

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ЦЕЛЕВОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Н. В. ТОКОЧАКОВА

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

Введение

В соответствии с «Законом об энергосбережении» [1] показателями энергетической эффективности (ЭЭФ) является *научно обоснованная абсолютная или удельная величина потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на производство единицы продукции, установленная нормативными документами*. Начиная с 1998 года, в республике введен показатель ЭЭФ, позволяющий оценивать ЭЭФ использования ТЭР, – целевой показатель по энергосбережению. Целевой показатель по энергосбережению (ЦП) ежегодно устанавливается Советом Министров Республики Беларусь в качестве одного из основных показателей социально-экономического развития республики и доводится республиканским органам государственного управления и иным государственными организациями, подчиненным Правительству Республики Беларусь, областям и городу Минску [2]. Расчёт ЦП для предприятий, оказывающих услуги, в том числе и для предприятий, транспорта нефти, выполняется по формуле [3]:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\circ}} - 1 \right) \cdot 100, \quad \%, \quad (1)$$

где ОЭЗ° – обобщённые энергозатраты за отчётный период, т у. т.; $\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\circ}$ – приведенные к сопоставимым условиям обобщённые энергозатраты в предыдущем (базисном) периоде, т у. т.

Приведенные к сопоставимым условиям обобщённые энергозатраты в предыдущем (базисном) периоде определяются как:

$$\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\circ} = \text{ОЭЗ}^{\circ} + \sum \Delta \text{ОЭЗ}^{\circ}, \quad \text{т у. т.}, \quad (2)$$

где $\sum \Delta \text{ОЭЗ}^{\circ}$ – величина, на которую должны быть изменены обобщённые энергозатраты в базисном периоде при приведении к сопоставимым условиям, т у. т.

Расчет значения $\sum \Delta \text{ОЭЗ}^{\circ}$ осуществляется с учетом структуры потребления ТЭР, которая складывается из следующих составляющих:

- электрической энергии (ЭЭ), расходуемой на транспортировку нефти;
- тепловой энергии, расходуемой на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
- топлива, расходуемого в котельных для производства тепловой энергии.

Величина $\Sigma \Delta OЭЗ^6$ определяется сопоставимыми условиями, корректирующими потребление электрической, тепловой энергии и топлива в базисном периоде:

$$\Sigma \Delta OЭЗ^6 = \Delta OОЭ_3^6 + \Delta OОЭ_T^6, \text{ т у. т.}, \quad (3)$$

где $\Delta OОЭ_3^6$ – величина, на которую следует скорректировать затраты ЭЭ за счет сопоставимых условий, т у. т.; $\Delta OОЭ_T^6$ – величина, на которую следует скорректировать затраты тепловой энергии и топлива за счет сопоставимых условий, т у. т.

Сопоставимые условия для корректировки затрат тепловой энергии и топлива определяются средней температурой наружного воздуха и продолжительностью отопительного периода. Сопоставимые условия для корректировки затрат ЭЭ определяются как изменением грузооборота нефти, так и состоянием технологической системы транспортировки нефти. Следует отметить, что для предприятий транспорта нефти на величину $\Sigma \Delta OЭЗ^6$ в наибольшей степени влияет изменение грузооборота нефти, поскольку 98 % потребленных ТЭР составляет ЭЭ технологических нужд.

