УДК 621.311

Н. В. Токочакова, канд. техн. наук, доц., А. С. Фиков

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

Предложена расчетно-статистическая аддитивная модель режимов электропотребления системы нефтепровода, позволяющая решать задачи энергетического обследования в технологическом процессе транспортировки нефти. Оценка потенциала энергосбережения, при проведении энергосберегающих мероприятий, ведется с использованием коэффициентов эластичности удельного расхода электрической энергии.

Энергетическое обследование промышленных потребителей проводится в целях достижения максимальной эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и включает в себя определение потенциала энергосбережения. Под потенциалом энергосбережения понимается максимально возможное снижение потребления ТЭР при неизменном объеме выпуска продукции. Различают технический и экономический потенциал энергосбережения [1]. ***Технический потенциал энергосбережения*** определяет максимальные технические возможности энергосбережения, которые могут быть реализованы за фиксированный период времени, и зависит от темпов и достижений научно-технического прогресса. ***Экономический потенциал энергосбережения*** определяется только рентабельной частью технического потенциала, освоение которой зависит от наличия инвестиций. По результатам энергетического обследования разрабатывается программа по энергосбережению, включающая энергосберегающие мероприятия (ЭСМ) с указанием ожидаемой экономии ТЭР. Результаты энергетического обследования составляют основу разработки прогрессивных норм расхода ТЭР на производство продукции.

Оценка потенциала энергосбережения в технологическом процессе транспортировки нефти невозможна без создания математической модели, адекватно описывающей сложившиеся режимы потребления электрической энергии (ЭЭ).

Расход ЭЭ на транспортировку нефти W, кВт·ч/сут, можно выразить аналитически, с использованием формулы Лейбензона [2] для определения потерь напора по длине трубопровода при турбулентном режиме движения перекачиваемой жидкости в зоне Блазиуса:

$$W = 4{,}867 \cdot \left(\frac{P}{l}\right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25} \cdot L}{\rho^{1,75} \cdot d_э^{\,4,75} \cdot \eta} + 2{,}724 \cdot \Delta z \frac{P}{l \cdot \eta}, \qquad (1)$$

где P – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут; ν – вязкость нефти, м^2/с; $d_э$ – эквивалентный диаметр нефтепровода, м; Δz – разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м; L – протяженность нефтепровода, м; l – протяженность участка нефтепровода на территории РБ, км; ρ – плотность нефти, кг/м^3; η – КПД нефтепровода.

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.

Суточную экономию ЭЭ от проведения ЭСМ ΔW, кВт·ч/сут, приводящих к изменению эквивалентного диаметра $d_э$, с использованием формулы (1), можно выразить аналитически:

$$\Delta W = 4{,}867 \cdot \left(\frac{P}{l}\right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25} \cdot L}{\rho^{1,75} \cdot d_э^{\,4,75} \cdot \eta} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+\delta)^{4,75}}\right), \qquad (2)$$

где δ – относительное увеличение эквивалентного диаметра нефтепровода после проведения ЭСМ.

