

## НОМОГРАФИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СТАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ С ЦЕЛЬЮ МИНИМИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ

**Н.В. ТОКОЧАКОВА, А.С. ФИКОВ**

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

Значительную часть гидравлических потерь на нефтеперекачивающих станциях (НПС) составляют потери на преодоление местных сопротивлений и потери по длине зауженных участков трубопроводов. Так, по двум НПС западного направления нефтепровода РУП «Гомельтранснефть «Дружба», по оценкам специалистов, возможно снижение гидравлических потерь по 0,1 МПа на каждой станции за счет изменения технологических трубопроводов. При этом снижение гидравлических потерь может быть оценено через увеличение эквивалентного диаметра нефтепровода ( $d_3$ ).

Увеличение же эквивалентного диаметра позволяет не только повысить пропускную способность нефтепровода, но и снизить расход электрической энергии (ЭЭ) на транспортировку нефти. Поэтому изменение стационарной технологии представляет интерес как энергосберегающее мероприятие.

Суточный расход ЭЭ ( $W$ ) на транспортировку нефти при турбулентном (в зоне Блазиуса) режиме течения нефти, на основе зависимости Лейбензона [1], может быть выражен аналитически:

$$W = 0,496 \left( \frac{P}{L} \right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25}}{\rho^{1,25}} \frac{L}{d_3^{4,75} \eta} + 2,726 \cdot \Delta z \frac{P}{L \eta}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (1)$$

где  $P$  – грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т·км/сут;  $d_3$  – эквивалентный диаметр нефтепровода, м;  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $L$  – протяженность участка нефтепровода, м;  $\eta$  – КПД системы нефтепровода, о. е.;  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta z$  – статический напор участка нефтепровода, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Использование детерминированной модели (1) для оценки энергетической эффективности мероприятий транспорта нефти сопряжено со значительными трудностями:

- данное выражение весьма требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода, поскольку ошибка в определении  $d_3$  в 1 % дает до 4–5 % ошибки в определении расхода электрической энергии (если  $\Delta z$  пренебрежимо мало):

$$W = f(d_3) = A \cdot d_3^{m-5}.$$

$$\begin{aligned} \frac{\Delta W / W}{\Delta d_3 / d_3} &= \frac{\Delta W}{\Delta d_3} \frac{d_3}{W} \approx W'_{d_3} \frac{d_3}{W} = W'_{d_3} \frac{d_3}{A \cdot d_3^{m-5}} = \frac{W'_{d_3}}{A \cdot d_3^{m-5-1}} = \\ &= (m-5) \frac{A \cdot d_3^{m-5-1}}{A \cdot d_3^{m-5-1}} = m-5. \end{aligned}$$

Таким образом, ошибка определения  $d_3$  на 3 % может дать погрешность до 15 % в определении расхода ЭЭ;

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

Альтернативой рассмотренной модели является расчетно-статистическая модель расхода ЭЭ, построенная на основе суточной статистики по режимам работы нефтепровода с использованием аппарата регрессионного анализа. *Преимуществом данного вида модели является то, что она строится на основе данных, отражающих большое число реально существующих режимов работы участков нефтепровода, и, как следствие, учитывает индивидуальные особенности предприятия.*

Для простоты применения и последующего анализа преимущество отдается линейным зависимостям [2]. Таким образом, зависимость расхода ЭЭ на транспортировку нефти по нефтепроводу на выбранном интервале грузооборота может быть представлена в виде трехфакторной аддитивной статистической модели [3]:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_v \cdot \nu + \beta_d \cdot d_3 + \beta_0, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (2)$$

где  $\beta_p$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/тыс. т·км;  $\beta_v$  – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(сут·м<sup>2</sup>);  $\beta_d$  – коэффициент регрессии, кВт·ч/(сут·м);  $\beta_0$  – свободный член регрессии, кВт·ч/сут;  $P$  – грузооборот нефти, тыс. т·км/сут;  $\nu$  – вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $d_3$  – эквивалентный диаметр многониточного нефтепровода, м;

