

УДК 621.311

А. С. Фиков

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ОТ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ НЕФТЕПРОВОДА

Предложен метод экспресс-оценки потенциала энергосбережения в технологическом процессе трубопроводного транспорта нефти за счет управления системой нефтепровода, позволяющий объективно формировать задание целевого показателя по энергосбережению. Метод основывается на сравнении энергоэффективности двух участков нефтепровода.

Введение

В Республиканской программе энергосбережения на 2006–2010 гг. отмечено, что обеспеченность РБ собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) составляет 15 % от общей их потребности [1]. С целью повышения энергетической безопасности страны Правительством РБ поставлена задача достижения к 2012 г. не менее 25 % уровня обеспеченности ТЭР за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии

[2]. Снижение потребности в импортируемых энергоресурсах достигается, в первую очередь, за счет энергосбережения. По данным Организации Объединенных Наций [3] потенциал энергосбережения республики составляет около 30 % всего объема потребляемых в стране первичных энергоресурсов. Укрупненные значения потенциала энергосбережения по отраслям народного хозяйства, полученные методом экспертных оценок, приведены в табл. 1.

Табл. 1. Потенциал энергосбережения в Республике Беларусь на начало 1999 г.

Отрасль	Потенциал энергосбережения млн т у. т.
Энергетика	2,6
Химия и нефтехимия	4,2
Машиностроение и металлообработка	0,6
Топливная	0,55
Строительные материалы	0,35
Пищевая	0,4
Прочие отрасли промышленности	0,25
Коммунально-бытовой сектор	4,8
Сельское хозяйство	0,85
Прочие потребители	0,3
Всего	14,9

Потенциал энергосбережения конкретного потребителя ТЭР определяется исходя из результатов энергетического обследования. Начальной фазой энергетического обследования промышленного по-

требителя (ПП), носящей малозатратный и относительно самостоятельный характер, выполняемой с целью оценки общего состояния энергоиспользования является предварительное энергетическое

обследование [4]. В ходе проведения предварительного энергетического обследования проводятся укрупненная оценка потенциала энергосбережения и основные направления его реализации. При проведении полного энергетического обследования ставится задача разработки пятилетней программы по энергосбережению с ее технико-экономическим обоснованием. Результаты энергетического обследования должны использоваться для формирования задания целевого показателя (ЦП) по энергосбережению. При этом необходимо учитывать, что реализация выявленного потенциала энергосбережения не может быть осуществлена в течение одного года. Законодательством РБ установлен максимальный интервал между энергетическими обследованиями, который не должен превышать пять лет [5]. Годовое задание целевого показателя по энергосбережению может быть рассчитано как 1/5 выявленного потенциала энергосбережения.

Постановка задачи

Анализ годовых заданий ЦП по министерствам и ведомствам РБ показал, что в целом по стране отмечается устойчивая тенденция к росту задания ЦП. В 2001 г. задание ЦП свыше 8 % было запланировано для 24 % ПП, а в 2004 г. такое задание получили до 90 % ПП [6]. Однако существует проблема объективности формирования таких заданий. *Эти задания должны формироваться исходя из потенциала энергосбережения каждого министерства, каждой отрасли промышленности с учетом индивидуальных особенностей каждого ПП.* Для этого требуется методическая база, позволяющая выявлять и объективно оценивать потенциал энергосбережения. Актуальной является задача совершенствования системы энергетического обследования ПП.

Для предприятий трубопроводного транспорта нефти разработана и утверждена «Методика оценки экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти», основанная

на построении регрессионной модели зависимости электропотребления от воздействующих факторов и позволяющая учитывать индивидуальные особенности участка нефтепровода [7]. Методика используется при проведении полного энергетического обследования. В рамках предварительного энергетического обследования резервы экономии ТЭР в технологических процессах ПП целесообразно оценивать экспресс-методом: рассматривать не конкретные энергосберегающие мероприятия с последующим суммированием эффекта от их проведения, а проводить укрупненный анализ энергоэффективности технологической системы ПП в целом. Для комплексного методического обеспечения предприятий трубопроводного транспорта нефти в области выявления и оценки резервов экономии ТЭР ставится задача разработки методики экспресс-оценки потенциала энергосбережения, применимой для проведения предварительного энергетического обследования.