Однако использование формулы (2) для оценки экономии ЭЭ неприемлемо в силу ряда причин. Как видно из представленной зависимости, экономия ЭЭ связана с эквивалентным диаметром нефтепровода обратно-пропорциональной зависимостью через показатель степени 4,75, следовательно, ошибка в определении параметра $d_э$ на 3 % повлечет за собой ошибку в определении экономии ЭЭ примерно 15 %. КПД нефтепровода рассчитывается на основании паспортных значений КПД насосных агрегатов, которые подвержены значительным изменениям в процессе эксплуатации как за счет обрезки рабочих колес, так и за счет физического износа. Например, КПД насосного агрегата НМ-3600-230 при наработке 10000 ч снижается на 11,4% [3]. Расчет ожидаемой годовой экономии ЭЭ по выражению (2) необходимо вести при средних значениях технологических факторов, что из-за нелинейной взаимосвязи последних с величиной экономии ЭЭ может внести значительную погрешность в расчетное значение экономии ЭЭ. На рис. 1 представлена зависимость экономии ЭЭ от величины суточного грузооборота нефти, построенная по выражению (2). Маркерами отмечены фактические суточные значения грузооборота нефти на годовом интервале времени. Поскольку представленная зависимость имеет резко выраженный нелинейный характер, то среднее значение суточной экономии ЭЭ $\Delta W_м$, соответствующее среднесуточной производительности нефтепровода $P_{ср}$ оказывается меньше среднеарифметической суточной экономии ЭЭ $\Delta W_ф$ в диапазоне изменений среднесуточных значений экономии ЭЭ за рассматриваемый период. Среднесуточный грузооборот составил 48701 тыс. т·км/сут. Данному значению грузооборота соответствует расчетное значение экономии ЭЭ $\Delta W_м$=6014 кВт·ч/сут, в то время как среднеарифметическое значение суточной экономии ЭЭ составляет $\Delta W_ф$ = 8122 кВт·ч/сут. Таким образом, использование усредненных единичных значений грузооборота из множества фактически существующих значений приводит к погрешности определения экономии ЭЭ 26 %.

Еще одним фактором, вносящим погрешность в оценку экономии ЭЭ с использованием формулы (2) является появление технологически незавершенных участков нефтепровода, что вызвано распадом СССР. Начало такого участка лежит на территории одного государства (отдающая сторона), а его конец – на территории другого (принимающая сторона). Затраты на транспортировку нефти по участку нефтепровода несут предприятия обоих государств, причем доля потребленной ЭЭ одним предприятием от суммарного расхода ЭЭ на транспортировку нефти по всему участку нефтепровода непосредственно зависит от режимов работы и затрат ЭЭ вторым предприятием. Принимаемая же в расчете экономии ЭЭ среднесуточная производительность нефтепровода не отражает фактические многовариантные режимы работы участка нефтепровода в целом. В один день производительность

нефтепровода может снизиться на столько, что в работе насосного агрегата белорусского предприятия не будет необходимости. И наоборот, потребность в увеличении производительности нефтепровода может вызвать необходимость ввода в работу промежуточной насосной станции. *Суточная производительность нефтепровода зависит от многих параметров, включая загрузку резервуарного парка и конъюнктуру рынка и, фактически, непрогнозируема.*

