

Номографическая оценка целевого показателя по энергосбережению предприятий транспорта нефти

Начиная с 1998 г. в Республике Беларусь введен показатель, позволяющий оценивать эффективность использования ТЭР на всех стадиях их производства и потребления, — целевой показатель по энергосбережению. В настоящее время в республике введена в действие временная инструкция по расчету целевого показателя по энергосбережению. С введением ее в действие концерном «Белнефтехим» были отменены все ранее разработанные отраслевые методики по расчету целевого показателя по энергосбережению, за исключением методик, разработанных для предприятий трубопроводного транспорта нефти и газа. Данные методики учитывают не только физические объемы транспортируемого продукта, но также технологические особенности конкретных предприятий.

В повседневной работе службы главного энергетика, с целью контроля над эффективным потреблением ТЭР, в течение месяца неоднократно возникает необходимость проведения прикидочных расчетов целевого показателя по энергосбережению. Одним из эффективных путей решения данной задачи является использование номограмм. Ценными свойствами номограмм являются их дешевизна, доступность, простота использования, наглядность и быстрота получения ответов. Авторами произведено проектирование номограммы, облегчающей инженерные расчеты целевого показателя по энергосбережению предприятий трубопроводного транспорта нефти.

Основной производственной задачей РУП «Гомельтранснефть Дружба» является обеспечение перекачки нефти по белорусскому участку магистрального трансевропейского

нефтепровода (рис. 1). Энергоносителем технологического процесса транспортировки нефти является электрическая энергия. Перекачка нефти осуществляется за счет работы мощных магистральных насосных агрегатов, установленных на отдельных последовательно расположенных нефтеперекачивающих станциях. Различная производственная программа нефтепровода выполняется путем работы определенного состава насосных агрегатов.

Согласно Методике расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях расчет выполняется по формуле:

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

Протяженность:

- Нефтепроводов (в одноконтурном исполнении) – 1 909,6 км
- Воздушных линий электропередачи 6/0,4 кВ – 112,5 км
- Кабельных линий электропередачи 6/0,4 кВ – 308 км
- Магистральных кабелей связи (в 2-ниточном исполнении) – 675 км

Подводных переходов – 9 шт.

Высоковольтных электродвигателей – 67 шт.

Магистральных насосных агрегатов – 67 шт.

Задвижек – 298 шт.

Станций катодной защиты – 110 шт.

Подстанций 110/35/6 кВ – 6 шт.

Силовых трансформаторов 16-25МВА – 12 шт.

КТП 10/0,4 и 6/0,4 – 102 шт.

Блок-постов А и ТМ – 63 шт.

НУП – 36 шт.

Резервуарный парк – 393 тыс. м. куб.



Рис. 1. Характеристика нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба»

где $O\bar{Z}^o$ — обобщенные энергозатраты за отчетный период, т.у.т.; $O\bar{Z}_{\text{с.у.}}^6$ — приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в предыдущем (базисном) периоде, т.у.т.

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

$$O\bar{Z}_{\text{с.у.}}^6 = O\bar{Z}^6 + \sum \Delta O\bar{Z}^6, \text{ т.у.т.}, \quad (2)$$

где $O\bar{Z}^6$ — обобщенные энергозатраты в базисном периоде, т.у.т.; $\sum \Delta O\bar{Z}^6$ — величина, на которую должны быть изменены обобщенные энергозатраты в базисном периоде при приведении к сопоставимым условиям, т.у.т.

Величина $\sum \Delta O\bar{Z}^6$ определяется сопоставимыми условиями, корректирующими потребление электрической, тепловой энергии и топлива в базисном периоде:

$$\sum \Delta O\bar{Z}^6 = \Delta O\bar{Z}_\text{э}^6 + \Delta O\bar{Z}_\text{т}^6, \text{ т.у.т.}, \quad (3)$$

где $\Delta O\bar{Z}_\text{э}^6$ — величина, на которую следует скорректировать затраты электроэнергии за счет сопоставимых условий, т.у.т.; $\Delta O\bar{Z}_\text{т}^6$ — величина, на которую следует скорректировать затраты тепловой энергии и топлива за счет сопоставимых условий, т.у.т.

Сопоставимые условия для корректировки затрат электроэнергии определяются как изменением грузооборота нефти, так и состоянием технологической системы транспортировки нефти. Следует отметить, что для предприятий транспорта нефти на величину $\sum \Delta O\bar{Z}^6$ в наибольшей степени влияет изменение грузооборота нефти, поскольку порядка 98% потребленных ТЭР составляет электрическая энергия технологических нужд.

