снижение электропотребления над снижением грузооборота нефти. Из рис. 1 видно, что помимо сильного влияния грузооборота нефти на энергетическую эффективность транспорта нефти наблюдается сезонное колебание удельного расхода ЭЭ. Снижение данного показателя в летний период относительно зимнего составляет порядка 5% . Из вышеизложенного следует, что моделирование и прогнозирование расхода ЭЭ систем транспорта нефти в обязательном порядке должно учитывать загрузку нефтепровода (грузооборот нефти) и сезонный фактор.

Существующие детерминированные и статистические подходы к моделированию электропотребления систем транспорта нефти сезонное изменение расхода ЭЭ учитывают посредством ввода в модель кинематической вязкости нефти или ее температуры [1]. Такой подход оправдан для прогнозирования электропотребления под заданные физические свойства нефти. Одним из практических приложений моделирования электропотребления является нормирование расхода ТЭР. Для решения данной задачи сезонный характер электропотребления систем транспорта нефти целесообразно учитывать путем ввода в модель температуры окружающей среды. Это позволит прогнозировать и нормировать удельный расход ЭЭ с учетом нормативных значений температуры наружного воздуха, приведенных в [2]. В практике нормирования расхода ТЭР нормативные значения температуры окружающей среды используются, например, при расчете норм расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, определении нормативных потерь тепловой энергии с поверхности магистральных теплотрасс.

Целью данной работы является разработка статистической модели электропотребления систем транспорта нефти, учитывающей влияние на расход ЭЭ температуры наружного воздуха. Помимо указанных преимуществ такой модели при нормировании расхода ТЭР разработанная модель позволит прогнозировать расход ТЭР в условиях неполноты исходной информации о кинематической вязкости нефти. Тогда в основу прогноза электропотребления становится возможным положить среднестатистические данные о температуре наружного воздуха за многолетний период наблюдений.

Анализ статистических данных

Влияние температуры наружного воздуха на кинематическую вязкость нефти происходит вследствие теплообмена потока нефти с окружающей средой. С одной стороны, нефть, обладая большим температурным потенциалом по отношению к температуре грунта на глубине пролегания нефтепровода и температуре окружающей среды, при транспортировке нефти охлаждается. С другой стороны, трение нефти о стенки трубопроводов вызывает переход части энергии потока нефти в теплоту, вследствие чего температура нефти повышается.

На рис. 2 представлена динамика температур нефти в начале и конце трубопровода, а также температуры наружного воздуха в г. Гомеле, расположенном в средней части пути пролегания участка нефтепровода. Нефть проходит по рассматриваемому участку нефтепровода примерно за 40 часов, что дает возможность без внесения существенной погрешности произвести непосредственное сопоставление во времени температур нефти в начале и конце трубопровода. Из представленного рисунка видно, что в зависимости от времени года температура нефти по участку нефтепровода может как возрастать, так и убывать. Повышение температуры по ходу движения

нефти в августе в среднем составляет 1,8 °С на участке протяженностью 289 км; в течение января температура нефти в среднем снижается на 3,2 °С.