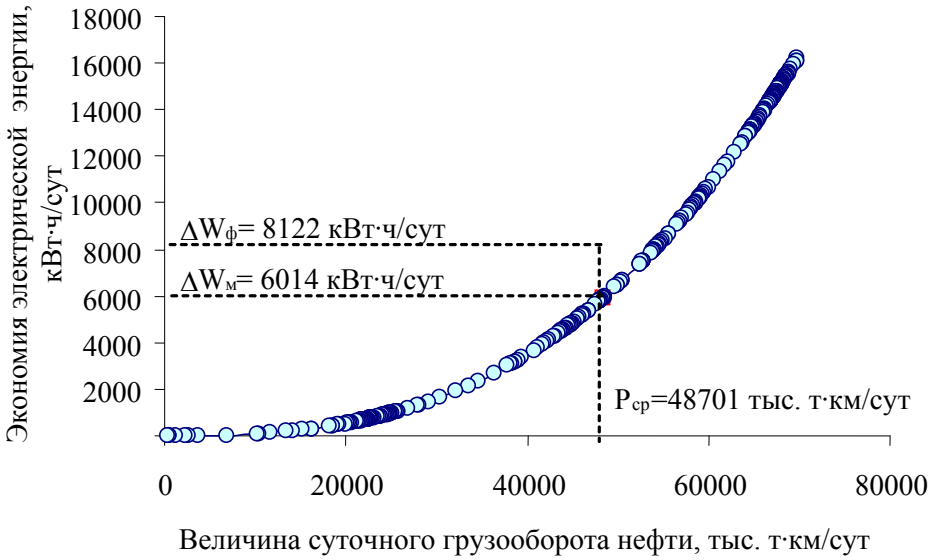

Рис. 1. Зависимость экономии ЭЭ от величины суточного грузооборота нефти

Для описания режимов электропотребления участков нефтепровода на *выбранном интервале грузооборота* предложена аддитивная расчетно-статистическая модель [4], основанная на годовой выборке суточной статистической информации по фактически сложившимся режимам электропотребления участков нефтепровода и параметрам технологического процесса (грузооборот, вязкости нефти, эквивалентный диаметр нефтепровода):

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_\nu \cdot \nu + \beta_d \cdot d_э + \beta_0, \tag{3}$$

где β_p – коэффициент регрессии, кВт·ч/(тыс. т·км); β_ν – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(м^2·сут); β_d – коэффициент регрессии, кВт·ч/(м·сут); β_0 – свободный член уравнения регрессии, кВт·ч/сут; P – грузооборот нефти, тыс.т·км/сут; ν – вязкость нефти, м^2/с; $d_э$ – эквивалентный диаметр нефтепровода, м.

Область применения модели (3) ограничивается максимальным и минимальным значением каждого фактора, включенного в данное уравнение регрессии на рассматриваемом интервале грузооборота:

$$\begin{cases} P \in [P_{min}; P_{max}]; \\ \nu \in [\nu_{min}; \nu_{max}]; \\ d_э \in [d_{эmin}; d_{эmax}], \end{cases} \tag{4}$$

где P_{min}, P_{max} – минимальное и максимальное значения грузооборота нефти в

выборке статистической информации соответственно, тыс. т·км/сут; $\nu_{\min}, \nu_{\max}$ – минимальное и максимальное значения вязкости нефти в выборке статистической информации соответственно, м^2/с; $d_{э\min}, d_{э\max}$ – минимальное и максимальное значения эквивалентного диаметра нефтепровода в выборке статистической информации соответственно, м.

Как видно из выражения (1) параметры P, ν, $d_э$ модели (3) используются при описании режимов электропотребления участка нефтепровода на основе физических закономерностей протекания нефти по трубопроводам. Способ построения модели (3) основывается на сглаживании статистических данных скользящим средним и представлен в [4]. Следует отметить, что расход ЭЭ на транспортировку нефти нелинейно связан с параметрами P, ν, $d_э$, а параметр P зависит от параметров ν и $d_э$. При построении модели режимов электропотребления не на всем интервале грузооборота, а лишь на выбранной его части, с использованием сглаживания исходной статистической информации скользящим средним, нелинейностью взаимосвязи между W и параметрами P, ν, $d_э$, а так же зависимостью параметра P от параметров ν и $d_э$ возможно пренебречь, поскольку при этом максимальная погрешность аддитивной модели не превышает 3…5 %.

Модель (3) позволяет оценивать потенциал энергосбережения за счет мероприятий, влияющих на изменение параметров ν и $d_э$. К мероприятиям, оказывающим влияние на параметр ν, относится предварительный подогрев нефти. К мероприятиям, оказывающим влияние на параметр $d_э$, относятся: строительство лупингов, очистка участка нефтепровода, добавление противотурбулентных присадок, изменение станционной технологии, изменение линейной технологии, изменение характеристик насосных агрегатов с целью минимизации энергетических затрат.

Потенциал энергосбережения предлагается оценивать процентным изменением удельного расхода электроэнергии (УРЭ) при проведении ЭСМ относительно базисного значения УРЭ.

УРЭ $W_{уд}$, кВт·ч/(тыс. т·км), с использованием модели (3), может быть определен как:

$$W_{уд} = W / P. \tag{5}$$

Оценка влияния факторов на потенциал энергосбережения проводится с использованием коэффициентов эластичности e моделей $W_{уд} = F(v)$ и $W_{уд} = F(d_э)$, представляющих собой отношение темпов роста зависимой переменной $W_{уд}$ к темпам роста независимой переменной (параметр v или $d_э$). Коэффициент эластичности позволяет судить, на сколько процентов изменится зависимая переменная при изменении независимой переменной на 1 %.

