

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ В РЕАЛЬНОМ МАСШТАБЕ ВРЕМЕНИ ЧАСТЬ 1. ЛИНЕЙНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Ю. Г. КУЗЬМИНСКИЙ

*Государственное научное учреждение
«Институт механики металлополимерных систем
НАН Беларуси имени В. А. Белого», г. Гомель*

В. И. ВЬЮН

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

А. А. КОСТЮЧЕНКО

*РУП «Гомельтранснефть Дружба»,
Республика Беларусь*

Введение

Трубопроводный транспорт нефти является энергоемким технологическим процессом, в себестоимости которого электроэнергия занимает до 50 %. Поэтому снижению его энергоемкости уделяют большое внимание. Статистические методы контроля энергоэффективности [1] фиксируют устойчивые по времени закономерности, но не предназначены для управления энергоэффективностью в реальном масштабе времени, так как результаты статистических методов становятся известны значительно позже момента произошедших событий. Параметры оборудования трубопроводного транспорта, влияющие на энергоэффективность [2], подлежат постоянному контролю. В настоящее время в управлениях магистральных трубопроводов не существует структурных единиц, основной функцией которых являлось бы управление энергоэффективностью [3]. Большое значение вопросам управления энергоэффективностью придают и в научных кругах [4], [5].

Основные утверждаемые показатели энергоэффективности – квартальные нормы удельного расхода электроэнергии, целевые показатели потребления и экономии электроэнергии. Сложившаяся практика управления энергоэффективностью демонстрирует размытость ответственности за данные показатели:

1. Отдел главного энергетика отвечает за учет и планирование потребления электроэнергии.
2. Товарно-транспортный отдел отвечает за выбор технологических режимов перекачки и учет объемно-массовых показателей перекачки.
3. Отдел главного механика отвечает за контроль потерь электроэнергии на станционной технологии (в насосных агрегатах, системах регулирования, на технологических трубопроводах).
4. Отдел эксплуатации контролирует потери на линейной части в связи с отложениями на стенках трубопроводов.

Предлагается создать структуру стратегического и оперативного управления энергоэффективностью, включающую как службу управления энергоэффективностью в

целом по предприятию, так и ответственных за энергосбережение по отдельным нефтеперекачивающим станциям с функцией контроля реализации мероприятий по повышению энергоэффективности, наделив их достаточными правами, методическим и программным обеспечением для решения поставленных стратегических и оперативных задач энергоэффективности.

Стратегическое управление энергоэффективностью должно обеспечить:

- разработку планов долгосрочных капиталоемких мероприятий повышения энергоэффективности;
- разработку нормативов:
 - энергопотребления;
 - удельного расхода электроэнергии;
 - экономии электроэнергии.

Оперативное управление энергоэффективностью должно обеспечить:

- суточное планирование и учет потребления электроэнергии;
- оперативный анализ удельного расхода электроэнергии и причин ухудшения этого показателя;
 - прогноз изменения удельного расхода электроэнергии;
 - анализ влияния параметров состояния основного оборудования (диаметры, характеристики) на энергоэффективность;
 - определение необходимости выполнения процедур по улучшению параметров энергоэффективности основного технологического оборудования;
 - управление выбором режимов перекачки по критерию энергоэффективности.

Задача снижения энергоёмкости технологического процесса перекачки нефти тесно связана с проблемами оценки технического состояния основных объектов трубопроводного транспорта, качества и своевременности выполнения ремонтных работ, оперативной и технической готовности объектов. Поэтому структура управления энергоэффективностью должна участвовать в принятии решений совместно с диспетчерами, энергетиками, эксплуатационниками, механиками и другими ведущими специалистами предприятия.

Информационная база специализированного программного обеспечения энергоэффективности может базироваться на базах данных действующих АСУ ТП предприятия и локальных нефтеперекачивающих станций (НПС), а также систем учета электроэнергии и количества нефти (СИКН). Эта база данных, пополненная техническими параметрами, влияющими на энергоэффективность (диаметры, характеристики, температура), позволит автоматизировать стратегическое планирование параметров энергоэффективности (нормы удельного расхода, целевые показатели потребления и экономии электроэнергии) путем применения детерминированных и статистических методов обработки данных. Сетевая структура программного обеспечения обеспечит доступ к базе данных всех заинтересованных специалистов и позволит:

- автоматически определять момент выхода параметров энергоэффективности (диаметры и характеристики насосов) за установленные пределы и автоматически оповещать персонал, например, о необходимости пропуска очистных устройств и/или замены щелевых уплотнителей. Имеющиеся на станциях датчики позволяют достаточно точно провести анализ потерь на станционной технологии, в том числе и для конкретного насосного агрегата на модели его энергопотребления [5];
- оперативно уведомлять об излишнем прикрытии заслонок системы автоматического регулирования (САР) в целях исключения необоснованного дросселирования;
- своевременно предлагать применять другие насосные агрегаты при значимых изменениях режима перекачки;
- контролировать стабильность режимов перекачки на минимально необходимой производительности, дающую значительную экономию электроэнергии. В случае

отклонений режимов от заданной оптимальной производительности, ведущих к нежелательным потерям энергии, необходимо автоматически извещать персонал.