Предлагаемый способ решения

Реализация метода экспресс-оценки потенциала энергосбережения не возможна без сравнительного анализа обследуемого и эталонного технологических процессов. Для предприятий трубопроводного транспорта нефти в качестве эталонов технологического процесса могут рассматриваться участки нефтепровода с наилучшими (в смысле минимума энергозатрат) управляемыми технологическими параметрами транспортировки нефти. Такими технологическими параметрами могут быть КПД и эквивалентный диаметр нефтепровода, являющиеся одновременно характеристиками двух основных технологических подсистем: нефтеперекачивающие станции, линейная трубопроводная часть.

Под *КПД участка нефтепровода* понимается средневзвешенный по затратам электрической энергии (ЭЭ) за рассматриваемый период времени КПД

насосных агрегатов (НА). КПД нефтепровода изменяется вследствие: изменения загрузки нефтепровода; включения в работу различной комбинаторики НА с отличающимися энергетическими характеристиками; изменения энергетических характеристик НА за счет физического износа и проведения ремонтных работ.

Эквивалентный диаметр нефтепровода – условный диаметр сложного нефтепровода (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра), представленного в виде однопроводного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающий равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однопроводного и сложного нефтепроводов. Эквивалентный диаметр является индикатором изменения гидравлического сопротивления линейной части нефтепровода вследствие: физического изменения внутренних диаметров трубопроводов за счет накопления и очистки нефтешлама; изменения местных гидравлических потерь; изменения гидравлического режима транспортировки нефти при добавлении противотурбулентных присадок.

Управление системой нефтепровода с точки зрения энергосбережения включает в себя ряд задач: *управление НА* (в том числе поддержание фактических КПД, близких к паспортным значениям), *управление линейной частью нефтепровода* (в том числе поддержание фактических значений эквивалентного диаметра нефтепровода близким к паспортным).

Для *экспресс-оценки* годового потенциала энергосбережения предложен метод, основанный на сравнении энергоэффективности Π , %, двух (i , j) участков нефтепровода в соответствии с выражением [8]

$$\Pi = \frac{0,28 \cdot (\Pi_d^i \cdot W_{\text{год}}^i + \Pi_{\eta}^j \cdot W_{\text{год}}^j)}{5 \cdot \text{ОЭЗ}_{\text{год}}}, \quad (1)$$

где 0,28 – переводной коэффициент затрат ЭЭ в условное топливо, т у. т./(тыс. кВт·ч);

Π_d^i – выявленный резерв экономии ЭЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра нефтепровода в процентах относительно годового потребления ЭЭ i -го участка нефтепровода; $W_{\text{год}}^i$ – годовое потребление ЭЭ i -м участком нефтепровода, тыс. кВт·ч; Π_{η}^j – выявленный резерв экономии ЭЭ за счет увеличения КПД нефтепровода в процентах относительно годового потребления ЭЭ j -го участка нефтепровода; $W_{\text{год}}^j$ – годовое потребление ЭЭ j -м участком нефтепровода, тыс. кВт·ч; 5 – интервал между двумя энергетическими обследованиями, лет; $\text{ОЭЗ}_{\text{год}}$ – годовые обобщенные энергозатраты предприятия, т у. т.

Отметим, что оценивать резервы экономии ЭЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра и КПД нефтепровода путем прямого сравнения значений данных параметров i -го и j -го участков нефтепровода нельзя. В этом случае потенциал энергосбережения будет завышен. Каждый участок нефтепровода, как и каждый тип НА, уникален и имеет свои конструкционные особенности, закладываемые на стадии проектирования и монтажа. В условиях постоянно проводимой реконструкции и модернизации технологического оборудования их различия лишь усиливаются. Полный перенос технологических решений с одного участка нефтепровода на другой невозможен, так как внедрение одного и того же технологического энергосберегающего мероприятия на различных участках нефтепровода может потребовать различных проектных решений. *Для экспресс-оценки потенциала энергосбережения необходимо использовать значения КПД и эквивалентного диаметра нефтепровода, отнесенные к своим номинальным значениям. Тем самым обеспечивается сопоставимость условий функционирования участков нефтепровода.*

Резерв экономии ЭЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра уча-

стка нефтепровода Π_d^i , %, рассчитывается по выражению [8]

$$\Pi_d^i = e_d^i \left(1 - d_3^{\phi 1} \cdot d_3^{\phi 2} / d_3^{\phi 2} \cdot d_3^{\phi 1} \right) 100, \quad (2)$$

где e_d^i – коэффициент эластичности расхода ЭЭ по эквивалентному диаметру i -го (с меньшей величиной отношения $d_3^{\phi} / d_3^{\text{н}}$) участка нефтепровода; $d_3^{\phi 1}$, $d_3^{\phi 2}$ – фактические средние за рассматриваемый период эквивалентные диаметры первого и второго участков нефтепровода, м; $d_3^{\text{н}1}$, $d_3^{\text{н}2}$ – номинальные средние за рассматриваемый период эквивалентные диаметры первого и второго участков нефтепровода, м.