В общем виде эластичность УРЭ от исследуемого фактора может быть представлена как [5]:

$$e_f = \frac{\Delta W_{уд} / W_{уд}}{\Delta f / f} = \frac{\Delta W / W}{\Delta f / f} = \frac{\Delta W}{\Delta f}\frac{f}{W}, \tag{6}$$

где $\Delta W_{уд}$ – изменение УРЭ за счет изменения фактора f, кВт·ч / (тыс.т·км); $W_{уд}$ – базисное (текущее) значение УРЭ, кВт·ч/(тыс. т·км); ΔW – изменение расхода ЭЭ за счет изменения фактора *f*, кВт·ч/сут; *W* – базисное (текущее) значение расхода ЭЭ,

кВт·ч/сут; Δf – изменение исследуемого фактора при проведении ЭСМ; f – базисное (текущее) значение исследуемого фактора.

Из выражения (6) следует, что зависимость коэффициента эластичности УРЭ эквивалентна зависимости коэффициента эластичности расхода ЭЭ. Поскольку модель (3) является линейной функцией от исследуемого фактора f ($\frac{\Delta W}{\Delta f} = \beta_f$), то эластичность УРЭ по фактору f имеет следующий вид:

$$e_f = \frac{\beta_f f}{\beta_f \cdot f + \beta} = 1 - \frac{\beta}{\beta_f \cdot f + \beta}, \tag{7}$$

где $\beta = W - \beta_f \cdot f$.

Из выражения (7) видно, что *коэффициент эластичности e_f зависит от текущего базисного состояния системы в целом, включая текущее состояние фактора f, и не зависит от конечного состояния системы после проведения ЭСМ.*

Установлено, что коэффициент эластичности может быть представлен в виде убывающей и возрастающей зависимости ($e'_f < 0$ и $e'_f > 0$).

Исследуем выражение (7) с помощью аппарата математического анализа [6]:

$$e_f{}' = \left(1 - \frac{\beta}{\beta_f f + \beta}\right)' = \frac{\beta_f \cdot \beta}{(\beta_f f + \beta)^2}, \tag{8}$$

откуда видно, что эластичность УРЭ имеет возрастающую зависимость при условии:

$$\begin{cases} \beta_f > 0; \\ \beta > 0 \end{cases} \tag{9}$$

и убывающую при условии

$$\begin{cases} \beta_f < 0; \\ \beta > 0. \end{cases} \tag{10}$$

Случай $\begin{cases} \beta_f < 0; \\ \beta < 0 \end{cases}$ не рассматривается, так как не имеет физического смысла (УРЭ принимает отрицательное значение). Случай, когда $\begin{cases} \beta_f > 0; \\ \beta < 0 \end{cases}$ не рассматривается, так как не встречается в исследуемой модели.

Эластичность УРЭ ограничена вертикальной и горизонтальной асимптотой. Горизонтальная асимптота эластичности УРЭ равна единице:

$$\lim_{f \to \infty} e_f = \lim_{f \to \infty} \frac{\beta_f f}{\beta_f f + \beta} = \left[\frac{\infty}{\infty}\right] = \lim_{f \to \infty} \frac{(\beta_f f)'}{(\beta_f f + \beta)'} = \lim_{f \to \infty} \frac{\beta_f}{\beta_f} = 1. \tag{11}$$

Вертикальная асимптота эластичности УРЭ принимает значение:

$$\beta_f \cdot f + \beta = 0 \Rightarrow f = -\frac{\beta}{\beta_f}. \qquad (12)$$

Вертикальная асимптота при условии (9) не представляет интереса, поскольку лежит вне области исследования f ($f < 0$). Поскольку при условиях (10) в области более $-\frac{\beta}{\beta_f}$ коэффициент эластичности принимает положительные значения при убывающей зависимости расхода ЭЭ от исследуемого фактора, то данная область исключена из рассмотрения, поскольку не имеет физического смысла. Отрицательный знак перед коэффициентом эластичности показывает, что между независимой переменной f и расходом электроэнергии W существует обратно пропорциональная зависимость.