Как частичное решение проблемы в РУП «Гомельтранснефть Дружба» функционирует программная система идентификации эквивалентных диаметров трубопроводов и характеристик насосных агрегатов [6], [7].

Программное обеспечение контроля энергоэффективности

Входными параметрами подсистемы идентификации диаметров являются данные из специальной базы данных корпоративной сети. База данных включает аналоговые и логические параметры (давления, объемные скорости потоков и температура нефти по данным ультразвуковых расходомеров, состояния задвижек и перемычек). Специальная программа обеспечивает получасовой интервал пополнения базы данных информацией из АСУ ТП в технологической сети предприятия.

Результуирующими параметрами данной подсистемы, представленными на рис. 1, являются:

- эквивалентные диаметры отрезков трубопроводов между линейными пунктами на трассе и между НПС и системы трубопроводов между НПС;
- процентное соотношение идентифицированного и паспортного эквивалентного диаметра системы трубопроводов;
- временной линейный тренд изменения любого из идентифицируемых эквивалентных диаметров.

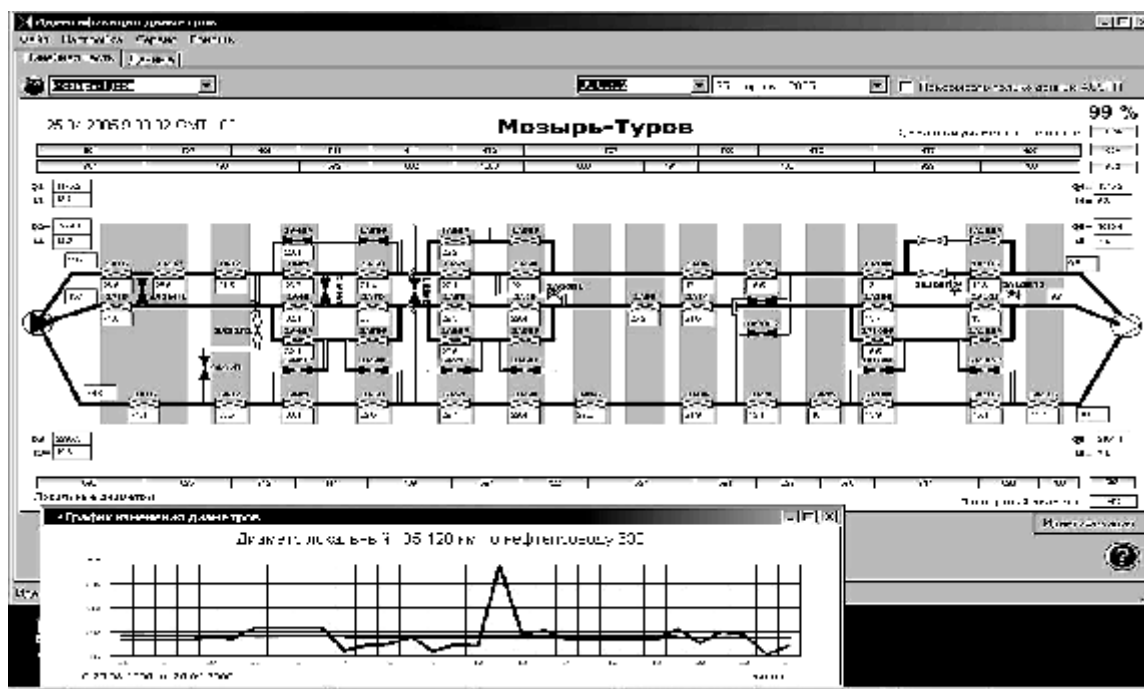


Рис. 1. Данные программы идентификации эквивалентного диаметра

Применение программы идентификации диаметров характеризуется следующими фактами:

1. В программе учитывается специфика линейных перегонов (падение температуры и изменение реологических свойств нефти, наличие открытых локальных перемычек, наличие сбросов нефти, расхождения данных ультразвуковых расходомеров на границах перегонов).