Номинальное значение эквивалентного диаметра нефтепровода d_3 , м, рассчитывается на основе геометрических парамет-

ров нефтепровода на основе известных зависимостей [9]:

– для лупинга (рис. 1, а)

$$d_3 = \left(\sum_i d_i^{4,75/1,75} \right)^{1,75/4,75}, \quad (3)$$

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

– для вставки (рис. 1, б)

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

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

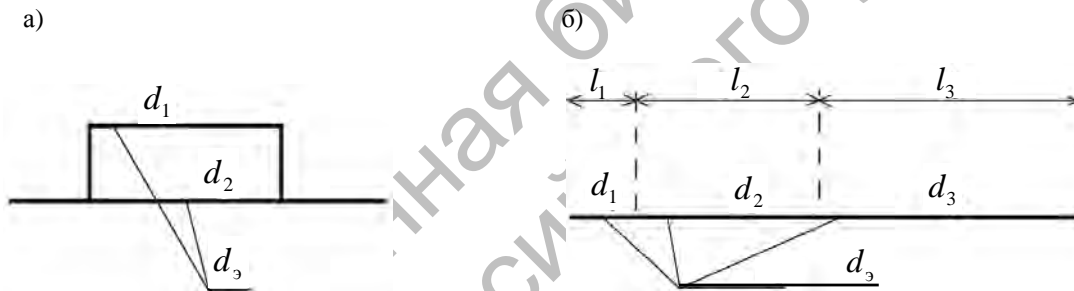


Рис. 1. Расчетная схема определения d_3 : а – лупинг; б – вставка

Фактическое значение эквивалентного диаметра рассчитывается по выражению [9]

$$d_3 = 5^{-m} \sqrt{\beta \cdot \frac{q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot L}{\Delta h}}, \quad (5)$$

где β 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, $\text{м}^3/\text{с}$; ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$; L – протяженность участка нефтепровода, м;

Δh – потери напора по длине участка нефтепровода, м.

Наиболее трудоемкой частью расчета параметра Π_d^i является определение коэффициента эластичности. Известно, что аналитические зависимости недостаточно точно описывают режимы потребления ЭЭ участков нефтепровода [10–12], вследствие чего для расчета e_d^i применяется регрессионная модель зависимости электропотребления от влияющих факторов W , кВт·ч/сут [10, 11]:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_\nu \cdot \nu + \beta_d \cdot d_3 + \beta_0, \quad (6)$$

где β_p – коэффициент регрессии, кВт·ч/(тыс. т·км); P – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут; β_v – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(м²·сут); v – вязкость нефти, м²/с; β_d – коэффициент регрессии, кВт·ч/(м·сут); d_3 – эквивалентный диаметр нефтепровода, м; β_0 – свободный член уравнения регрессии, кВт·ч/сут.

Алгоритм построения модели режимов электропотребления может быть представлен в следующем виде [11]:

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 при несовпадении 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 τ и по выражениям (7) рассчитываются сглаженные временные ряды (8):

$$\bar{W}_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} W_i, \bar{P}_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} P_i, \\ \bar{v}_t = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} v_i, \bar{d}_{3t} = \frac{1}{\tau} \sum_{i=t}^{t+\tau-1} d_{3i}; \quad (7)$$

$$\{\bar{W}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \{\bar{P}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \\ \{\bar{v}_t\}_{t=1,2,\dots,n}, \{\bar{d}_{3t}\}_{t=1,2,\dots,n}; \quad (8)$$

$$n = n' - (\tau - 1); t = 1, 2, \dots, n.$$

Для оценки экономии ЭЭ от проведения энергосберегающих мероприятий $\tau = 30$ сут, поскольку в РБ сложилась система ежемесячной статистической отчетности по экономии ТЭР;

4) методом наименьших квадратов на выбранном интервале грузооборота строится модель расхода ЭЭ от сглаженных значений грузооборота и вязкости нефти, эквивалентного диаметра нефтепровода по выражению (6);

5) рассчитывается регрессионная статистика, позволяющая оценить качество модели; последнее характеризуется как максимальной относительной погрешностью δ^{\max} , так и среднеквадратичным отклонением относительной погрешности σ ;

6) с использованием F -критерия и t -критерия проверяется значимость коэффициентов регрессии.