Если $0 < e_f < 1$ – УРЭ не эластичен: увеличение (снижение) независимой переменной f на 1 % сопровождается снижением (повышением) УРЭ менее чем на 1 % [7]. Если $e_f < 0$ – УРЭ эластичен, то увеличение (снижение) независимой переменной f на 1 % сопровождается снижением (повышением) УРЭ более чем на 1 %. При $\beta = 0$ имеет место единичная эластичность, т. е. коэффициент эластичности УРЭ равен 1 %. В то же время эластичность УРЭ не может быть единичной, поскольку модель (3) многофакторная, следовательно $\beta \neq 0$.

Исследования статистических данных по перекачке нефти на РУП «Гомельтранснефть Дружба» показали, что УРЭ не эластичен по параметру ν, так как выполняется условие (9), а по параметру $d_э$ эластичен, так как выполняется условие (10). Как видно из рис. 2, а, зависимость коэффициента эластичности от параметра ν носит возрастающий характер.

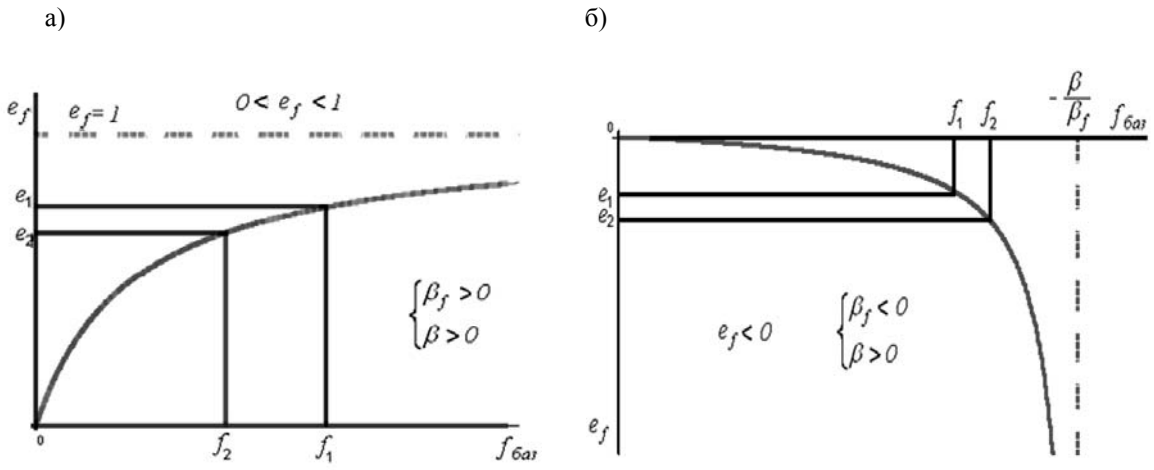

Рис. 2. Зависимость коэффициента эластичности от базового фактора: а – неэластичный (возрастающая зависимость) УРЭ; б – эластичный УРЭ (убывающая зависимость)

При этом значение f_1 характеризует вязкость в зимний период, а более низкое значение вязкости f_2 соответствует летнему периоду. Коэффициент эластичности летнего периода меньше коэффициента эластичности зимнего периода, и как следствие этого, потенциал энергосбережения за счет предварительного подогрева нефти в осенне-весенний период будет ниже потенциала энергосбережения зимнего

периода. Потенциал энергосбережения Π_ν, %, за счет снижения ν имеет вид:

$$\Pi_\nu = e_\nu (1 - \frac{\nu_2}{\nu_{баз}}) \cdot 100, \qquad (13)$$

где e_ν – коэффициент эластичности УРЭ по вязкости; $\nu_{баз}$ – базисное (текущее) значение вязкости, м^2/с; ν_2 – вязкость нефти по результатам проведенного ЭСМ, м^2/с.