2. Повышению точности расчетов будут способствовать оснащение всех НПС ультразвуковыми расходомерами, устойчивость функционирования канала связи корпоративной и технологических сетей предприятия.

3. Данные о диаметрах «коротких» отрезков между линейными пунктами неустойчивы к погрешностям функционирующих датчиков давления и расходомеров класса 0,2.

4. Идентифицированные диаметры отрезков с лупингами существенно ниже паспортных диаметров. Так как лупинги преимущественно не оснащены камерами пуска/приема очистных устройств, то отложения на стенках труб не удаляются. Эксплуатация некоторых старых лупингов малого диаметра с точки зрения энергоэффективности практически нецелесообразна из-за их «забитости». Очистка лупингов может осуществляться моющими присадками [9] или путем оснащения их камерами скребков.

5. Данные об идентифицированных диаметрах трубопроводов и их систем на перегонах приведены в табл. 1. В 2005 г. пропуск очистных устройств на перегонах осуществлялся по многим причинам в три раза чаще, чем в 2004 г., когда в основном использовались нормативные сроки пропуска скребков. В 2005 г. отклонения идентифицированных диаметров от паспортных не превышали 0,5–2,0 %.

Таблица 1

Соотношение паспортных и идентифицированных диаметров 06.12.2005 года

Параметр	Перегоны						
	106 км – Гомель	Гомель – Защелье	Зашелье – Мозырь	Мозырь – Туров	Туров – Пинск	Пинск – Кобрин	Кобрин – 441 км
Паспортный диаметр D	1174 мм	1189	1176	1070	1073	1078	1070
Идентифицированный эквивалентный диаметр D	1166	1165	1155	1055	1061	1063	1065
Соотношение	99,3 %	98,0	98,2	98,6	98,9	98,6	99,5
Идентифицированный эквивалентный диаметр D_1	808	811	788	604	601	610	612
Идентифицированный эквивалентный диаметр D_2	983	980	983	783	806	798	786
Идентифицированный эквивалентный диаметр D_3	–	–	–	683	690	699	714

Существенное влияние на энергоэффективность оказывает процедура пропуска очистных устройств. В табл. 2 приведены сведения об изменениях идентифицированных эквивалентных диаметров, в табл. 3 – о посуточных изменениях параметров энергоэффективности и в табл. 4 – о средних данных об энергоэффективности за период пропуска очистных устройств.

Таблица 2

Изменение эквивалентных диаметров участка «Мозырь – Адамова Застава» при пропуске очистных устройств, мм

Дата	Мозырь – Туров				Туров – Пинск				Пинск – Кобрин				Кобрин – 441 км			
	D_{630}	D_{820}	D_{720}	D_{Σ}^{1072}	D_{630}	D_{820}	D_{720}	D_{Σ}^{1073}	D_{630}	D_{820}	D_{720}	D_{Σ}^{1078}	D_{630}	D_{820}	D_{720}	D_{Σ}^{1070}

04.02.2005	592	783	685	1041	578	774	661	1018	612	803	702	1069	607	788	691	1052
05.02.2005	594	785	688	1044	579	776	663	1021	614	806	705	1073	608	791	693	1056
06.02.2005	595	785	688	1044	585	783	669	1031	609	799	699	1064	605	788	689	1051
07.02.2005	594	786	688	1044	585	783	669	1030	608	798	698	1062	603	785	688	1048
08.02.2005	593	786	689	1045	586	784	670	1032	607	797	697	1061	604	782	689	1048
10.02.2005	592	785	686	1042	585	783	669	1030	611	801	701	1067	596	774	679	1033
11.02.2005	595	786	688	1045	585	783	669	1030	612	803	703	1070	606	787	690	1051
12.02.2005	596	786	688	1046	584	782	669	1029	612	803	703	1069	605	785	688	1048
13.02.2005	595	786	687	1045	584	782	669	1029	613	804	703	1071	606	787	690	1051

Окончание табл. 2

Дата	Мозырь – Туров				Туров – Пинск				Пинск – Кобрин				Кобрин – 441 км			
	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷²	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷³	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷⁸	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷⁰
Δd	4	3	3	5	6	10	8	14	7	9	8	12	12	17	14	23

Можно констатировать следующие факты:

1. Максимум эквивалентного диаметра в начале участка нефтепровода достигается в первые дни очистки. В конце участка – через несколько дней после завершения очистки.

2. Максимум разницы идентифицированных диаметров до и после процедуры очистки достигается в конце участка.

3. Снижение параметров энергоэффективности происходит только в первый день очистки. В остальные дни наблюдается рост энергоэффективности.