Коэффициент эластичности представляет собой отношение темпов роста зависимой переменной W к темпам роста независимой переменной d_3 и позволяет судить, на сколько процентов изменится зависимая переменная при изменении независимой переменной на 1 % [11]:

$$e_d = \frac{\Delta W / W_{\text{баз}}}{\Delta d_3 / d_{3,\text{баз}}} = \frac{\beta_d \cdot d_{3,\text{баз}}}{W_{\text{баз}}}, \quad (9)$$

где ΔW – изменение расхода электроэнергии за счет изменения исследуемого фактора, кВт·ч/сут; $W_{\text{баз}}$ – базисное значение расхода электроэнергии, кВт·ч/сут; Δd_3 – изменение исследуемого фактора при проведении энергосберегающего мероприятия, м; $d_{3,\text{баз}}$ – базисное значение исследуемого фак-

тора, м; β_d – коэффициент уравнения регрессии (6), кВт·ч/(сут·м).

Для облегчения инженерных расчетов

параметра e_d на основе выражений (6), (9) разработана номограмма (рис. 2).

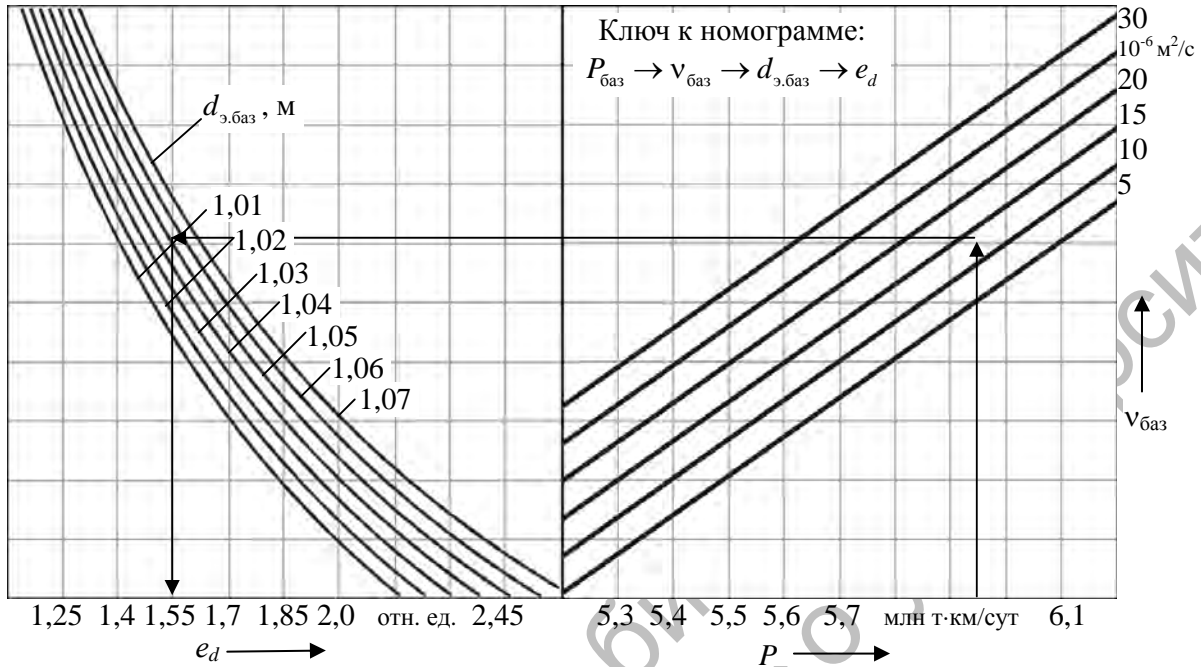


Рис. 2. Номограмма определения коэффициента эластичности расхода ЭЭ по эквивалентному диаметру второго участка нефтепровода

Номограмма используется в следующей последовательности:

- 1) задаются базисным состоянием системы нефтепровода $P_{\text{баз}}$, $v_{\text{баз}}$; по выражениям (3), (4) рассчитывают параметр $d_{\text{э.баз}}$;
- 2) на правой оси абсцисс откладывают значение $P_{\text{баз}}$;
- 3) поднимаются от отложенного значения $P_{\text{баз}}$ вверх до соответствующего значения $v_{\text{баз}}$;
- 4) двигаясь от полученной точки влево до пересечения с кривой $d_{\text{э.баз}}$, на левой оси абсцисс находят значение e_d .

