

ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ОЧИСТКИ НЕФТЕШЛАМА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА

Докт. техн. наук, проф. АНИЩЕНКО В. А.,
канд. техн. наук, доц. ТОКОЧАКОВА Н. В., инж. ФИКОВ А. С.

*Белорусский национальный технический университет,
Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого*

В процессе эксплуатации нефтепровода на внутренних поверхностях труб накапливаются отложения парафина, минеральные загрязнения и продукты окисления (нефтешлам), что влечет за собой уменьшение эквивалентного диаметра (ЭД) нефтепровода. Величина отложений нефтешлама на стенках нефтепровода не является постоянной и зависит от многих факторов, основные из которых – концентрация в нефти парафина, воды и механических примесей, скорость и режим движения нефти, температура нефти и окружающей среды (для участков нефтепровода, проложенных надземно), а также свойства внутренней поверхности трубопровода и качество первичной обработки нефти. Значительное влияние режима течения нефти на величину отложений нефтешлама объясняется тем, что при перемешивании потока нефти стенки трубопровода каждый раз соприкасаются со свежими порциями нефти, богатыми парафином.

Эквивалентный диаметр нефтепровода – условный диаметр сложного (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра) нефтепровода, представленного в виде однопроводного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающий равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однопроводного и сложного нефтепроводов. Уменьшение ЭД нефтепровода за счет отложений нефтешлама снижает его пропускную способность и при неизменных прочих технологических факторах приводит к увеличению удельного расхода электрической энергии (ЭЭ) на транспортировку нефти. При восстановлении пропускной способности нефтепровода за счет увеличения ЭД нефтепровода расход ЭЭ возрастает. Однако удельный расход ЭЭ на транспортировку нефти в этих условиях снижается, что объясняется видом суммарной мощностной характеристики насосных станций, зависящей от состава включенных насосных агрегатов и аппроксимирующей в рабочей части следующей зависимостью:

$$N = a + bQ, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где a – свободный член уравнения регрессии, кВт; b – коэффициент регрессии, мин · кВт/м³; Q – расход нефти, м³/мин.

Следует отметить, что при включении дополнительного насосного агрегата параметры a и b модели (1) изменяются и удельный расход на транспортировку нефти в процессе очистки нефтепровода увеличивается. Однако этот показатель был бы еще большим без очистки нефтепровода.

Согласно [1] различают четыре вида очистки линейной части нефтепровода, в конечном итоге снижающие величину отложений нефтешлама на внутренних поверхностях труб:

1) периодическая; проводится для удаления парафиновых отложений с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепровода и удаления скоплений воды и газа для предупреждения развития коррозионных повреждений внутренней поверхности стенки трубы;

2) преддиагностическая; осуществляется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов;

3) предварительная; проводится с целью удаления посторонних предметов после монтажных работ по вводу трубопровода в эксплуатацию;

4) целевая; осуществляется для удаления посторонних предметов при проведении ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов.

Предварительная и целевая очистки нефтепровода проводятся достаточно редко и не представляют интереса с точки зрения оценки экономии ЭЭ. Количество пропусков очистных устройств при периодической очистке определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти, а также экономической целесообразностью, так как на период очистки возможно снижение производительности нефтепровода, что в свою очередь связано с невыполнением плана перекачки.

В период проведения преддиагностической очистки ЭД нефтепровода практически не изменяется за счет интенсивного пропуска очистных устройств. Однако без проведения данной очистки существовал бы некоторый перерасход ЭЭ, поэтому величину суточной экономии ЭЭ от преддиагностической очистки нефтепровода целесообразно принять равной среднесуточной экономии ЭЭ от проведения периодической очистки нефтепровода.

Расход ЭЭ W на транспортировку нефти можно выразить аналитически с использованием формулы [2] для определения потерь напора по длине трубопровода при турбулентном режиме движения перекачиваемой жидкости в зоне Блазиуса

$$W = 4,867 \left(\frac{P}{l} \right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25}}{\rho^{1,75}} \frac{L}{d_3^{4,75} \eta} + 2,724 \Delta z \frac{P}{\eta}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (2)$$

где P – грузооборот нефти, тыс. т · км/сут; ν – кинематическая вязкость нефти, м²/с; d_3 – эквивалентный диаметр нефтепровода, м; Δz – разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м; L – протяженность нефтепровода, м; l – протяженность участка нефтепровода на территории Республики Беларусь, км; ρ – плотность нефти, кг/м³; η – КПД нефтепровода, о. е.