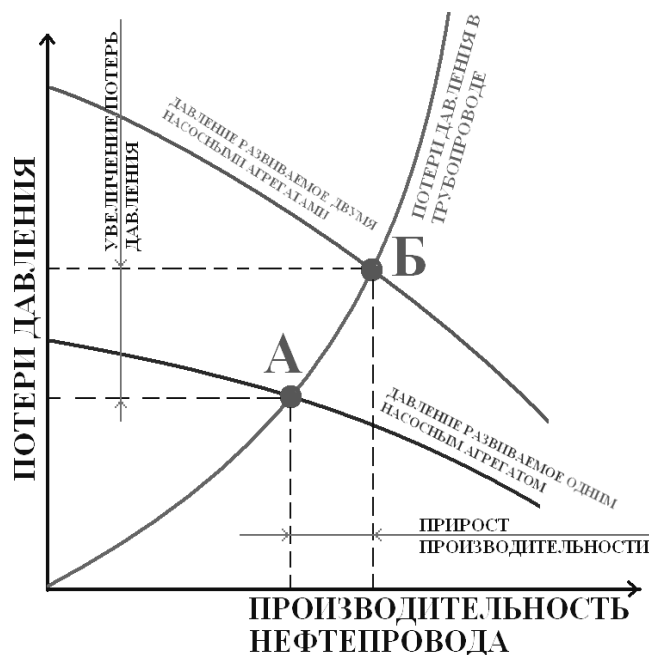


Рис. 1. Увеличение производительности за счет включения дополнительного насосного агрегата

Для предприятий транспорта нефти, работающих в условиях высокой загрузки нефтепровода, темп роста электропотребления опережает темп роста грузооборота нефти. Прирост производительности (рис. 1) достигается за счет включения дополнительного насосного агрегата (при неизменной характеристике сети режим работы нефтепровода переходит из точки А в точку Б). При этом увеличение потерь давления больше увеличения производительности в 1,75 раза, что влечет за собой увеличение удельного расхода электроэнергии в 1,75 раза (или увеличение расхода ЭЭ в 2,75 раза). Поэтому в условиях роста грузооборота будет возрастать УРЭ, что формально указывает на снижение ЭЭФ. ЦП при учете сопоставимых условий более объективно отражает работу предприятия в области энергосбережения и достигнувшую ЭЭФ.

Вот почему задача объективной оценки величины $\Delta OЭЗ_3^6$, на которую следует скорректировать энергозатраты в базисном периоде за счет сопоставимых условий грузооборота нефти, является актуальной.

Исследовательская часть. Технологический расход ЭЭ на транспортировку нефти по участку магистрального нефтепровода может быть определен аналитически по формуле [4]:

$$W = \frac{q \cdot (\Delta h + \Delta z) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}}{\eta} T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (4)$$

где q – производительность участка нефтепровода, м³/с; Δh – потери напора на преодоление гидравлического сопротивления участка нефтепровода, м; Δz – статический напор участка нефтепровода, м; ρ – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; T – время, за которое определяется электропотребление, ч; η – КПД участка нефтепровода, о. е.

В целях унификации процедуры расчетов потерь напора участка нефтепровода Л. С. Лейбензоном предложена следующая зависимость [5]:

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

где β и m – коэффициенты, характеризующие режим течения нефти (ламинарный, турбулентный: зона Блазиуса, зона смешанного трения, зона квадратичного трения) (табл. 1); q – производительность участка нефтепровода, м³/с; ν – кинематическая вязкость нефти, м²/с; L – протяженность участка нефтепровода, м; d_e – эквивалентный диаметр нефтепровода, м.

Эквивалентный диаметр нефтепровода – условный диаметр сложного (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра) нефтепровода, представленного в виде однопипочного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающий равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однопипочного и сложного нефтепроводов.

Суточный грузооборот нефти связан с производительностью участка нефтепровода следующей зависимостью:

$$P = 0,0864 \cdot q \cdot \rho \cdot l, \text{ тыс. т}\cdot\text{км}, \quad (6)$$

где l – протяженность участка нефтепровода на территории Республики Беларусь, км.

Таблица 1

Характеристики режимов течения нефти

Режим течения	M	$\beta, \text{ с}^2/\text{м}$	$\beta, \text{ с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	$\left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \frac{32}{g}$	4,15
Турбулентный	–	–	–
Зона Блазиуса	0,25	$\left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \frac{0,1582}{g}$	0,0246

Режим течения	M	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Зона смешанного трения	0,123	$\left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \frac{10^{0,127 \lg(\varepsilon) - 0,627}}{2g}$	$0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg(\varepsilon) - 0,627}$
Зона квадратичного трения	0	$\left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \frac{\lambda}{2g}$	$0,0827 \cdot \lambda$

Примечание: ε – относительная шероховатость труб; λ – коэффициент Дарси.