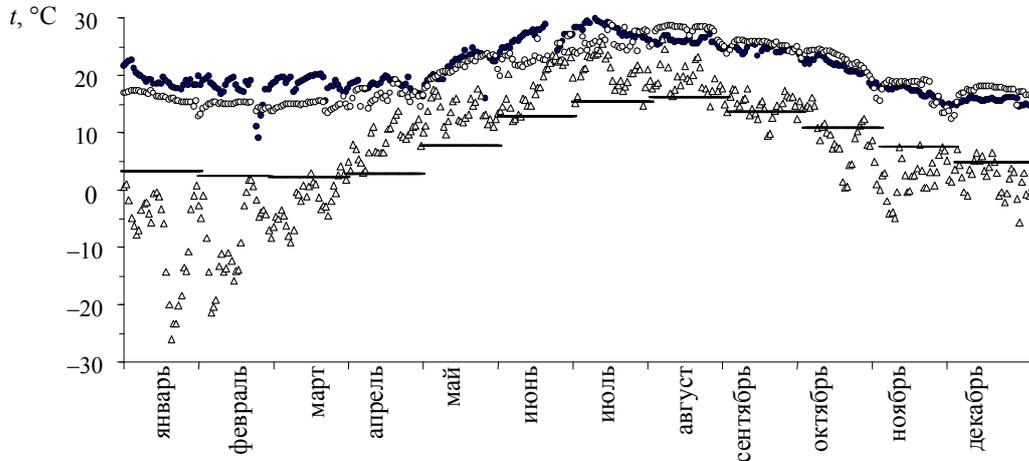


Рис. 2. Суточный ход температур нефти и наружного воздуха: ● – температура нефти в начале трубопровода; ○ – температура нефти в конце трубопровода; △ – температура наружного воздуха; — — средняя температура грунта на глубине 1,6 м

Изменение температуры нефти для стационарного режима ее течения описывается формулой Шухова-Лейбензона [3]:

$$t = t_0 + (t_n - t_0)e^{-Шуy} + b(1 - e^{-Шуy}), \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (1)$$

где t_0 – температура окружающей среды, °С; t_n – начальная температура нефти, °С; Шу – параметр Шухова; b – коэффициент Лейбензона, °С.

Первых два слагаемых выражения (1) определяют температуру нефти на расстоянии l от начала участка нефтепровода. Изменение температуры нефти обусловлено теплообменом потока нефти с окружающей средой. Третье слагаемое (поправка Лейбензона) определяет повышение температуры нефти, обусловленное трением потока нефти в трубопроводе.

Параметр Шухова определяется по выражению [3]:

$$Шу = \frac{\pi \cdot d \cdot l \cdot K}{G \cdot c_p}, \quad (2)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода, м; l – протяженность участка нефтепровода, м; K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м² · °С); G – массовый расход нефти, кг/с; c_p – изобарная теплоемкость нефти, Дж/(кг · °С).

Коэффициент Лейбензона определяется по выражению [3]:

$$b = \frac{g \cdot G \cdot i}{\pi \cdot d \cdot K}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; i – гидравлический уклон.

В параметры Шу и b входят величины, характеризующие площадь поверхности и интенсивность теплообмена потока нефти с окружающей средой. Поэтому из выражения (1) для данных пассивного эксперимента по изменению температуры нефти при ее движении по нефтепроводу возможно определить коэффициент теплопередачи K для различных периодов года. На основе полученных значений K можно оп-

ределить коэффициенты теплопроводности грунта и сравнить их с известными значениями. Следует ожидать повышения теплопроводности грунта при температурах окружающей среды менее $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, что связано с его промерзанием и снижением теплопроводности грунта в летний период в связи с понижением уровня грунтовых вод. Такой качественный анализ позволит определить адекватность выражения (1) по описанию реальных физических процессов изменения температуры нефти вдоль оси нефтепровода.

Проектная глубина заложения рассматриваемого нефтепровода составляет $0,8\text{ м}$ от поверхности земли до верхней образующей трубопровода или $1,3\text{ м}$ до оси нефтепровода диаметром 1 м . Реальная глубина заложения нефтепровода несколько больше в силу неровностей рельефа. Примем в расчет среднюю глубину заложения оси нефтепровода равной $h = 1,6\text{ м}$. Для такой глубины заложения температура грунта для различных областей Республики Беларусь помесячно приведена в [4].

Согласно выражению (1) для снижения средней температуры нефти в январе с $19,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ на $3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ коэффициент теплопередачи должен составлять $2,04\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$. Важно отметить, что без учета явления нагрева нефти от трения в трубопроводе температура нефти снизилась бы на $8,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, нагрев нефти трением оказывает значимое влияние на ее температуру.

Коэффициент теплопроводности грунта определялся из соотношения [5]:

$$K^{-1} = R_{\text{вн}} + R_{\text{ст}} + R_{\text{из}} + R_{\text{гр}}, \text{ м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}, \quad (4)$$

где $R_{\text{вн}}$ – сопротивление теплопередаче от потока нефти к внутренней поверхности трубопровода, $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$; $R_{\text{ст}}$ – сопротивление теплопередаче стенки трубопровода, $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$; $R_{\text{из}}$ – сопротивление теплопередаче слоя битумно-полимерной гидроизоляции, $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$; $R_{\text{гр}}$ – сопротивление теплопередаче грунта, $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$.