Как видно из (2), расход ЭЭ связан с ЭД нефтепровода обратно пропорциональной зависимостью через показатель степени 4,75, следовательно, снижение ЭД нефтепровода на 1 % повлечет за собой рост потребления ЭЭ примерно на 5 %.

Периодическая очистка нефтепровода согласно [1] проводится при снижении пропускной способности более чем на 3 % или уменьшении ЭД нефтепровода более чем на 2,5 %. Таким образом, перерасход ЭЭ за счет отложений нефтешлама в период пропуска очистных устройств может достигать 11–12 %. Представляет интерес оценка ожидаемой экономии ЭЭ от пропуска очистных устройств с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепровода.

Использование (2) для оценки экономии ЭЭ при очистке нефтепровода не представляется возможным из-за большой погрешности в определении расхода ЭЭ вследствие постоянного изменения η за счет физического износа насосных агрегатов (КПД насосного агрегата НМ-3600-230 при наработке 10000 ч снижается на 11,4 % [3]) и недопустимо большой погрешности в определении ЭД нефтепровода (ошибка в определении параметра d_3 в 1 % вызывает ошибку в 4–5 % при определении расхода ЭЭ).

Для преодоления указанных недостатков формулы (2) предложены математическая модель режимов электропотребления участка нефтепровода, построенная по суточным значениям технологических факторов, и основанный на ней способ оценки экономии ЭЭ при очистке участков нефтепровода.

В общем виде зависимость расхода ЭЭ на транспортировку нефти по нефтепроводу на выбранном интервале грузооборота может быть представлена в виде уравнения регрессии [4]

$$W = \beta_p P + \beta_v v + \beta_d d_3 + \beta_0, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (3)$$

где β_p – коэффициент регрессии, кВт·ч/(тыс. т·км); β_v – коэффициент регрессии, кВт·ч·с/(м²·сут); β_d – коэффициент регрессии, кВт·ч/(м·сут); β_0 – свободный член уравнения регрессии, кВт·ч/сут.

Область применения выражения (3) ограничивается максимальным и минимальным значениями каждого фактора, включенного в данное уравнение регрессии:

$$\begin{cases} P \in [P_{\min}; P_{\max}]; \\ v \in [v_{\min}; v_{\max}]; \\ d_3 \in [d_{3\min}; d_{3\max}], \end{cases} \quad (4)$$

где P_{\min} , P_{\max} – соответственно минимальное и максимальное значения грузооборота нефти в выборке статистической информации, тыс. т·км/сут; v_{\min} , v_{\max} – соответственно минимальное и максимальное значения вязкости нефти в выборке статистической информации, м²/с; $d_{3\min}$, $d_{3\max}$ – соответственно минимальное и максимальное значения ЭД нефтепровода в выборке статистической информации, м.

Данная модель в настоящее время применяется для целей нормирования расхода ЭЭ на транспортировку нефти. Область ее применения может быть расширена при проведении энергетического обследования технологического процесса транспортировки нефти, поскольку в модель включены

технологические факторы, воздействуя на которые можно достигнуть экономии ЭЭ. Одним из таких мероприятий является периодическая очистка нефтепровода.

Анализ существующих гидравлических режимов транспортировки нефти для предприятий трубопроводного транспорта нефти Беларуси показал, что, как правило, режим течения нефти является турбулентным в зоне Блазиуса. Таким образом, выражения для расчета ЭД нефтепровода можно выразить в удобном для использования виде [2]:

- для лупинга (рис. 1а)

$$d_3 = \left(\sum_i d_i^{4,75/1,75} \right)^{1,75/4,75}, \text{ м}, \quad (5)$$

где d_i – эквивалентный диаметр i -го параллельного участка нефтепровода, м;

- для вставки (рис. 1б)

$$d_3 = 4,75 \sqrt{\sum_i l_i / \sum_i \frac{l_i}{d_i^{4,75}}}, \text{ м}, \quad (6)$$