4. В среднем в период пропуска очистных устройств происходит рост производительности на 2 %, а рост удельного расхода электроэнергии только на 0,5 %.

5. Ежемесячное выполнение процедуры очистки не дает существенных изменений идентифицированных диаметров в отличие от нормативной трехмесячной периодичности очистки.

Таблица 3

Характеристики процедуры однократного пропуска очистных устройств на участке «Мозырь – Адамова Застава»

Даты периода пропуска очистного устройства	Производительность	Удельный расход энергии
Среднее за предшествующие 3 дня	100 %	100 %
18.03.2004	99,3 %	100,7 %
19.03.2004	100,1 %	100 %
20.03.2004	100,6 %	99,7 %
21.03.2004	100,7 %	100,2 %
22.03.2004	100,7 %	98,8 %

Таблица 4

Сводные характеристики нескольких пропусков очистных устройств

Участок	Дата	Сопоставление с предыдущим равным периодом	
		Производительность	Удельный расход энергии
«Унеча – Мозырь»	25–26.01.2005	99,1 %	99,3 %
	10–11.02. 2005	106,2 %	101,5 %
	10–11.03.2005	98,7 %	99,3 %

Окончание табл. 4

Участок	Дата	Сопоставление с предыдущим равным периодом	
		Производительность	Удельный расход энергии
«Мозырь – Адамова Застава»	10–14.01.2005	100,7 %	100,9 %
	21–25.01.2005	99,9 %	99,4 %
	04–08.02.2005	101,8 %	103,2 %
	18–22.02.2005	100,2 %	99,9 %
	03–07.03.2005	110,2 %	101,8 %
Среднее		102,1 %	100,6 %

Фактические данные применения присадки FLO-XL на перегоне «Гомель–Защепье» участка магистрального трубопроводов «Унеча – Мозырь» нефтепровода «Дружба» с 03.12.2005 г. по 16.12.2005 г. представлены в табл. 5. Степень ламинаризации потока [8] определялась по уравнениям

$$\alpha(x) = 0,25 + x \cdot (1 - 0,25);$$

$$\beta(x) = \frac{(0,2572(\text{Re}_2 - x \cdot (\text{Re}_2 - \text{Re}_1))^{\alpha(x)-0,25})}{4^{\alpha(x)} \pi^{2-\alpha(x)}}$$

и равенству потерь напора, вычисленных с применением модели присадок и идентифицированного эквивалентного диаметра:

$$\beta(x) \cdot \frac{q^{2-\alpha(x)} v^{\alpha(x)}}{d^{5-\alpha(x)}} = 0,0247 \cdot \frac{q^{2-0,25} v^{0,25}}{(k_d \cdot d)^{5-0,25}},$$

где k_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра; d – паспортный диаметр. Полученные результаты отражены на рис. 2. В табл. 5 дополнительно приведены расчетные значения степени ламинаризации x .

Таблица 5

Данные применения присадки на перегоне «Гомель – Зашебье»

Диаметр трубопровода, мм	Концентрация присадки, г/т	Производительность, %	Удельный расход электроэнергии, %	Эквивалентный диаметр трубопровода 159–233 км (мм)	Идентификация эквивалентных диаметров перегонов после линейных пунктов, мм					
					159–181 км	ЛУПИНГ 181–188 км	188–205 км	205–210 км	210–215 км	215–233 км
					1	2	3	4	5	6
820	0	100	100	809	804	966	804	803	803	795
1020	0			1004	995	1294	990	990	991	991
820	4,3	100,4	99,9	863 $k_d = 106,7\%$ $x = 0,111$	854 106,3 0,104	976 101,0 0,016	863 107,4 0,121	838 104,3 0,071	838 104,4 0,073	841 105,8 0,096
1020	5,3	101,4	99,4	1065 106,1 0,093	1074 107,9 0,119	1320 102,0 0,032	1048 105,9 0,09	1048 105,9 0,09	1043 105,2 0,079	1043 105,2 0,079

Окончание табл. 5

Диаметр трубопровода, мм	Концентрация присадки, г/т	Производительность, %	Удельный расход электроэнергии, %	Эквивалентный диаметр трубопровода 159–233 км (мм)	Идентификация эквивалентных диаметров перегонов после линейных пунктов, мм					
					159–181 км	ЛУПИНГ 181–188 км	188–205 км	205–210 км	210–215 км	215–233 км
					1	2	3	4	5	6
1020	5,3	101,5	99	1061 105,7 0,087	1065 107,0 0,106	1314 101,5 0,024	1045 105,6 0,085	1045 105,6 0,085	994 100,3 0,0	994 100,3 0,0
1020	4,0	100,8	99,6	1054 105,0 0,076	1053 105,8 0,088	1283 99,1 0,0	1039 104,9 0,075	1039 104,9 0,075	1032 104,1 0,062	1032 104,1 0,062