На рассматриваемом участке нефтепровода нанесена гидроизоляция нормального (4 мм) и усиленного типов (6 мм). В расчет положена толщина битумно-полимерной изоляции 5 мм . Определяющим сопротивлением в выражении (4) является $R_{\text{гр}}$, на которое приходится 95% полного сопротивления. Полученное на основе выражения (4) значение коэффициента теплопроводности грунта составляет $\lambda_{\text{гр}} = 1,98\text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$ и соответствует коэффициенту теплопроводности песков разной крупности в мерзлом состоянии с влажностью 15% [6].

Повышению средней температуры нефти в августе с $25,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ на $1,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответствует коэффициент теплопередачи системы «поток нефти – грунт» $K = 1,45\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$. А коэффициент теплопроводности грунта принимает значение $\lambda_{\text{гр}} = 1,39\text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$. Такой характеристикой обладает песчаный грунт в талом состоянии влажностью 9% [6].

Из общей закономерности выбивается результат определения коэффициента теплопроводности грунта в первой половине июня. При средней начальной температуре нефти в рассматриваемом периоде $25,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ее снижении в конце нефтепровода на $3,75\text{ }^{\circ}\text{C}$ коэффициент теплопередачи принимает значение $K = 2,35\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$, а соответствующее ему значение коэффициента теплопроводности грунта – $\lambda_{\text{гр}} = 2,3\text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$ [6], что превышает полученное значение коэффициента теплопроводности песчаного грунта в мерзлом состоянии на 16% . Разумно было ожидать значений $\lambda_{\text{гр}}$ в июне ниже значения данного параметра в январе.

На основании полученных значений $\lambda_{гр}$ для различных периодов года можно сделать вывод о том, что не все реальные температурные режимы движения нефти по участку нефтепровода с достаточной степенью точности можно описать выражением (1).

Автором получены статистические зависимости температуры нефти от температуры наружного воздуха (рис. 3, 4), измеренной в зонах, близкой к серединам участков нефтепровода.

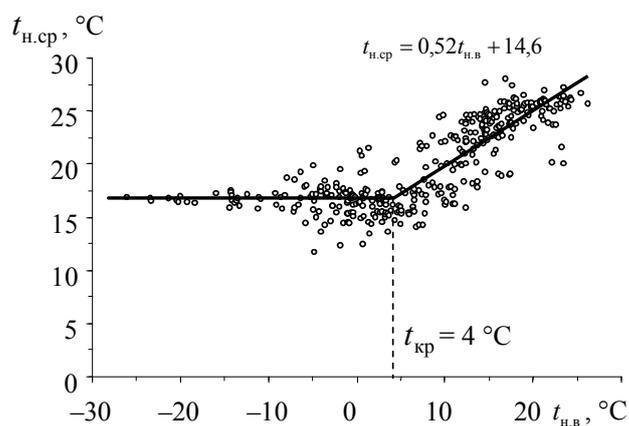


Рис. 3. Зависимость средней температуры нефти участка нефтепровода «Унеча–Мозырь» от температуры наружного воздуха в г. Гомеле

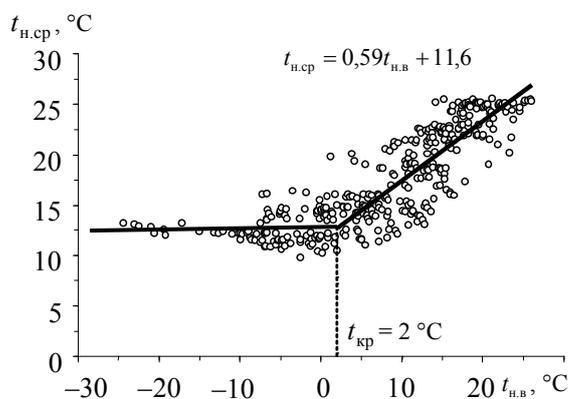


Рис. 4. Зависимость средней температуры нефти участка нефтепровода «Мозырь–Адамова Застава» от температуры наружного воздуха в г. Пинске