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

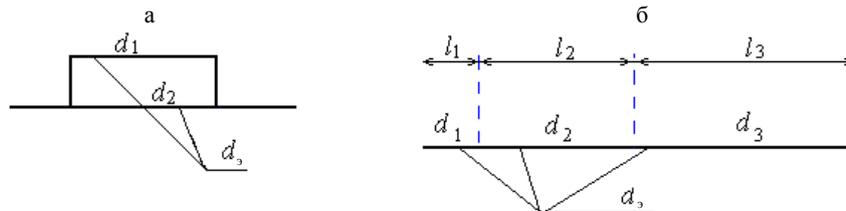


Рис. 1. Расчетная схема определения d_3 : а – для лупинга; б – для вставки

ЭД участка нефтепровода может быть рассчитан с использованием унифицированного выражения Л. С. Лейбензона для расчета потерь напора по длине нефтепровода [2]:

$$d = \left(0,0247 \frac{q^{1,75} \nu^{0,25}}{\Delta h} l \right)^{1/4,75}, \text{ м}, \quad (7)$$

где q – расход нефти, $\text{м}^3/\text{с}$; Δh – потери напора по длине участка нефтепровода, м.

Один из существующих способов оценки экономии ЭЭ от периодической очистки нефтепровода основан на сравнении расчетных значений удельного расхода ЭЭ до и после очистки [5], при этом сэкономленная ЭЭ оценивается по выражению

$$\Delta W = \frac{(h_1 - h_2) P \cdot 10^3}{0,3672 L \eta}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

где h_1, h_2 – полные потери напора соответственно до и после очистки нефтепровода, м; L – протяженность участка нефтепровода, м; η – КПД нефтепровода, о. е.

Однако потери напора постоянно изменяются не только в результате очистки нефтепровода, но и под воздействием других факторов: смены состава насосных агрегатов, замены ротора или обрезки рабочего колеса насосного агрегата, изменения вязкости нефти, включения или отключения лупинга, открытия перемычки между двумя нитками нефтепровода, срабатывания системы автоматического регулирования и т. д. Так, в условиях постоянно изменяющейся производственной программы увеличение грузооборота нефти за счет включения дополнительного насосного агрегата вызывает увеличение потерь напора по длине нефтепровода и возможна ситуация, когда $h_2 > h_1$. При этом очистка нефтепровода вызовет не экономию ЭЭ, а ее кажущийся перерасход.

Разработанный авторами подход к оценке среднесуточной экономии ЭЭ от периодической очистки нефтепровода с целью поддержания проектной пропускной способности основан на использовании следующего выражения:

$$\Delta W_{\text{сут}} = \frac{\Pi'_d W'_{\text{баз}} T + \Pi''_d W''_{\text{баз}} T''}{100 \cdot (T + T'')}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (9)$$

где Π'_d , Π''_d – процентная экономия ЭЭ соответственно в середине интервала очистки нефтепровода и в середине интервала между очистками, %; $W'_{\text{баз}}$, $W''_{\text{баз}}$ – суточное потребление ЭЭ соответственно в середине интервала очистки нефтепровода и в середине интервала между очистками, кВт · ч/сут; T – продолжительность очистки нефтепровода, сут; T'' – время между очистками нефтепровода, сут.

Процентная экономия ЭЭ в процессе очистки нефтепровода Π'_d и после нее Π''_d оценивается по следующим выражениям:

$$\Pi'_d = \epsilon'_d \left(1 - \frac{d'_{32}}{d'_{3\text{баз}}} \right) \cdot 100, \%; \quad \Pi''_d = \epsilon''_d \left(1 - \frac{d''_{32}}{d''_{3\text{баз}}} \right) \cdot 100, \%, \quad (10)$$

где ϵ'_d , ϵ''_d – коэффициенты эластичности расхода ЭЭ по ЭД нефтепровода соответственно в середине интервала очистки нефтепровода и в середине интервала между очистками, о. е.; $d'_{3\text{баз}}$, $d''_{3\text{баз}}$ – базисные значения ЭД нефтепровода (без очистки) соответственно в середине интервала очистки нефтепровода и в середине интервала между очистками, м; d'_{32} , d''_{32} – измененные значения ЭД нефтепровода в результате очистки соответственно в середине интервала очистки нефтепровода и в середине интервала между очистками, м.

Коэффициент эластичности e 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 %.