Резерв экономии ЭЭ за счет увеличения КПД j -го (с меньшей величиной отношения $\eta^{\text{ф}}/\eta^{\text{н}}$) участка нефтепровода Π_{η}^j , %, предложено рассчитывать по выражению

$$\Pi_{\eta}^j = (1 - \eta^{\text{ф}1} \cdot \eta^{\text{н}2} / \eta^{\text{ф}2} \cdot \eta^{\text{н}1}) \cdot 100, \quad (10)$$

где $\eta^{\text{ф}1}$, $\eta^{\text{ф}2}$ – фактические средние КПД первого и второго участков нефтепровода за исследуемый период; $\eta^{\text{н}1}$, $\eta^{\text{н}2}$ – номинальные средние КПД первого и второго участков нефтепровода за исследуемый период.

Отличительной особенностью современных условий функционирования предприятий трубопроводного транспорта нефти является технологическая незавершенность участков нефтепровода, вызванная распадом СССР, когда нефть транспортируется по участку нефтепровода за счет работы НА, расположенных на территории двух сопредельных государств. Для решения поставленной задачи необходимо исключить влияние работы НА отдающей (российской) стороны

на оценку КПД нефтепровода принимающей (белорусской) стороны. Величину η^Φ с использованием диспетчерских данных предложено определять как отношение затраченной ЭЭ в течение суток на преодоление гидравлического сопротивления нефтепровода к фактически потребленной ЭЭ работавшими в данные сутки НА. Поскольку компенсация гидравлических потерь на белорусской стороне участка нефтепровода осуществляется как за счет работы собственных НА, так и за счет НА российской стороны, то для исключения влияния технологической незавершенности участка нефтепровода на параметр η^Φ из гидравлических потерь принимающей стороны следует вычесть напор перед первой нефтеперекачивающей станцией участка нефтепровода. Поскольку создаваемый напор в конце участка нефтепровода полезно расходуется на закачку нефти в резервуарный парк либо на создание подпора, исключающего кавитацию в НА украинской стороны, то при расчете параметра η^Φ данный напор необходимо прибавить к гидравлическим потерям рассматриваемого участка нефтепровода:

$$\eta^\Phi = \frac{W^n}{W^\Phi} = \left(24 \sum_{i=1, \dots, n} q_i \cdot \rho_i (\Delta H_i - h'_i + h''_i) \pm G \frac{h}{3,6} \right) \times g \cdot 10^{-3} / W^\Phi, \quad (11)$$

где W^n – количество полезно затраченной ЭЭ на преодоление гидравлического сопротивления участка нефтепровода, кВт·ч/сут; W^Φ – суммарное фактическое суточное потребление ЭЭ насосными агрегатами участка нефтепровода, кВт·ч/сут; ρ – среднесуточная плотность нефти, кг/м³; i – номер нитки участка нефтепровода; n – количество ниток участка нефтепровода; q_i – среднесуточный расход нефти по нитке нефтепровода, м³/с; ΔH_i – полные потери напора по нитке нефтепровода (включая стационарные потери и потери на системе автомати-

ческого регулирования), м; h'_i – напор в нитке нефтепровода перед первой нефтеперекачивающей станцией участка нефтепровода, м; h''_i – напор в нитке нефтепровода перед резервуарным парком либо перед первой нефтеперекачивающей станцией принимающей (литовской или латвийской) стороны, м; G – величина попутного приема (сдачи) нефти по участку нефтепровода, т/сут (знак «+» соответствует сдаче нефти, знак «-» – приему нефти); h – напор в точке попутного приема (сдачи) нефти, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

Фактическое значение КПД НА всегда несколько ниже паспортного вследствие механического износа. Основным фактором, снижающим КПД НА, является увеличение зазора в щелевом уплотнении, при этом в период между капитальными ремонтами КПД может снижаться на 8...10% [13].