Таким образом, суточное потребление ЭЭ на перекачку нефти по участку нефтепровода можно представить как [6]:

$$W = \frac{5 \cdot g}{18 \cdot \eta} \left[\beta \left(\frac{625}{54 \cdot \rho} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{P}{l} \right)^{3-m} v^m \frac{L}{d^{5-m}} + z \frac{P}{l} \right], \text{кВт} \cdot \text{ч/сут.} \quad (7)$$

Из выражения (7) видно, что потребление ЭЭ имеет нелинейную зависимость от грузооборота нефти, поэтому использование соотношения (8), используемого в [2] для приведения энергозатрат к сопоставимым условиям при изменении грузооборота, не представляется возможным:

$$\Delta \text{ОЭЗ}_3^6 = \text{ОЭЗ}_3^6 \left(\frac{P_0}{P_6} - 1 \right), \text{ т у. т.}, \quad (8)$$

где ОЭЗ_3^6 – энергозатраты ЭЭ на транспортировку нефти базисного периода, т у. т.; P_0, P_6 – грузооборот нефти соответственно базисного и отчетного периодов, соответственно, тыс. т·км.

Аналитическое приведение энергозатрат на транспортировку нефти к сопоставимым условиям может быть представлено следующим образом:

$$\Delta \text{ОЭЗ}_3^6 = W_{\tau}^6 \left(\frac{\frac{1}{\eta_0} \left[\beta \left(\frac{625}{54 \cdot \rho_0} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{P_0}{l} \right)^{3-m} v_0^m \frac{L}{d_0^{5-m}} + z \frac{P_0}{l} \right]}{\frac{1}{\eta_6} \left[\beta \left(\frac{625}{54 \cdot \rho_6} \right)^{2-m} \cdot \left(\frac{P_6}{l} \right)^{3-m} v_6^m \frac{L}{d_6^{5-m}} + z \frac{P_6}{l} \right]} - 1 \right), \text{ т у. т.} \quad (9)$$

Однако использование выражения (9) для приведения энергозатрат к сопоставимым условиям весьма затруднительно по следующим причинам:

- расчет по данному выражению является трудоемким из-за большого количества исходных данных и степенных зависимостей;
- данное выражение требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода, поскольку ошибка в определении d , в 1 % дает до 10 % ошибки в приведении энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия:

$$\left[\frac{1 + (5 - m)/100}{1 - (5 - m)/100} - 1 \right] 100 \approx 10 \%$$

При этом следует учесть, что точное определение эквивалентного диаметра невозможно, поскольку d_3 постоянно меняется (уменьшается с накоплением нефтешлама и увеличивается в результате очистки нефтепровода). Таким образом, ошибка определения d_3 на 3 % может дать погрешность до 30 % в приведении энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия отчетного периода;

- весьма трудоемкой является задача в достаточно точном определении КПД нефтепровода, поскольку при расчете используются КПД насосов. При этом данная характеристика, как правило, постоянно меняется (обточка рабочих колес, физический износ насосов) и отличается от паспортной.

Следует отметить, что применение показателя степени, определенного из формулы (7), для связи темпов роста грузооборота нефти и электропотребления так же неприемлемо, поскольку при этом не будет учтено существенное влияние остальных факторов:

$$\Delta OЭЗ_3^6 \neq OЭЗ_3^6 \left((P_0/P_6)^{3-m} - 1 \right), \text{ т у. т.} \quad (10)$$

Приведение к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат в предыдущем (базисном) периоде предложено производить на основе фактической взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом нефти через показатель степени α , что позволит учесть индивидуальные особенности конкретного предприятия транспорта нефти:

$$\Delta OЭЗ_3^6 = OЭЗ_3^6 \cdot (T_{г.о.}^\alpha - 1), \text{ т у. т.}, \quad (11)$$

где $OЭЗ_3^6$ – энергозатраты ЭЭ на транспортировку нефти базисного периода, т у. т.; $T_{г.о.}$ – темп роста приведенного грузооборота, о. е.; α – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между *энергозатратами* и *приведенным грузооборотом* нефти.

Показатель степени α определяется с использованием однофакторной степенной математической модели по суточным данным электропотребления и приведенного грузооборота нефти при взаимном влиянии множества факторов, формирующих режимы электропотребления:

$$W = \left(1 + \frac{\delta}{100} \right) \beta \cdot P_{пр}^\alpha, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (12)$$

где W – суточное электропотребление по участкам нефтепровода, кВт·ч/сут; $P_{пр}$ – приведенный суточный грузооборот нефти по участкам нефтепровода, тыс. т·км; α – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти; β – коэффициент пропорциональности между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти; δ – относительная погрешность модели, %.