Для оценки экономии ЭЭ при периодической очистке нефтепровода предложен следующий алгоритм [6]:

- 1) по данным суточной статистики рассчитывается модель (3);
- 2) строятся тренды ЭД нефтепровода во время и после проведения его очистки (рис. 2);

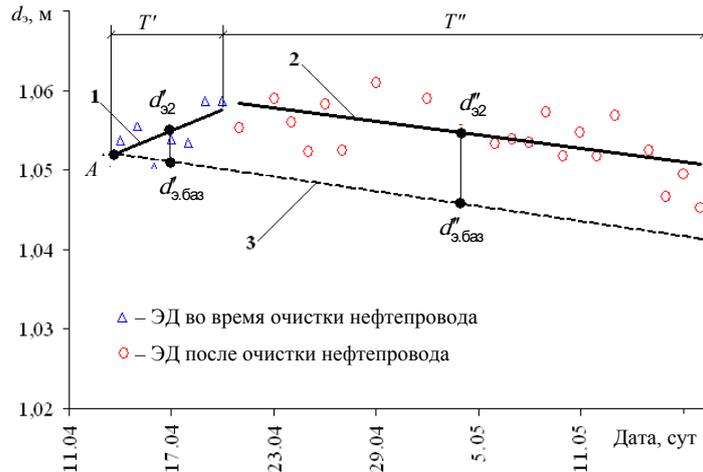


Рис. 2. Динамика ЭД нефтепровода во время и после очистки нефтепровода: точка A – начало очистки; 1 – линейный тренд ЭД нефтепровода во время его очистки; 2 – то же после очистки нефтепровода; 3 – предположительный линейный тренд ЭД нефтепровода без его очистки

3) исходя из предположения равенства скоростей отложения нефтешлама после очистки нефтепровода и без нее, строится предположительный тренд ЭД нефтепровода без проведения его очистки (рис. 2);

4) определяются базисные значения фактического электропотребления и значения ЭД нефтепровода d_{32} на середине временных интервалов очистки и между его очистками; определяются базисные значения ЭД нефтепровода $d_{3,баз}$ по зависимости изменения ЭД нефтепровода без очистки на середине указанных выше временных интервалов (рис. 2);

5) рассчитываются коэффициенты эластичности:

$$e'_d = \frac{\beta_d d'_{3,баз}}{W'_{баз}}; \quad e''_d = \frac{\beta_d d''_{3,баз}}{W''_{баз}}; \quad (11)$$

6) по выражению (9) находится среднесуточная экономия ЭЭ;

7) суммарная экономия ЭЭ за период $T' + T''$ определяется по выражению

$$\Delta W_{T'+T''} = \Delta W_{сут}(T' + T''), \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (12)$$

Из рис. 2 видно, что на каждом временном интервале существует разброс значений ЭД нефтепровода, обусловленный погрешностью измерений объемного расхода нефти, ее физико-химических свойств, падений напоров по длине нефтепровода. Использование единичных значений ЭД нефтепровода для оценки экономии ЭЭ при периодической очистке нефтепровода приведет к большой погрешности.

С использованием разработанного алгоритма произведена оценка экономии ЭЭ за счет периодической очистки одного из участков нефтепровода, эксплуатируемого РУП «Гомельтранснефть «Дружба»» [6]. На рис. 3 приведена динамика изменения ЭД нефтепровода на полугодовом интервале времени, а в табл. 1 – расчет экономии ЭЭ от периодической очистки нефтепровода.