Приведение к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат производится на основе фактической взаимосвязи между электропотреблением и приведенным грузооборотом нефти через показатель степени α , что позволяет учесть индивидуальные особенности конкретного предприятия транспорта нефти:

$$\Delta O\bar{Z}_\text{э}^6 = O\bar{Z}_\text{э}^6 \cdot (T_{\text{г.о.}}^\alpha - 1), \text{ т.у.т.}, \quad (4)$$

где $O\bar{Z}_\text{э}^6$ — энергозатраты электроэнергии на транспортировку нефти базисного периода, т.у.т.; $T_{\text{г.о.}}$ — темп роста приведенного грузооборота, о.е.; α — показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти.

Темп роста грузооборота нефти рассчитывается по выражению:

$$T_{\text{г.о.}} = \left(\frac{\sum_{1 \leq i \leq n} P_{oi} K_{li}}{\sum_{1 \leq j \leq m} P_{oj} K_{lj}} \right), \text{ о.е.}, \quad (5)$$

где i, j — формальный признак участка нефтепровода, работающего в отчетном и базисном периоде 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 периоде соответственно, млн. т-км; K_{li}, K_{lj} — коэффициенты приведения грузооборота нефти к фактической протяженности участка, о.е.

Таким образом, значение целевого показателя по энергосбережению можно представить следующей зависимостью:



$$\text{ЦП} = \frac{O\bar{Z}^o}{O\bar{Z}^6 + O\bar{Z}_\text{э}^6 (T_{\text{г.о.}}^\alpha - 1)} - 1, \text{ о.е.} \quad (6)$$

Для расчета целевого показателя энергосбережения в сопоставимых условиях отраслевой методикой предусмотрено построение модели электропотребления вида:

$$W = \beta \cdot P_{\text{пр}}^\alpha, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (7)$$

где W — суточное электропотребление по участкам нефтепровода, кВт-ч/сут; $P_{\text{пр}}$ — 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.

Поскольку показатель степени α участвует в приведении в сопоставимые условия энергозатрат отчетного периода с базисным периодом, то выявление закономерностей формирования данного параметра является актуальной задачей.

Как и режимы электропотребления участка нефтепровода, показатель α формируется под влиянием двух основных элементов системы нефтепровода: насосные агрегаты, линейная часть. Соответственно изменение показателя α возможно как при неизменном составе насосных агрегатов (за счет изменения характеристики сети), так и при неизменной характеристике сети (за счет изменения состава насосных агрегатов).

Технологический расход электроэнергии на перекачку нефти по участку магистрального нефтепровода может быть определен аналитически по формуле:

$$W = 4,964 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{P}{l} \right)^{2,75} \frac{v^{0,25}}{\rho^{1,75}} \frac{L}{d_s^{4,75} \eta} + 0,278 \cdot \Delta z \cdot g \cdot \frac{P}{l \eta}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/сут}, \quad (8)$$

где P — суточный грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т-км; l — протяженность участка нефтепровода на территории РБ, км; v — кинематическая вязкость нефти, м²/с; ρ — плотность нефти, кг/м³; L — протяженность нефтепровода, км; d_s — эквивалентный диаметр нефтепровода, м; η — КПД участка нефтепровода, о.е.; Δz — статический напор участка нефтепровода, м; g — ускорение свободного падения, м/с².

Исходя из условия неизменности характеристики сети, а также полагая параметр η постоянным, запишем:

$$W = \chi' \cdot P_{\text{пр}}^{2,75} + \chi'' \cdot P_{\text{пр}}, \quad (9)$$

где

$$\chi' = \frac{4,964 \cdot 10^3 \cdot v^{0,25}}{\rho^{1,75} \cdot d_s^{4,75} \cdot L^{1,75} \cdot \eta}; \chi'' = \frac{0,278 \cdot \Delta z \cdot g}{L \cdot \eta} \quad (10)$$

Таким образом, при смене состава насосных агрегатов показатель степени α для участка нефтепровода будет близок к величине 2,75. И тем больше будет отличаться от данной величины, чем больше будет статический напор участка нефтепровода Δz . Показатель степени α всей системы нефтепровода в силу ее эмерджентности (несводимости свойств системы к свойствам ее элементов) не может быть получен аналитически. Можно лишь отметить, что на его формирование на уровне всей системы нефтепровода оказывает влияние вариация грузооборота нефти на каждом участке нефтепровода. Однако усредненное значение параметра α приближенно можно оценить при минимальных и максимальных значениях приведенного суточного грузооборота по каждому участку нефтепровода, решая систему уравнений:

$$\begin{cases} \chi'_1 \cdot P_{np.1}^{\min 2,75} + \chi''_1 \cdot P_{np.1}^{\min} + \chi'_2 \cdot P_{np.2}^{\min 2,75} + \chi''_2 \cdot P_{np.2}^{\min} = \beta \cdot (P_{np.1}^{\min} + P_{np.2}^{\min})^\alpha \\ \chi'_1 \cdot P_{np.1}^{\max 2,75} + \chi''_1 \cdot P_{np.1}^{\max} + \chi'_2 \cdot P_{np.2}^{\max 2,75} + \chi''_2 \cdot P_{np.2}^{\max} = \beta \cdot (P_{np.1}^{\max} + P_{np.2}^{\max})^\alpha \end{cases},$$

где индексом 1, 2 обозначены грузообороты двух участков нефтепровода; индексами min, max — минимальный и максимальный грузооборот на участке нефтепровода соответственно; $P_{np}^{\min}, P_{np}^{\max}$ — суммарный минимальный и максимальный приведенный грузооборот по участкам нефтепровода соответственно.

Решением данной системы относительно параметра α является:

$$\alpha = \frac{\ln \left[\frac{\chi'_1 \cdot P_{np.1}^{\min 2,75} + \chi''_1 \cdot P_{np.1}^{\min} + \chi'_2 \cdot P_{np.2}^{\min 2,75} + \chi''_2 \cdot P_{np.2}^{\min}}{\chi'_1 \cdot P_{np.1}^{\max 2,75} + \chi''_1 \cdot P_{np.1}^{\max} + \chi'_2 \cdot P_{np.2}^{\max 2,75} + \chi''_2 \cdot P_{np.2}^{\max}} \right]}{\ln \left[\frac{P_{np.1}^{\min} + P_{np.2}^{\min}}{P_{np.1}^{\max} + P_{np.2}^{\max}} \right]}. \quad (11)$$

Значение среднего показателя степени α при неизменной характеристике сети для РУП «Гомельтранснефть Дружба» составляет 2,84.

На практике мощностную характеристику насосного агрегата аппроксимируют кубической, квадратичной или линейной функцией, однако для решения поставленной задачи це-



лесообразным представляется аппроксимация степенной функцией в рабочем диапазоне:

$$N = \beta \cdot Q^\alpha, \text{ кВт}, \quad (12)$$

где α, β — коэффициенты регрессии.

Произведем оценку показателя степени α при неизменном составе насосных агрегатов исходя из допущения неизменности расхода нефти за сутки. При этом коэффициент регрессии α в выражении 11 будет равен показателю степени α в выражении 12.

Показатель степени α всей системы нефтепровода, как и при неизменной характеристике нефтепровода, не может быть получен аналитически. Можно лишь отметить, что на его формирование на уровне всей системы нефтепровода оказывает влияние вариация грузооборота нефти на каждом участке нефтепровода. При учете всех работающих насосных агрегатов усредненное значение параметра α приближенно можно оценить при минимальных и максимальных значениях производительности участков нефтепровода, решая систему уравнений:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \beta_i \cdot (Q_i^{\min})^{\alpha_i} = \beta \cdot \left(\sum_{i=1}^N Q_i^{\min} \right)^\alpha \\ \sum_{i=1}^N \beta_i \cdot (Q_i^{\max})^{\alpha_i} = \beta \cdot \left(\sum_{i=1}^N Q_i^{\max} \right)^\alpha \end{cases}, \quad (13)$$

где N — количество работающих насосных агрегатов; β_i, α_i — параметры мощностной характеристики i -го насосного агрегата, аппроксимированной степенной зависимостью в рабочем диапазоне; $Q_i^{\min}, Q_i^{\max}$ — соответственно минимальный и максимальный расход нефти через i -й насосный агрегат.

Решением данной системы относительно параметра α является:

$$\alpha = \ln \left[\frac{\sum_{i=1}^N \beta_i \cdot (Q_i^{\min})^{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^N \beta_i \cdot (Q_i^{\max})^{\alpha_i}} \right] / \ln \left[\frac{\sum_{i=1}^N Q_i^{\min}}{\sum_{i=1}^N Q_i^{\max}} \right]. \quad (14)$$

Значение среднего показателя степени α при неизменном составе насосных агрегатов для РУП «Гомельтранснефть Дружба» составляет 0,39. Таким образом, теоретический диапазон изменения параметра α лежит в пределах от 0,39 до 2,84, что целесообразно учитывать при проектировании номограммы для определения целевого показателя по энергосбережению.

(Окончание следует.)