На рис. 3 представлена зависимость потенциала энергосбережения от изменения вязкости нефти. Как видно из рисунка, при снижении вязкости нефти потенциал энергосбережения линейно возрастает, но максимальный эффект ограничен экономическими ν_2' или технологическими ν_2'' факторами. Соответственно в точке ν_2' достигается экономический потенциал энергосбережения, а в точке ν_2' – технический. Поэтому снижение вязкости левее точки ν_2' экономически нецелесообразно, а экономический потенциал Π_ν' всегда ниже технического Π_ν''.

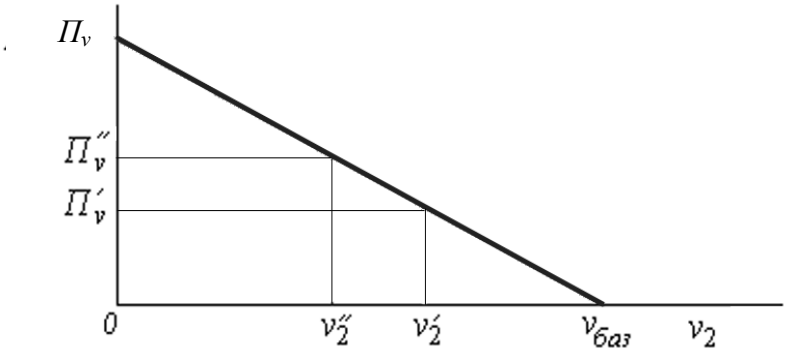

Рис. 3. Зависимость потенциала энергосбережения от вязкости нефти

Зависимость коэффициента эластичности от параметра $d_э$ носит убывающий характер (см. рис. 2, б). При этом f_1 характеризует значение $d_э$ до проведения ЭСМ, а f_2 соответствует значению $d_э$ после проведения ЭСМ. После проведения ЭСМ система нефтепровода переходит из одного состояния в другое, что выражается изменением значений коэффициентов эластичности.

Потенциал энергосбережения за счет увеличения эквивалентного диаметра нефтепровода Π_d, %, имеет вид:

$$\Pi_d = e_d (1 - \frac{d_{э2}}{d_{баз}}) \cdot 100, \qquad (14)$$

где e_d – коэффициент эластичности УРЭ по эквивалентному диаметру; $d_{баз}$ – базисное (текущее) значение эквивалентного диаметра, м; d_2 – эквивалентный диаметр по результатам проведенного ЭСМ, м.

Поскольку состояние системы нефтепровода при неизменной производительности изменяется не только от проведения ЭСМ, но и под воздействием других факторов (например, сезонное изменение вязкости нефти), то потенциал энергосбережения для данного конкретного мероприятия не является постоянной величиной, а изменяется с изменением состояния системы нефтепровода.

На рис. 4 представлена зависимость потенциала энергосбережения от изменения параметра $d_{э2}$. Технический потенциал энергосбережения $П''_d$ достигается при значении параметра $d_{э2} = d''_{э2}$, а экономический потенциал энергосбережения $П'_d$ – при значении параметра $d_{э2} = d'_{э2}$.