Номинальное средневзвешенное значение КПД насосных агрегатов участка нефтепровода определяется по выражению

$$\eta^H = \frac{\sum_{i=1, \dots, n} W_{\text{сут},i}^\Phi \cdot \eta_i^H}{\sum_{i=1, \dots, n} W_{\text{сут},i}^\Phi}, \quad (12)$$

где $W_{\text{сут},i}^\Phi$ – фактическое суточное потребление ЭЭ i -м НА, кВт·ч; η_i^H – номинальное значение КПД i -го НА, определяемое по паспортной характеристике при среднесуточном расходе нефти с учетом КПД электродвигателя; n – количество работающих НА за рассматриваемые сутки, шт.

Пример расчета

В основу метода экспресс-оценки потенциала энергосбережения одного из белорусских предприятий трубопроводного транспорта нефти легла суточная статистика по технологическим и электрическим параметрам транспортировки нефти двух наиболее энергоемких участ-

ков нефтепровода за период с 13.05.2005 по 27.08.2005 г. (рис. 3).

Произведем расчет фактического значения эквивалентного диаметра

2-ниточного первого участка нефтепровода протяженностью 130 км на 13.05.2005 г.

Параметр	$\Delta H, \text{ м}$		$\Delta h, \text{ м}$		$h', \text{ м}$		$h'', \text{ м}$		$q, \text{ м}^3/\text{с}$		$\rho, \text{ кг/м}^3$		$v, 10^{-6} \text{ м/с}^2$		$G, \text{ т}$	$h, \text{ м}$	$W^{\Phi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	1	1+2
13.05.2005	847	727	771	660	102	103	30	26	1,236	1,959	860	860	12,9	12,8	0	0	558445
14.05.2005	842	724	767	657	101	103	32	28	1,232	1,962	861	860	12,8	14,3	0	0	558116
15.05.2005	845	728	770	638	103	106	34	28	1,234	1,952	860	860	13,4	13,2	0	0	558395
16.05.2005	845	724	767	657	100	101	27	26	1,245	1,956	861	860	13,2	13,3	0	0	557694
17.05.2005	842	725	765	658	96	98	27	25	1,237	1,954	861	861	13,8	13,8	0	0	557970
18.05.2005	850	729	771	661	101	103	27	25	1,236	1,950	860	860	12,9	12,8	0	0	558662
19.05.2005	846	728	768	661	100	102	26	24	1,241	1,956	860	860	13,1	13,1	0	0	558293
20.05.2005	847	729	769	660	104	107	28	26	1,238	1,955	860	859	12,9	12,7	0	0	557949
22.05.2005	843	724	765	657	106	108	36	32	1,237	1,960	859	859	12,8	12,4	0	0	556743
23.05.2005	838	724	760	657	104	107	38	31	1,240	1,963	860	859	13,0	13,0	0	0	556481
27.05.2005	841	722	763	655	113	114	43	37	1,237	1,975	859	858	12,5	11,9	0	0	555962
28.05.2005	845	725	768	663	108	111	27	26	1,245	1,979	858	858	12,1	11,4	0	0	555326
29.05.2005	841	722	765	656	105	107	27	26	1,247	1,984	858	858	12,1	11,6	0	0	554558
30.05.2005	836	717	760	652	107	109	36	33	1,250	1,983	858	858	11,9	12,5	0	0	541938

Рис. 3. Фрагмент информационной базы данных по технологическим и электрическим параметрам транспортировки нефти

Эквивалентный диаметр первой нитки согласно выражению (5) составит

$$d_{\text{э}1} = \sqrt[4,75]{\frac{0,0247 \cdot 1,236^{1,75} \cdot (12,9 \cdot 10^{-6})^{0,25} \cdot 130000}{771}} = 0,807 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр второй нитки составит

$$d_{\text{э}2} = \sqrt[4,75]{\frac{0,0247 \cdot 1,959^{1,75} \cdot (12,8 \cdot 10^{-6})^{0,25} \cdot 130000}{660}} = 0,989 \text{ м.}$$

Эквивалентный диаметр участка нефтепровода согласно (3) равен

$$d_{\text{э}} = \left(0,807^{4,75} + 0,989^{4,75} \right)^{\frac{1,75}{4,75}} = 1,169 \text{ м.}$$

Аналогичным образом рассчитываются эквивалентные диаметры участков нефтепровода за рассматриваемый период. Среднеарифметические значения эквивалентных диаметров за рассматриваемый период составили: 1,166 м – первый участок нефтепровода; 1,050 м – второй участок нефтепровода. Номинальные значения эквивалентных диаметров составляют: 1,184 м – первый участок нефтепровода; 1,072 м – второй участок нефтепровода.