Из представленных зависимостей видно, что при температурах, близких к нулю градусов Цельсия (назовем ее критической температурой $t_{кр}$) и выше, имеется линейная зависимость температуры нефти от температуры наружного воздуха. При температурах ниже $t_{кр}$ взаимосвязь данных параметров отсутствует, т. е. на электропотребление систем транспорта нефти не влияют температуры наружного воздуха, меньшие $t_{кр}$. Этот факт можно объяснить тем, что в данной области температур наружного воздуха температура грунта остается практически неизменной (рис. 2). После промерзания грунта количество воды в твердом состоянии, а значит, и теплопроводность грунта также существенно меняться не должны.

Изменение температуры нефти при ее движении в трубопроводе является сложным процессом, на который в значительной степени влияет температура наружного

воздуха. Причем на 1 °С изменения температуры наружного воздуха, при его температуре выше $t_{кр}$, в среднем приходится 0,55 °С изменения температуры нефти. Моделирование электропотребления систем транспорта нефти с учетом температуры наружного воздуха должно учитывать влияние данного параметра в области температур, больших $t_{кр}$.

Разработка модели электропотребления

Предлагаемый в работе [1] способ построения статистической модели электропотребления систем транспорта нефти основывается на методе наименьших квадратов и использует сглаживание статистических данных методом скользящего среднего. Целью сглаживания статистических данных является выделение тенденции изменения исследуемых параметров. Причем для целей нормирования и прогнозирования электропотребления используется период сглаживания суточных данных $\tau = 90$, соответствующий квартальному периоду прогнозирования. У такого сглаживания имеются как положительные стороны, так и недостатки. К достоинствам сглаживания скользящим средним (согласно цели применения) следует отнести снижение влияния на результат моделирования разброса значений входных параметров модели электропотребления. Одним из недостатков является уменьшение количества статистической информации с ростом периода усреднения, что выражается следующей зависимостью [1]:

$$N' = N - \tau + 1, \tag{5}$$

где N' – количество суточных значений параметра после сглаживания; N – количество суточных значений параметра до сглаживания; τ – период сглаживания.

Согласно выражению (8) период сглаживания $\tau = 90$ для годовой совокупности значений сглаживаемого параметра приводит к уменьшению объема выборки на 24 %. Еще одним существенным недостатком сглаживания с большим периодом усреднения является снижение размаха вариации сглаживаемых параметров, влияющих на электропотребление, что сужает область допустимых значений параметров полученной модели электропотребления.

Среднеквадратическое отклонение относительной погрешности модели электропотребления систем транспорта нефти при прогнозе расхода ЭЭ за период от суток до квартала можно аппроксимировать степенной функцией (рис. 5).

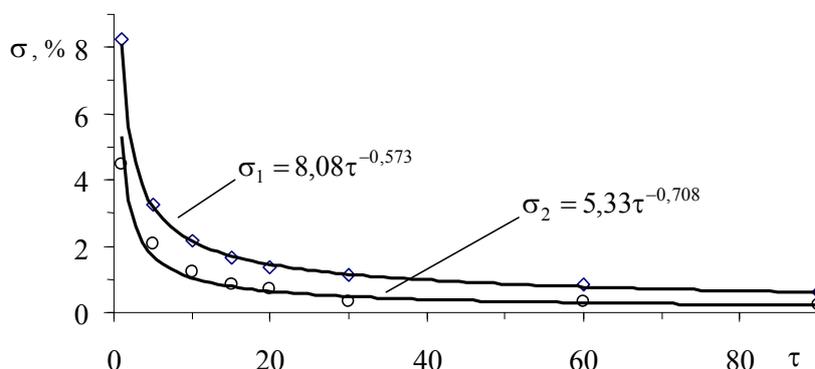


Рис. 5. Зависимость среднеквадратического отклонения относительной погрешности модели электропотребления от периода прогнозирования: \diamond – данные для модели с $t_{н.в} \geq t_{кр}$; \circ – данные для модели с $t_{н.в} < t_{кр}$