Включение (выключение) в работу участка нефтепровода или изменение времени работы участка нефтепровода в отчетном периоде относительно базисного периода вызывает изменение энергозатрат на транспортировку нефти, что учитывается изменением обобщенного грузооборота нефти. Однако для технологически незавер-

шенных участков нефтепровода, грузооборот нефти, идущий в зачет предприятию, рассчитывается не по фактической протяженности участка, а по протяженности участка, проложенного по территории Республики Беларусь. Как следствие, УРЭ на транспортировку нефти будет завышен или занижен в зависимости от соотношения фактической протяженности участка к условной, что неадекватно сказывается на приведении обобщенных энергозатрат базисного периода к отчетному. Поэтому при обобщении грузооборота нефти технологически незавершенных участков нефтепровода, необходимо выполнить его приведение к фактической протяженности участков. *Технологически незавершенными участками нефтепровода следует считать участки, разделенные территориально на части в границах государств, когда одна часть технологического участка находится на территории одного государства и управляется им, другая часть находится на территории другого государства и управляется им, соответственно.* Таким образом, темп роста грузооборота нефти за рассматриваемый период рассчитывается по выражению:

$$T_{г.о.} = \left(\sum_{1 \leq i \leq n} P_{oi} K_{li} \right) / \left(\sum_{1 \leq j \leq m} P_{oj} K_{lj} \right) \cdot 100, \% \quad (13)$$

где i, j – формальный признак участка нефтепровода, работающего в отчетном и базисном периодах, соответственно; n, m – количество технологических участков нефтепровода, работающих в отчетном и базисном периоде соответственно, шт; P_{oi}, P_{oj} – грузооборот нефти в отчетном и базисном периодах, соответственно, млн т·км; K_{li}, K_{lj} – коэффициенты приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка, о. е.

Коэффициент приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка находится по следующему выражению:

$$K_l = L_\phi / L_{от} \quad (14)$$

где L_ϕ – фактическая протяженность участка нефтепровода, км; $L_{от}$ – протяженность участка на территории Республики Беларусь, км.

Построение однофакторной модели режимов электропотребления с целью определения показателя степени α можно представить в виде следующего алгоритма [7]:

1) формируются временные ряды по суточному приведенному грузообороту и суточному электропотреблению на основе суточных данных отчетного и соответствующего базисного периодов:

$$\begin{aligned} \{W'_t\}_{t=1,2,..,2n} &= \{W_t^\phi\}_{t=1,2,..,n} \text{ Y } \{W_t^o\}_{t=1,2,..,n}; \\ \{P'_{np,t}\}_{t=1,2,..,2n} &= \{P_{np,t}^\phi\}_{t=1,2,..,n} \text{ Y } \{P_{np,t}^o\}_{t=1,2,..,n}, \end{aligned} \quad (15)$$

где W_t^ϕ – значение электропотребления за t -е сутки базисного периода, кВт·ч/сут; W_t^o – значение электропотребления за t -е сутки отчетного периода, кВт·ч/сут; n – продолжительность отчетного (базисного) периода, сут; $P_{np,t}^\phi$ – обобщенный приведенный грузооборот нефти за t -е сутки базисного периода, тыс. т·км; $P_{np,t}^o$ – обобщенный приведенный грузооборот нефти за t -е сутки отчетного периода, тыс. т·км;

2) сформированные временные ряды сглаживаются методом скользящего среднего:

$$W_i = \frac{1}{n} \sum_{t=i}^{i+n-1} W'_t; P_{пр i} = \frac{1}{n} \sum_{t=i}^{i+n-1} P'_{пр t}, \text{ где } t = 1, 2, \dots, n+1; \quad (16)$$

3) зависимость (12) линеаризуется, и формируются векторы зависимых и независимых переменных:

$$Y = [\ln(W_1), \ln(W_2), \dots, \ln(W_{n+1})]^T; X = [\ln(P_{пр1}), \ln(P_{пр2}), \dots, \ln(P_{пр(n+1)})]^T; \quad (17)$$

4) с использованием метода наименьших квадратов, находятся коэффициенты регрессии ($B = [\alpha, \ln(\beta)]^T$):

$$B = (X^T X)^{-1} X^T Y; \quad (18)$$

5) определяется среднеквадратическая относительная погрешность модели:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{m-k-1} \cdot \sum_{i=1}^n \delta_i^2}, \%, \quad (19)$$

где m – число наблюдений; k – количество учитываемых факторов в модели; δ – относительная погрешность модели, %.