Произведем расчет фактического значения КПД первого участка нефтепровода на 13.05.2005 г.:

$$\eta^{\Phi} = [(24 \cdot (1,236 \cdot 860 \cdot (847 - 102 + 30)) + 1,959 \cdot 860 \cdot (727 - 103 + 26)) + 0 \cdot \frac{0}{3,6}] \times 9,807 \cdot 10^{-3} / 558445 = 0,808.$$

Аналогичным образом рассчитываются КПД участков нефтепровода за рассматриваемый период. Среднеарифметиче-

ские значения фактических КПД за рассматриваемый период составили: 0,810 – первый участок нефтепровода; 0,763 – второй участок нефтепровода. Для расчета номинального КПД нефтепровода воспользуемся данными табл. 2.

Табл. 2. Суточное потребление электрической энергии насосными агрегатами второго участка нефтепровода на 13.05.2005 г.

Двигатель	СТД-5000	СТД-5000	СТД-5000	4АРМП-2500
Насос	НМ7000х210	НМ7000х210	НМ7000х210	НМ3600х230
Среднесуточное паспортное значение КПД НА	0,839	0,839	0,839	0,781
Расход ЭЭ, кВт·ч	105707	106742	105448	59087

Продолжение табл. 2

Двигатель	4АРМП-2500	АТД-2500	АРП-2500	Всего
Насос	НМ3600х230	24 НД 14х1	24 НД 14х1	
Среднесуточное паспортное значение КПД НА	0,781	0,860	0,860	
Расход ЭЭ, кВт·ч	60541	61330	59590	558445

Номинальное значение КПД первого участка нефтепровода на 13.05.2005 г. согласно выражению (12) составит

$$\eta^H = [(105707 + 106742 + 105448) \times 0,839 + (59087 + 60541) \cdot 0,781 + (61330 + 59590) \cdot 0,86] / 558445 = 0,831.$$

Усредненные номинальные значения КПД за рассматриваемый период составляют: 0,830 м – первый участок нефтепровода; 0,821 м – второй участок нефтепровода.

Наиболее близкими к номинальным являются фактические значения КПД и эквивалентного диаметра нефтепровода первого участка нефтепровода, являющегося «эталоном» по обоим рассматриваемым параметрам. Величину коэффициента эластичности по эквивалентному диаметру

второго участка нефтепровода определим по номограмме (см. рис. 2) при среднесуточных значениях грузооборота нефти $P_{\text{баз}} = 59516$ тыс. т·км/сут, среднегодовой вязкости нефти $\nu_{\text{баз}} = 13,22 \cdot 10^{-6}$ м²/с и эквивалентном диаметре нефтепровода $d_{\text{э.баз}} = 1,050$ м. Коэффициент эластичности составит $e_d = 1,55$.

Резерв экономии ЭЭ за счет увеличения эквивалентного диаметра Π_d , %, согласно выражению (2) равен

$$\Pi_d = 1,56(1 - 1,050 \cdot 1,184 / 1,166 \cdot 1,072) \times 100 = 0,84$$

от потребления ЭЭ НА второго участка нефтепровода.

Резерв экономии ЭЭ за счет увеличения КПД участка нефтепровода Π_{η} , %, согласно выражению (10) равен

$$P_{\eta} = (1 - 0,763 \cdot 0,830 / 0,810 \cdot 0,821) \cdot 100 = 4,77$$

от потребления ЭЭ НА второго участка нефтепровода.