Из рис. 5 видно, что с ростом параметра τ скорость изменения σ снижается и, начиная со значений $\tau > 20$, наблюдается избыточное усреднение входных параметров модели. Для выбора периода усреднения τ предлагается зависимости $\sigma = f(\tau)$ перевести в относительные единицы путем ввода масштабных коэффициентов $\sigma_{\max} = f(1)$, $\tau_{\max} = 90$:

$$y = \sigma / \sigma_{\max} ; x = \tau / \tau_{\max} , \quad (6)$$

а значение периода сглаживания выбирать по касательной к полученной кривой $y = f(x)$ в точке x_0 , обеспечивающей угол наклона касательной равный 135° (рис. 6).

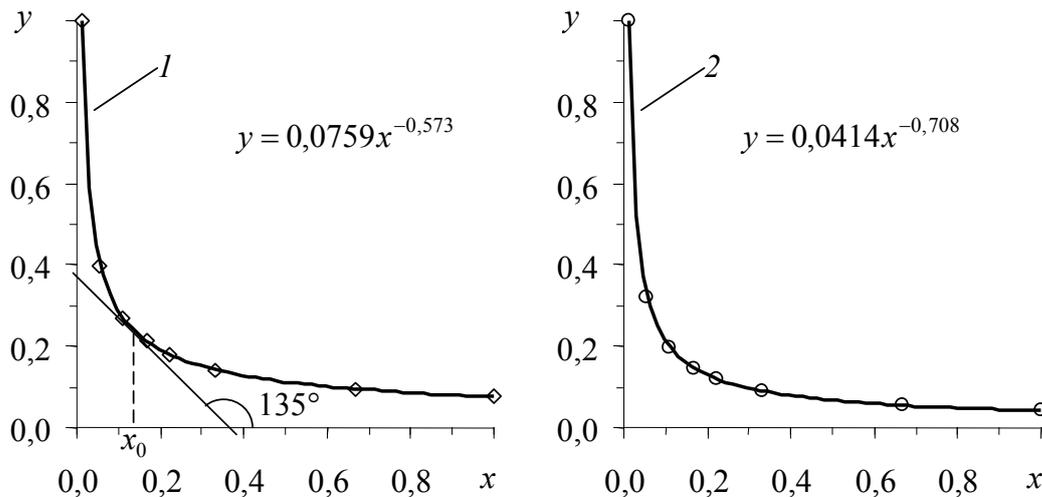


Рис. 6. Зависимости относительного значения величины σ от относительного значения величины τ : 1 – данные для модели с $t_{н.в} \geq t_{кр}$; 2 – данные для модели с $t_{н.в} < t_{кр}$

Искомые функции $y = f(x)$ можно определить аналитически путем замены переменных согласно (6). Пусть зависимость среднеквадратического отклонения относительной погрешности модели электропотребления от периода прогнозирования задана функцией вида

$$\sigma = a \cdot \tau^b , \quad (7)$$

где a , b – множитель и показатель степени, определенные методом наименьших квадратов. Причем значение a соответствует значению σ_{\max} : $\sigma_{\max} = a \cdot 1^b = a$.

С учетом (6) искомая зависимость примет вид:

$$y = \tau_{\max}^b x^b . \quad (8)$$

Значение x_0 , исходя из условия $dy/dx = -1$, можно определить по выражению

$$x_0 = \left(-b \tau_{\max}^b \right)^{\frac{1}{1-b}} . \quad (9)$$

Возвращаясь к исходным переменным, можно выразить искомый период усреднения:

$$\tau_0 = (-b\tau_{\max})^{\frac{1}{1-b}}. \quad (10)$$

В области значений $b = (-0,75 \div -0,15)$, получаемых на практике, $\tau_0 = f(b)$ принимает значения от 10 до 13 и имеет максимум $\tau_0 = 13$ при значении $b = -0,4$. Для моделей электропотребления нефтепроводов, учитывающих температуру наружного воздуха, автором получены значения показателя b , близкие к нижней границе указанного диапазона. Для модели электропотребления нефтепровода, учитывающей кинематическую вязкость нефти, согласно данным работы [1], этот параметр принял значение $-0,18$. На основании полученных результатов целесообразным периодом усреднения исходных данных к модели, учитывающей температуру наружного воздуха, является значение $\tau_0 = 12$.