На рис. 2 представлена модель $W = f(P_{пр})$ для РУП «Гомельтранснефть «Дружба». Динамика показателя степени α для РУП «Гомельтранснефть «Дружба» и НРУПТН «Дружба» представлена в табл. 2. Для РУП «Гомельтранснефть «Дружба» α варьировался в пределах от 1,81 до 3,98; для НРУПТН «Дружба» – от 0,196 до 0,553. Среднеквадратическая относительная погрешность построенных моделей не превышает 1 %.

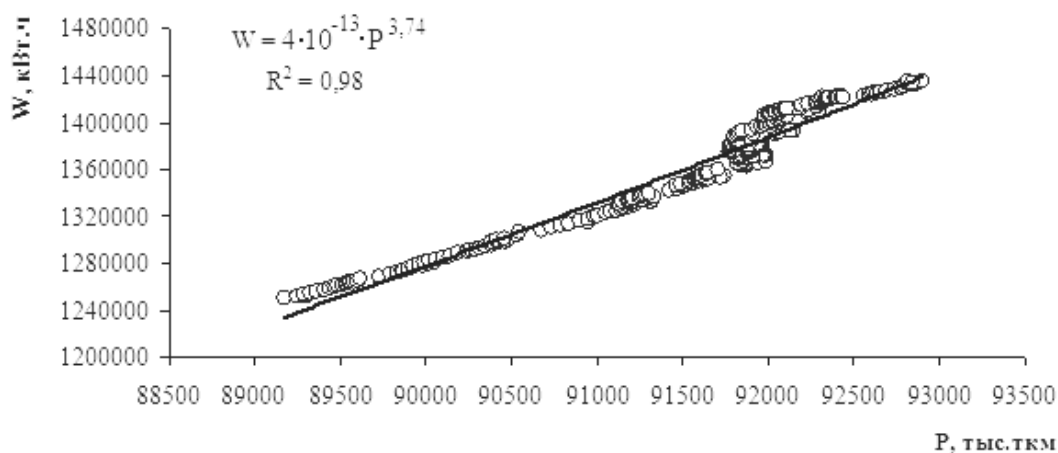


Рис. 2. Зависимость расхода ЭЭ от приведенного грузооборота, построенная по данным 10 месяцев 2003 и 2004 гг. РУП «Гомельтранснефть «Дружба»

Таблица 2

**Динамика показателя степени α РУП «Гомельтранснефть «Дружба»
и НРУПТН «Дружба» за 2004 год**

Месяц	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
РУП «Гомельтранснефть «Дружба»												
Показатель степени α	3,05	2,79	2,83	2,82	3,06	3,32	3,31	3,49	3,65	3,74	3,98	3,98
НРУПТН «Дружба»												
Показатель степени α	0,251	0,553	0,781	0,231	0,232	0,249	0,185	0,291	0,322	0,291	0,324	0,312

Из табл. 2 видно, что показатель степени α не является постоянной величиной, а изменяется во времени при изменении состояния системы нефтепровода, поэтому при расчете целевого показателя, показатель степени α необходимо уточнять.

Произведем расчет целевого показателя энергосбережения НРУПТН «Дружба» за один из кварталов года с использованием разработанной методики [7].

Исходные данные для расчета:

- обобщённые энергозатраты за отчётный период: $OЭЗ^o = 3013$ т у. т.;
- обобщённые энергозатраты за базисный период: $OЭЗ^b = 2729$ т у. т.;
- затраты ЭЭ в базисном периоде на транспорт нефти: $OЭЗ_3^b = 1933$ т у. т.