Произведем расчет годового потенциала энергосбережения. Годовое потребление ЭЭ НА второго участка нефтепровода за 2005 г. составило 324 891 тыс. кВт·ч. Обобщенные энергозатраты предприятия за аналогичный период 159 158 т у. т. Годовой потенциал энергосбережения P , %, согласно выражению (1) составит

$$P = \frac{0,28 \cdot (0,84 \cdot 324891 + 4,77 \cdot 324891)}{5 \cdot 159158} = 0,64$$

или

$$0,64 \% \cdot 159158 \text{ т у. т.} / 100 = 1019 \text{ т у. т.}$$

Выводы

1. Для предприятий трубопроводного транспорта нефти разработан новый метод экспресс-оценки потенциала энергосбережения в технологическом процессе транспортировки нефти. Метод основывается на сравнении энергоэффективности двух участков нефтепровода по значениям *КПД* участков нефтепровода, их *эквивалентному диаметру*, отнесенных к номинальным значениям, а также с использованием *коэффициента эластичности* расхода ЭЭ по эквивалентному диаметру менее энергоэффективного участка нефтепровода. Коэффициент эластичности расхода ЭЭ по эквивалентному диаметру участка нефтепровода определяется на основе трехфакторной аддитивной регрессионной модели режимов потребления ЭЭ участка нефтепровода, где в качестве независимых переменных включены грузооборот, вязкость нефти, эквивалентный диаметр нефтепровода.

2. Разработанный метод позволяет получить следующие практические результаты: производить предварительное энергетическое обследование предприятий трубопроводного транспорта нефти;

оценивать потенциал энергосбережения в технологическом процессе трубопроводного транспорта нефти за счет управления участками нефтепровода; формировать годовое задание целевого показателя по энергосбережению.

3. Предложенный метод экспресс-оценки потенциала энергосбережения предприятий трубопроводного транспорта нефти позволил обосновать годовое значение задания целевого показателя по энергосбережению на уровне 0,64 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О Республиканской программе энергосбережения на 2006–2010 гг. : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 2 фев. 2006 г., № 137 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2006. – № 24. – 5/17219.

2. Об утверждении Целевой программы обеспечения в республике не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 г. : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 30 дек. 2004 г., № 1680 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2005. – № 4. – 5/15414.

3. Энергоэффективность и энергетическая безопасность в Содружестве Независимых Государств // Организация Объединенных Наций [Электрон. ресурс]. – 2001. – Режим доступа : <http://www.unecsc.org/press/pr2001/01ene01r.pdf>.

4. **Поспелова, Т. Г.** Основы энергосбережения / Т. Г. Поспелова. – Минск : Технопринт, 2000. – 356 с.

5. Об энергетическом обследовании организаций : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 29 июл. 2006 г., № 964 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2006. – № 130. – 5/22726.

6. Показатели использования ТЭР // Ком. по энергоэффективности при Совете Министров Респ. Беларусь [Электрон. ресурс]. – 2004. – Режим доступа : <http://energoeffekt.gov.by/pokaz/pokaz.asp>.

7. Методика оценки экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти : утв. Белорус. гос. конц. по нефти и химии, 23.11.05. – Минск, 2005. – 57 с.

8. Математическое моделирование режимов электропотребления сложных технологических комплексов для выявления потенциала

энергосбережения: отчет о НИР / ООО «АКАДЕМ-ТЕХ БИА» ; рук. темы Н. В. Токочакова. – Гомель, 2006. – 180 с. – № ГР 20065644.

9. Технологический расчет нефтепроводов : учеб. пособие / Э. М. Блейхер [и др.] – М. : Московский ин-т нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, 1981. – 82 с.

10. Токочакова, Н. В. Управление энергоэффективностью промышленных потребителей на основе моделирования режимов электропотребления / Н. В. Токочакова // Изв. высш. учеб. завед. и энергет. объедин. СНГ. – Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 67–75.

11. Токочакова, Н. В. Математическое обеспечение задач энергетического обследования технологического процесса транспортировки неф-

ти / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Вестн. МГТУ. – 2006. – № 2. – С. 169–177.

12. 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., 21–23 октября 2003 г. – Новополоцк : Полоц. гос. ун-т, 2003. – С. 45.

13. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперерабатывающих станций : РД 39–30–1209–84. – Введ. 12.12.84. – Уфа : М-во нефтяной промышленности СССР : ВНИИСПТнефть, 1985. – 278 с.

Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого
Материал поступил 07.02.2007

A. S. Fikov

Express-estimation of power savings potential from the management of system of the oil system pipeline

Gomel State Polytechnic University named after P. O. Sykhoi

The method of an express-estimation of power savings potential in technological process of pipeline transport of petroleum is offered due to management of system of the oil pipeline, allowing objectively to form the task of a target parameter on power savings. The method is based on comparison the power efficiency of two sites of an oil pipeline.