Не целесообразно превышать найденное наибольшее значение периода усреднения исходных данных к модели электропотребления, разрабатываемой для прогнозирования квартального расхода ЭЭ, поскольку это приведет к неоправданному сокращению количества статистической информации и вариации исходных данных.

Исходя из вышеизложенного предлагается следующий алгоритм построения модели электропотребления, учитывающий влияние на электропотребление систем транспорта нефти температуры наружного воздуха и не допускающий чрезмерного сужения области применения модели по грузообороту нефти:

1. Формируются совокупности суточных значений электропотребления W , грузооборота P , температуры наружного воздуха $t_{н.в}$ в средней части участка нефтепровода объемом в один календарный год.

2. Совокупности суточных значений параметров W , P , $t_{н.в}$ сглаживаются с периодом усреднения τ_0 .

3. Совокупности сглаженных значений W , P , $t_{н.в}$ делятся на две выборки в соответствии с условиями $t_{н.в} < t_{кр}$ и $t_{н.в} \geq t_{кр}$.

4. Методом наименьших квадратов строится модель электропотребления для области температуры наружного воздуха $t_{н.в} \geq t_{кр}$ в виде линейной комбинации воздействующих параметров:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_t \cdot t_{н.в} + \beta_0, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (11)$$

где β_p – коэффициент регрессии при грузообороте нефти, кВт · ч/тыс. т · км; P – суточный грузооборот нефти, тыс. т · км/сут; β_t – коэффициент регрессии при температуре наружного воздуха, кВт · ч/(сут · °С); $t_{н.в}$ – температура наружного воздуха, °С; β_0 – свободный член уравнения регрессии, кВт · ч/сут.

5. Для области температур $t_{н.в} < t_{кр}$ определяется поправка δ :

$$\delta = \frac{1}{n \cdot \beta_0} \sum_{i=1, n} (W_i - \beta_p \cdot P_i) - 1, \quad (12)$$

где n – объем выборки сглаженных значений W при $t_{н.в} < t_{кр}$; W – сглаженное значение электропотребления при $t_{н.в} < t_{кр}$.

6. Окончательно общая модель электропотребления участка нефтепровода для области температур наружного воздуха, больших и меньших $t_{кр}$, записывается в виде:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_t \cdot t_{н.в} \cdot H\left(\frac{t_{н.в} - t_{кр}}{|t_{кр}|}\right) + \beta_0 \cdot \left(1 + \delta \cdot \left[1 - H\left(\frac{t_{н.в} - t_{кр}}{|t_{кр}|}\right)\right]\right), \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (13)$$

где $H\left(\frac{t_{н.в} - t_{кр}}{|t_{кр}|}\right)$ – функция Хевисайда, принимающая при значениях аргумента, меньших нуля, значение 0, при значениях аргумента, больших и равных нулю, значение 1.

В соответствии с предложенным алгоритмом разработана модель электропотребления участка нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба» для области температур $t_{н.в} \in [2; 23,8]$ °С:

$$W = 29,15P - 2932t_{н.в} - 868010, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}. \quad (14)$$

Основываясь на полученной зависимости, для области температур $t_{н.в} \in [-15,7; 2)$ °С определена поправка δ , численно равная $-0,020$. Принцип ее определения проиллюстрирован на рис. 7. За основу общей модели электропотребления принимается модель (11) без учета температурного фактора $\beta_t \cdot t_{н.в}$:

$$W_1 = 29,15P - 868010, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}. \quad (15)$$