Таблица 3

Грузооборот нефти за январь–март отчетного и базисного периодов

Участок нефтепровода	Грузооборот нефти, тыс. ткм		K_t
	отчетный период	базисный период	
Участок 1	1792544	0	0,582
Участок 2	344500	445100	1,076
Участок 3	0	0	1,076
Участок 4	11500	9503	1

Показатель степени α , характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти за расчетный период, составил 0,16 (рис. 3).

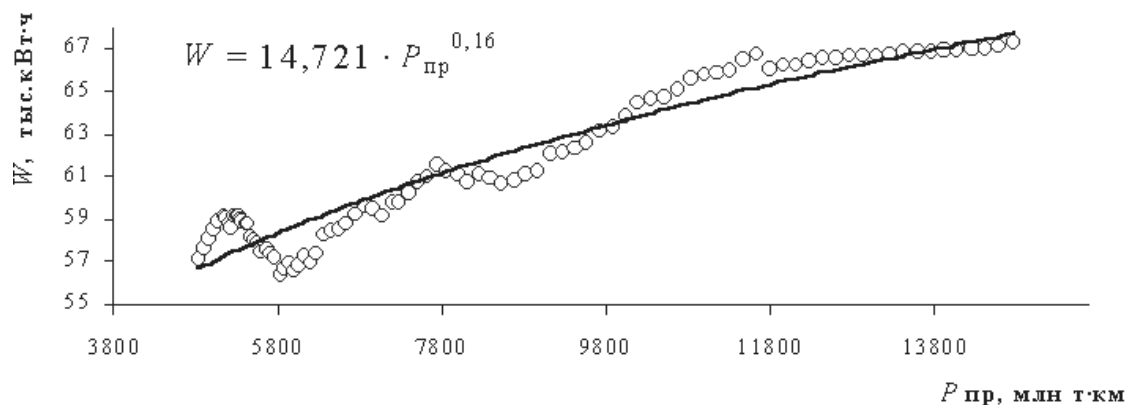


Рис. 3. Зависимость расхода ЭЭ от приведенного грузооборота, построенная по суточным данным 1-го квартала отчетного и базисного годов

Расчет целевого показателя энергосбережения

Темп роста грузооборота нефти:

$$T_{г.о} = \left(\frac{\sum_{1 \leq i \leq n} P_{oi} K_{li}}{\sum_{1 \leq j \leq m} P_{oj} K_{lj}} \right) = \frac{1792544 \cdot 0,582 + 344500 \cdot 1,076 + 0 \cdot 1,076 + 11500 \cdot 1,000}{0 \cdot 0,582 + 445100 \cdot 1,076 + 0 \cdot 1,076 + 9503 \cdot 1,000} = 2,92.$$

Величина, на которую следует скорректировать затраты ЭЭ за счет сопоставимых условий:

$$\Delta OЭЗ_3^6 = OЭЗ_3^6 \cdot (T_{г.о}^a - 1) = 1933 \cdot (2,92^{0,16} - 1) = 359 \text{ т у. т.}$$

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде:

$$OЭЗ_{с.у}^6 = OЭЗ^6 + \sum \Delta OЭЗ^6 = 2729 + 359 = 3088 \text{ т у. т.}$$

Целевой показатель энергосбережения за период:

$$ЦП = (OЭЗ^o / OЭЗ_{с.у}^6 - 1) \cdot 100 = (3013 / 3088 - 1) \cdot 100 = -2,43\%.$$

Целевой показатель энергосбережения без уточнения сопоставимых условий за рассматриваемый период в соответствии с методикой [3].