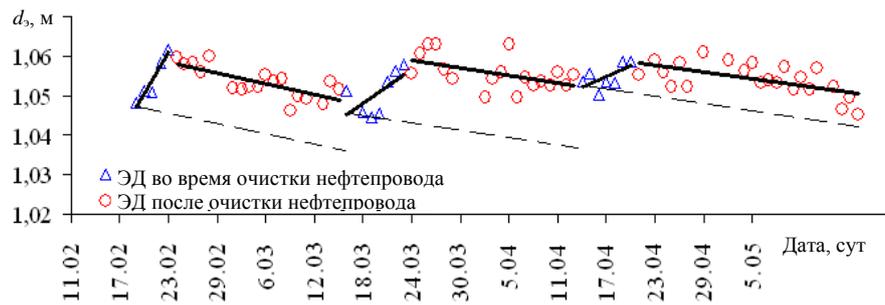


Рис. 3. Динамика изменения ЭД нефтепровода на полугодовом интервале времени

Таблица 1

Расчет экономии ЭЭ от периодической очистки нефтепровода

№ очист-ки	T'	$d'_{э.баз}$	$W'_{баз}$	d'_{32}	e'_d	$d'_{32} / d'_{э.баз}$	Π'_d	$\Delta W_{сут}$	$\Delta W_{T'+T''}$
	T''	$d''_{э.баз}$	$W''_{баз}$	d''_{32}	e''_d	$d''_{32} / d''_{э.баз}$	Π''_d		
Ед. изм.	сут	м	кВт·ч/сут	м	о. е.	о. е.	%	кВт·ч/сут	кВт·ч
1	6	1,046	931230	1,055	-1,41	1,009	1,3	16206	453767
	22	1,04	930950	1,054	-1,40	1,013	1,8		
2	7	1,044	928540	1,051	-1,41	1,007	1,0	19235	557808
	22	1,038	852660	1,056	-1,53	1,017	2,6		
3	6	1,051	919320	1,055	-1,43	1,004	0,6	10237	368529
	30	1,046	895810	1,055	-1,46	1,009	1,3		
4	6	1,042	909560	1,049	-1,44	1,007	1,0	16296	293319
	12	1,041	900050	1,057	-1,45	1,015	2,2		
5	6	1,034	920350	1,042	-1,41	1,008	1,1	14729	353487
	18	1,033	910200	1,046	-1,42	1,013	1,8		
6	8	1,046	663440	1,049	-1,98	1,003	0,6	3176	47633
	7	1,046	925100	1,048	-1,42	1,002	0,3		
7	11	1,043	915610	1,052	-1,43	1,009	1,3	18158	635525
	24	1,036	924050	1,053	-1,41	1,016	2,3		
8	5	1,045	932940	1,049	-1,40	1,004	0,6	10446	188025
	13	1,038	930070	1,048	-1,40	1,010	1,4		
ВСЕГО	203							14276	2898094

Как следует из табл. 1, суммарная экономия ЭЭ за исследуемый период (203 дня) составила 2898094 кВт·ч, среднесуточное значение экономии ЭЭ – 14276 кВт·ч/сут. Поскольку мероприятие по периодической очистке нефтепровода является постоянно действующим, годовая экономия ЭЭ составляет $14276 \cdot 365 = 5210740$ кВт·ч, или 1,64 % годового расхода ЭЭ.

ВЫВОДЫ

1. С использованием расчетно-статистической модели режимов электропотребления участка нефтепровода разработан способ оценки экономии

электрической энергии при периодической очистке нефтепровода, основанный на построении трендов эквивалентного диаметра нефтепровода на временных интервалах очистки нефтепровода и временных интервалах между очистками.

2. На основе разработанного способа произведена оценка годовой экономии электрической энергии при периодической очистке нефтепровода одного из участков нефтепровода, эксплуатируемого РУП «Гомельтранснефть “Дружба”». Годовая экономия электрической энергии составила 5210740 кВт·ч, или 1,64 % суммарного годового электропотребления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по очистке магистральных нефтепроводов. – Гомель: РУП «Гомельтранснефть “Дружба”», 2005. – 14 с.
2. Технологический расчет нефтепроводов / Э. М. Блейхер [и др.]. – М.: Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, 1981. – 368 с.
3. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций: РД 39-30-1209-84. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985. – 278 с.
4. Методика оценки экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти. – Минск: Концерн «Белнефтехим», 2005. – 57 с.
5. Рекомендации по подсчету экономии электроэнергии в нефтепроводном транспорте при внедрении организационно-технических мероприятий. – Бугульма: НИС УСЗМН, 1985. – 30 с.
6. Токочакова, Н. В. Оценка энергетической эффективности очистки нефтепроводов / Н. В. Токочакова, В. В. Воробьев, А. С. Фиков // Энергоэффективность. – 2005. – № 5. – С. 21–22.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 5.05.2006

УДК 621.311

ИСКУССТВЕННОЕ ВОЗБУЖДЕНИЕ ФЕРРОРЕЗОНАНСА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ

**Докт. техн. наук, проф. ДМИТРИЕВ Е. В., докт. техн. наук ГАШИМОВ А. М.,
канд. техн. наук ГАСАНОВА С. И.**

Институт физики НАН Азербайджана

Феррорезонансные перенапряжения, способствующие повреждению изоляции высоковольтного оборудования и кумулятивным возрастаниям дефектов, имеющих в изоляции, возникают при взаимодействии емкости конденсаторов, шунтирующих контакты выключателей, в том числе элегазовых, и нелинейной индуктивности намагничивания электромагнитных трансформаторов напряжения (ТН).