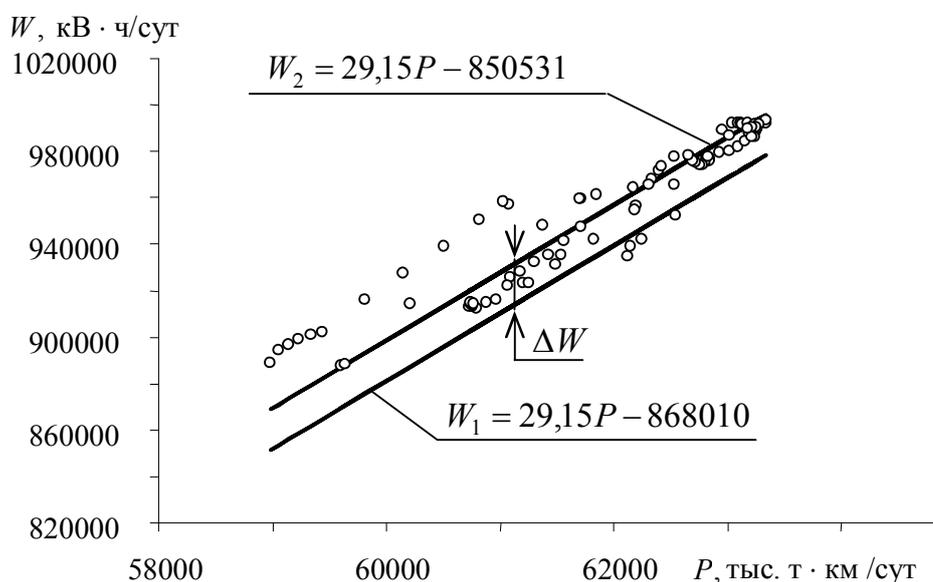


Рис. 7. Определение поправки δ в области температур наружного воздуха ниже $t_{кр}$

Видно, что такая модель W_1 лежит ниже значений электропотребления при температурах, меньших $t_{кр}$. Поправка δ корректирует модель W_1 так, чтобы полученная

модель W_2 имела наименьшее значение погрешности при сохранении тенденции по грузообороту нефти:

$$\delta = \frac{\Delta W}{\beta_0} = \frac{\sum_{i=1,n} (W_i - W_{li})}{n \cdot \beta_0}, \quad (16)$$

где ΔW – среднее отклонение фактического суточного электропотребления W_i при $t_{н.в} < t_{кр}$ от модели (15), кВт · ч/сут; β_0 – свободный член модели (15), кВт · ч/сут; W_i – фактические значения суточного электропотребления при $t_{н.в} < t_{кр}$, кВт · ч/сут; W_{li} – значения суточного электропотребления по модели (15), кВт · ч/сут; n – объем выборки сглаженных значений W_i .

Общая модель электропотребления участка нефтепровода РУП «Гомельтранс-нефть Дружба», полученная согласно (13), представлена на рис. 8. Данная модель может быть использована для прогнозирования квартального расхода ЭЭ. Проверка качества полученной модели показала, что при прогнозировании квартального электропотребления среднеквадратическое отклонение погрешности модели составляет $\sigma = 0,73 \%$.

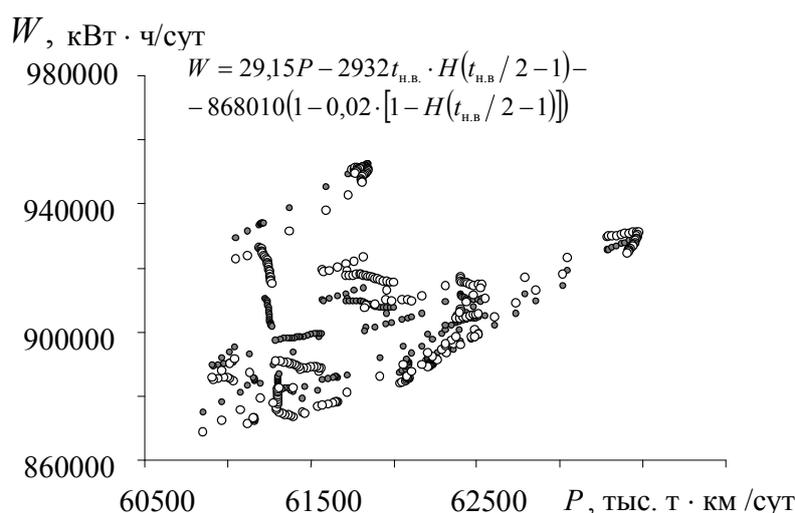


Рис. 8. Модель зависимости суточного электропотребления от грузооборота нефти и температуры наружного воздуха: ○ – фактические значения среднесуточного грузооборота нефти; ● – значения среднесуточного грузооборота нефти, полученные по модели