Темп роста грузооборота нефти без приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка за 1-й квартал отчетного года:

$$T_{г.о} = (2149 / 454,6) \cdot 100 = 472,7\%.$$

Величина, на которую следует скорректировать затраты ЭЭ при учете сопоставимых условий:

$$\Delta OЭЗ_3^6 = 0,01 \cdot OЭЗ_3^6 \cdot (T_{г.о} - 100) = 0,01 \cdot 1933 \cdot (472,71 - 100) = 7204,3 \text{ т у. т.}$$

Приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в базисном периоде:

$$OЭЗ_{с.у}^6 = OЭЗ^6 + \sum \Delta OЭЗ^6 = 2729 + 7204,3 = 9933,3 \text{ т у. т.}$$

Целевой показатель энергосбережения:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{\text{ОЭЗ}^{\circ}}{\text{ООЭ}_{\text{с.у}}^{\circ}} - 1 \right) \cdot 100 = (3013 / 9933 - 1) \cdot 100 = -69,7 \%$$

Как видно из расчета, ЦП без уточнения сопоставимых условий составил $-69,7 \%$, что превышает значение ЦП, рассчитанного в соответствии с разработанной методикой [7] в 28 крат. Завышенное значение ЦП не может быть подтверждено внедренными мероприятиями по энергосбережению. Доведенное Концерном «Белнефтехим» задание ЦП энергосбережения составило $-1,5 \%$.

Таким образом, разработанная методика позволяет объективно рассчитывать ЦП в сопоставимых условиях за счет:

- приведения обобщенного грузооборота нефти к фактической протяженности участков нефтепровода;
- приведения к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат в базисном периоде при учете фактической взаимосвязи между электропотреблением и приведенным грузооборотом через показатель степени α , определяющийся на основе однофакторной математической модели зависимости электропотребления от грузооборота нефти $W = f(P_{\text{пр}})$.

Разработанная «Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях» согласована в Комитете по энергетической эффективности при Совете Министров Республики Беларусь и утверждена Концерном «Белнефтехим» в качестве отраслевой для предприятий трубопроводного транспорта нефти Республики Беларусь.

Для автоматизации расчета ЦП разработана программа «Целевой показатель», которая производит расчет показателя степени «альфа» за отчетный период и генерирует отчет с расчетом целевого показателя энергосбережения в сопоставимых условиях. Данное программное обеспечение в настоящее время используются в РУП «Гомельтранснефть «Дружба» и НРУПТН «Дружба».

Выводы

1. Для объективной оценки целевого показателя энергосбережения необходимо приводить потребление ТЭР к сопоставимым условиям с учетом особенностей технологического процесса, что особенно важно для предприятий транспорта нефти, у которых существует нелинейная зависимость между электропотреблением и объемами грузооборота нефти, а в условиях высокой загрузки нефтепровода темп роста электропотребления значительно опережает темп роста грузооборота.

2. Использование классических закономерностей течения нефти по трубопроводам для приведения энергозатрат к сопоставимым условиям весьма затруднительно по причинам: трудоемкость расчета из-за большого количества исходных данных и степенных зависимостей; требование к высокой точности определения эквивалентного диаметра и КПД нефтепровода.

3. Приведение к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат в предыдущем (базисном) периоде предложено производить с использованием фактической взаимосвязи между электропотреблением и грузооборотом нефти, выраженной через показатель степени однофакторной математической модели зависимости электропотребления от грузооборота нефти при приведении грузооборота нефти к фактической протяженности участков нефтепровода.

4. Разработана методика расчета целевого показателя по энергосбережению для предприятий трубопроводного транспорта нефти в сопоставимых условиях, предло-

жена программная реализация методики для НРУПТН «Дружба» и РУП «Гомельтранснефть «Дружба».

Литература

1. Об энергосбережении : Закон Республики Беларусь // Энергоэффективность. – 1998. – № 7. – С. 2–5.
2. Инструкция по расчету целевых показателей по энергосбережению. Утв. постановлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 28.07.2003 г., № 7. – Минск : [б. и.]. – 14 с.
3. Методика расчета целевых показателей энергосбережения в сопоставимых условиях для концерна «Белнефтехим». – Минск : Концерн «Белнефтехим», 2002. – 18 с.
4. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / под ред. А. Х. Дерцакяна. – Ленинград : Недра, 1977. – 519 с.
5. Харламенко, В. И. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктов / В. И. Харламенко, М. В. Голуб. – Москва : Недра, 1978. – 231 с.
6. К вопросу расчета и использования целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти / Н. В. Токочакова [и др.] // Энергоэффективность. – 2003. – № 7. – С. 7–8; № 8. – С. 6–7.
7. Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях. – Минск : Концерн «Белнефтехим», 2005. – 31 с.

Получено 23.06.2006 г.