Данная модель отражает взаимосвязь между эквивалентным диаметром и электропотреблением и может быть использована для оценки экономии ЭЭ при изменении станционной технологии, поскольку изменение станционных гидравлических потерь выражается через увеличение эквивалентного диаметра нефтепровода [1]:

$$d_i = \left( 0,0247 \frac{q^{1,75} \nu^{0,25}}{\Delta h - \Delta z - \Delta s} L \right)^{1/4,75}, \text{ м}, \quad (3)$$

где  $d_i$  – эквивалентный диаметр  $i$ -й нитки нефтепровода, м;  $q$  – расход нефти, м<sup>3</sup>/с;  $\nu$  – кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;  $L$  – протяженность участка нефтепровода;  $\Delta h$  – падение напора на участке, м;  $\Delta z$  – разность геодезических отметок начала и конца участка нефтепровода, м;  $\Delta s$  – сниженные гидравлические потери на технологическом трубопроводе НПС, м.

Экономия ЭЭ при проведении технологических мероприятий, влияющих на  $d_3$ , предложено оценивать изменением суточного расхода ЭЭ относительно базисного электропотребления, при процентном изменении  $d_3$  [3].

$$\Delta W_{\text{эк}} = e_d \left( 1 - \frac{d_{32}}{d_{3\text{баз}}} \right) W_{\text{баз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (4)$$

где  $e_d$  – коэффициент эластичности расхода ЭЭ по эквивалентному диаметру, о. е.;  $d_{3\text{баз}}$  – базисное значение эквивалентного диаметра (до проведения энергосберегающего мероприятия), м;  $W_{\text{баз}}$  – базисное значение электропотребления, кВт·ч/сут;  $d_{32}$  –

измененное значение эквивалентного диаметра в результате проведенного мероприятия, м.

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% [3]:

$$e_d = \frac{\Delta W / W_{\text{баз}}}{\Delta d_3 / d_{\text{баз}}} = \frac{\beta_d d_{\text{баз}}}{\beta_d d_{\text{баз}} + \beta_p \cdot P_{\text{баз}} + \beta_v \cdot \nu_{\text{баз}} + \beta_0}, \quad (5)$$

где  $W_{\text{баз}}$  – базисное значение электропотребления, кВт·ч/сут;  $d_{\text{баз}}$  – базисное значение эквивалентного диаметра, м;  $P_{\text{баз}}$  – базисное значение грузооборота нефти, тыс. т·км/сут;  $\nu_{\text{баз}}$  – базисное значение вязкости нефти, м<sup>2</sup>/с.

Для выявления значимости проведения энергосберегающего мероприятия для текущего состояния системы нефтепровода предложено три области изменения коэффициента эластичности: область низкой, средней и высокой эффективности энергосберегающего мероприятия (табл. 1).

Таблица 1

**Определение областей эффективности энергосберегающих мероприятий**

Области эффективности	Критерий
Высокая (III)	$ \Delta e_d / \Delta d_3  \geq 1$
Средняя (II)	$0,5 \leq  \Delta e_d / \Delta d_3  < 1$
Низкая (I)	$ \Delta e_d / \Delta d_3  < 0,5$

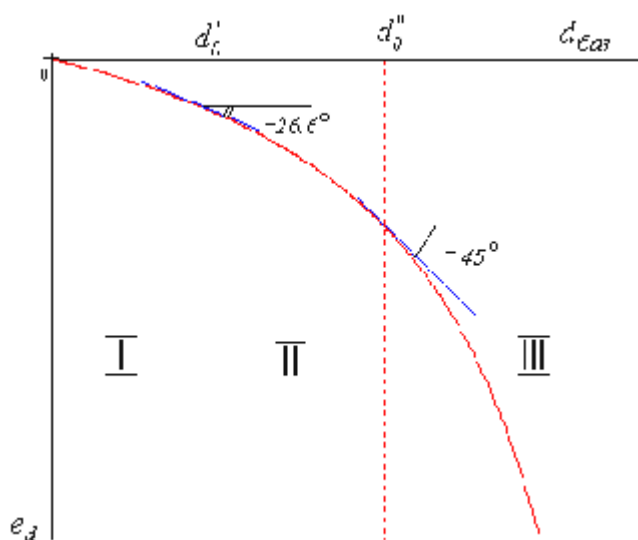


Рис. 1. Зоны эффективности энергосберегающих мероприятий, влияющих на эквивалентный диаметр

В таблице 2 приведены результаты расчета границ перехода по областям эффективности энергосберегающих мероприятий.