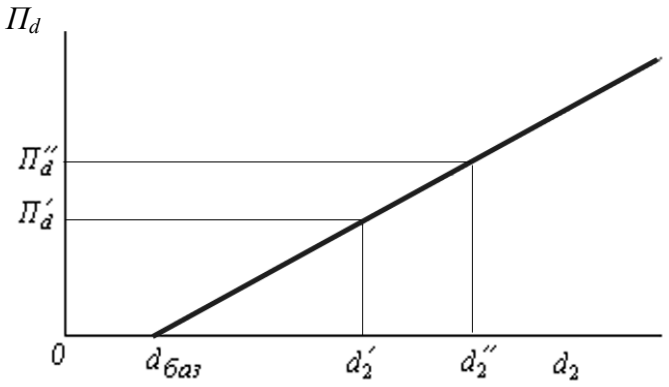

Рис. 4. Зависимость потенциала энергосбережения от эквивалентного диаметра нефтепровода

Оценка степени влияния факторов на режим электропотребления, позволяет предварительно обосновать приоритет ЭСМ для конкретного участка нефтепровода. Поскольку коэффициенты эластичности УРЭ характеризуют вариацию электропотребления относительно вариации влияющего фактора, *то оценку степени влияния факторов на режим электропотребления, с целью обоснования приоритета ЭСМ в технологическом транспорте нефти, предложено вести с использованием абсолютных значений коэффициентов эластичности УРЭ.*

Выводы

1. Показано, что применение аналитической модели режимов электропотребления участков нефтепровода в современных условиях их функционирования неприемлемо для оценки экономии электрической энергии в технологическом процессе транспортировки нефти.

2. На основе расчетно-статистической аддитивной модели режимов электро-потребления участка нефтепровода, с использованием аппарата математического анализа, предложен способ оценки потенциала энергосбережения за счет мероприятий, влияющих на изменение физико-химических свойств нефти, и эквивалентного диаметра нефтепровода.

3. С использованием абсолютных значений коэффициентов эластичности по факторам, формирующим режим электропотребления, предложено проводить оценку степени влияния указанных факторов на потенциал энергосбережения, и предварительно обосновывать приоритет энергосберегающих мероприятий для конкретного участка нефтепровода.

4. Установлено, что эластичность удельного расхода электрической энергии, в зависимости от эквивалентного диаметра нефтепровода и вязкости нефти, может быть представлена в виде возрастающей зависимости (неэластичный удельный расход электрической энергии по вязкости) либо в виде убывающей зависимости

(эластичный удельный расход электрической энергии по эквивалентному диаметру нефтепровода).

5. Показано, что коэффициент эластичности удельного расхода электрической энергии до проведения энергосберегающего мероприятия зависит только от базового состояния системы и не зависит от конечного состояния системы после проведения энергосберегающего мероприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Поспелова, Т. Г.** Основы энергосбережения / Т. Г. Поспелова. – Минск : УП «Технопринт». – 2000. – 356 с.

2. **Харламенко, В. И.** Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктов / В. И. Харламенко, М. В. Голуб. – М. : Недра, 1978. – 231 с.

3. **РД 39-30-1209-84.** Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа : ВНИИСПТнефть, 1985. – 278 с.

4. **Анищенко, В. А.** Способ построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Энергетика. – 2006. – № 6. – С. 44-48.

5. **Гальперин, В. М.** Микроэкономика / В. М. Гальперин, С. М. Игнатьев, В. И. Моргунов. – СПб. : Эконом. шк., 1994. – Т. 1 – 368 с.

6. **Зорич, В. А.** Математический анализ / В. А. Зорич. – М. : Наука, 1984. – 417 с.

7. **Гребенников, П. И.** Микроэкономика / П. И. Гребенников, А. И. Леусский, Л. С. Тарасевич. – СПб. : СПбУЭФ, 1996. – 476 с.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого
Материал поступил 23.03.2006

N. V. Tokochakova, A. S. Fikov
Mathematical providing of deciding the problems of energy inspection in the technological process of transportation oil
Gomel State Technical University named after P. O. Sukhov

Developed calculation-statistical model of regimes electric power consumption of oil line sections for deciding the problems of energy inspection in the technological process of transportation oil. Estimation of economy electric energy is offered to lead with use of the resilience factors of specific consumption electrical energy.