Область допустимых значений входящих параметров полученной модели составляет:

$$\begin{cases} P \in [53550; 65050] \text{ тыс. т} \cdot \text{км/сут}; \\ t_{н.в} \in [-15,7; 23,8] \text{ }^\circ\text{C}. \end{cases}$$

При построении модели электропотребления участка нефтепровода использовалось полученное по выражению (10) значение $\tau_0 = 12$. В области $t_{н.в} \geq t_{кр}$ коэффициент осцилляции не сглаженного суточного грузооборота нефти, подсчитанный по нижеприведенному выражению [7], составил 60 %:

$$V_R = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\text{cp}}} 100, \% \quad (17)$$

где P_{\max} – максимальное значение грузооборота нефти в выборке данных, тыс. т · км/сут; P_{\min} – минимальное значение грузооборота нефти в выборке данных, тыс. т · км/сут; P_{cp} – среднее значение грузооборота нефти в выборке данных, тыс. т · км/сут.

При сглаживании с периодом усреднения $\tau_0 = 12$ коэффициент осцилляции грузооборота нефти составил 18,6 %, сокращение объема выборки составило 3 %. Сглаживание с периодом усреднения $\tau = 90$ снижает коэффициент осцилляции грузооборота нефти до 4,2 %. Таким образом, сокращение периода сглаживания с 90 до 12 позволяет значительно расширить область допустимых значений входящих в модель параметров, увеличить объем выборки статистических данных.

Заключение

Моделирование электропотребления систем транспорта нефти должно вестись с учетом как минимум двух факторов: грузооборота нефти и сезонного фактора. В качестве сезонного фактора для целей нормирования электропотребления целесообразно использовать температуру наружного воздуха, которая оказывает влияние на электропотребление участка нефтепровода при значениях, больших $-1,5 \div 4$ °С.

Не все реальные температурные режимы движения нефти по участку нефтепровода с достаточной степенью точности можно описать аналитическими зависимостями. Это является еще одним аргументом в пользу выбора статистического метода моделирования электропотребления систем транспорта нефти.

Сглаживание суточных значений входных параметров модели электропотребления с периодом усреднения 90, как это предлагалось ранее, при прогнозировании электропотребления за квартал приводит к неоправданному снижению объема выборки и области допустимых значений входящих в модель параметров. Показано, что период сглаживания, равный 12, является наиболее предпочтительным.

Электропотребление систем транспорта нефти с погрешностью до 5 % можно описать двухфакторной моделью в виде линейной комбинации грузооборота нефти и температуры наружного воздуха.

Литература

1. 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.
2. Строительная климатология: Изменение № 1 СНБ 2.04.02–2000. – Введ. 02.04.07. – Минск : РУП «Стройтехнорм» : М-во архитектуры и стр-ва Респ. Беларусь, 2007. – 33 с.
3. Валеев, А. Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах / А. Р. Валеев // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Valeev/Valeev_1.pdf. – Дата доступа: 23.11.2009.
4. Методика расчета потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации : утв. Ком. по энергоэффективности при

- Совете Министров Респ. Беларусь 29.09.06. – Минск : ОАО «Белэнергоремналадка», 2006. – 121 с.
5. Теплоснабжение / В. Е. Козин [и др]. – Москва : Высш. шк., 1980. – 408 с.
 6. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах : СНиП 2.02.04–88. – Введ. 01.01.90. – Москва : ВНИИОСП им. Н. М. Герсеванова : ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 92 с.
 7. Васнев, С. А. Статистика / С. А. Васнев // Ин-т открытого образования [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.hi-edu.ru/e-books/xbook096/01/index.html?part-006.htm>. – Дата доступа: 23.11.2009.

Получено 08.12.2009 г.