Таблица 2

**Определение границ перехода по областям эффективности энергосберегающих мероприятий**

Граница перехода	
из области I в область II	из области II в область III
$d'_0 = \frac{\sqrt{-\frac{\beta\beta_f}{0,5}} - \beta}{\beta_f}$	$d''_0 = \frac{\sqrt{-\beta\beta_f} - \beta}{\beta_f}$

В условиях постоянно изменяющихся состояний системы нефтепровода выделенные области эффективности позволяют выявить значимость проводимого мероприятия. При текущем состоянии участка нефтепровода «Мозырь–Адамова Застава» все энергосберегающие мероприятия, влияющие на эквивалентный диаметр нефтепровода, лежат в области высокой эффективности.

Для облегчения инженерных расчетов разработана номограмма определения экономии электроэнергии ( $W_{эк}$ ) при проведении энергосберегающих мероприятий.

Номограмма (рис. 2) используется в следующей последовательности:

1) задаются базисным состоянием системы нефтепровода  $P_{баз}$ ,  $v_{баз}$ ,  $W_{баз}$  и рассчитываются  $d_{эбаз}$  и  $d_{э2}$ ;

2) на правой оси абсцисс откладывается значение  $P_{баз}$ ;

3) поднимаясь от отложенного значения  $P_{баз}$  вверх до соответствующего значения  $v_{баз}$ , на верхней ординате находится значение  $\beta$ ;

4) двигаясь от полученного значения  $\beta$  влево до пересечения с кривой  $d_{эбаз}$ , на левой оси абсцисс находится значение  $e_d$ ;

5) опускаясь от полученного значения  $e_d$  до кривой  $\frac{d_{э2}}{d_{эбаз}}$  и двигаясь влево, находится значение  $\Pi_d$ , характеризующее суточную экономию ЭЭ в результате проведенного энергосберегающего мероприятия в процентах от суточного электропотребления;

6) двигаясь вправо от полученного значения  $\Pi_d$  до пересечения с  $W_{баз}$  на оси  $W_{эк}$ , находится абсолютное значение экономии ЭЭ.

С использованием номограммы определена суточная экономия ЭЭ при снижении гидравлических потерь в 0,1 МПа для двух НПС, которая составила 1884 кВт·ч/сут. Годовая экономия электрической энергии для двух станций составит 1 375 320 кВт·ч или 0,3 % от суммарного годового электропотребления участка нефтепровода.



номограмма, позволяющая оценить экономию ЭЭ при проведении мероприятий, влияющих на эквивалентный диаметр нефтепровода.

2. Предложено оценку влияния  $d_3$  на экономию ЭЭ, при проведении технологических мероприятий, производить с использованием коэффициента эластичности модели по эквивалентному диаметру нефтепровода.

3. Выделены три области изменения коэффициента эластичности (область низкой, средней и высокой эффективности), позволяющие выявить значимость энергосберегающего мероприятия для текущего состояния системы нефтепровода.

4. С использованием номограммы произведена оценка экономии ЭЭ при изменении стационарной технологии для двух НПС РУП «Гомельтранснефть «Дружба», которая составляет 0,3 % от суммарного годового электропотребления участка нефтепровода.

### **Литература**

1. Харламенко В. И. Эксплуатация насосов магистральных нефтепродуктов / В. И. Харламенко, М. В. Голуб. – М. : Недра, 1978. – 231 с.
2. Олейников В. К. Анализ и управление электропотреблением на металлургических предприятиях : учеб. пособие / В. К. Олейников, Г. В. Никифоров. – Магнитогорск : МГТУ им. Г. И. Носова, 1999. – 219 с.
3. Фиков А. С. Математическое обеспечение оценки энергоэффективности энергосберегающих мероприятий при транспортировке нефти по трубопроводам / А. С. Фиков // Сборник материалов VIII Междунар. науч.-метод. конференции «Наука и образование в условиях социально-экономической трансформации общества». – Мн. : Современные знания, 2005. – Ч. 1. – С. 270–273.

*Получено 09.06.2005 г.*