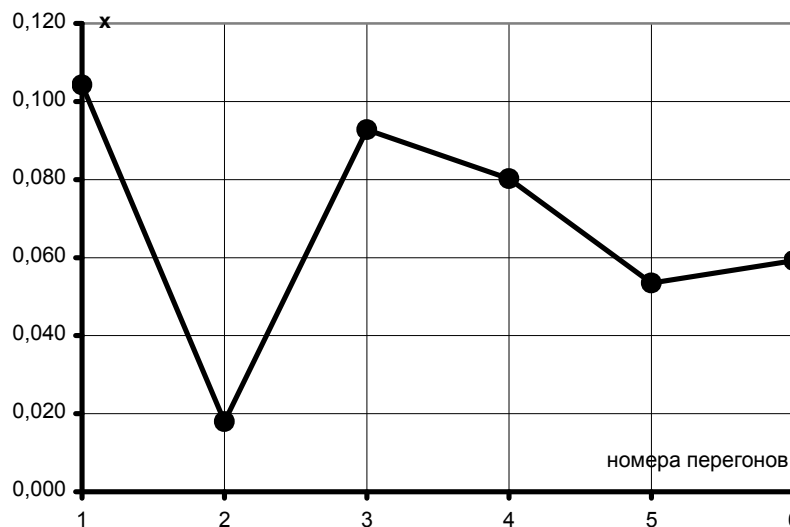


Рис. 2. Изменение степени ламинаризации в зависимости от расстояния от точки впрыска

Заключение

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1. Зависимость степени ламинаризации от расстояния от точки введения присадки является убывающей.

2. Степень ламинаризации резко снижается на лупингах и восстанавливается после них. Причиной этого факта, предположительно, может быть разрушение молекул присадки на резком повороте трубы в лупинг, вызывающее рост доли потока в основном трубопроводе. Требуется экспериментальное подтверждение гипотезы.

3. Результаты применения противотурбулентных присадок дают основание для изучения вопроса об их производстве в республике.

Во второй части статьи приведено описание методов и результатов контроля параметров энергоэффективности, относящихся к стационарным объектам и системе трубопроводного транспорта в целом на участке нефтепровода.

Литература

1. Фиков, А. С. Математическое обеспечение оценки энергосберегающих мероприятий при транспортировке нефти по трубопроводам / А. С. Фиков, Н. В. Токочакова // Наука и образование в условиях социально-экономической трансформации общества : материалы VIII Междунар. науч.-метод. конф. Минск : ЗАО «Современ. знания», 2005. – Ч. 1. – С. 270–273.
2. Влияние параметров технологического оборудования участка нефтепровода на производительность и эффективность использования электроэнергии / А. М. Бордовский [и др.] // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та имени П. О. Сухого. – 2003. – № 1. – С. 73–82.
3. Каптуров, О. П. К вопросу повышения энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти / О. П. Каптуров, Ю. Г. Кузьминский, В. И. Вьюн // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : материалы V Междунар. науч.-техн. конф. – Новополюцк : УО ПГУ, 2006. – С. 117–119.
4. Кутуков, С. Е. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов / С. Е. Кутуков, Р. Н. Бахтизин // Сб. тр. / ИПТЭР. – Уфа : ТрансТЭК, 2003. – Вып. 62 : Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – С. 200–210.

5. Костышин, В. С. Моделирование режимов работы центробежных насосов на основе электрогидравлической аналогии / В. С. Костышин. – Ивано-Франковск : ИФГТУНиГ, 2000. – 163 с.
6. Разработка методов и алгоритмов определения состояния основного оборудования трубопроводного транспорта по результатам диагностики и текущего контроля : отчет о НИР / БелИСА ; Ю. Г. Кузьминский [и др.]. – Минск, 2005. – 53 с. – Рег. № 20051372.
7. Кузьминский, Ю. Г. Разработка системы контроля энергоэффективности перекачки в зависимости от состояния стационарной части нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть Дружба : отчет о НИР / БелИСА ; Ю. Г. Кузьминский, С. Ф. Горбачев, К. Н. Буздалкин, 2005. – С. 118. – Рег. № 20051372.
8. Кузьминский, Ю. Г. Математическое моделирование влияния противотурбулентных присадок на производительность участка нефтепровода / Ю. Г. Кузьминский, С. В. Шилько, В. И. Вьюн // Трение и износ. – 2004. – № 3. – С. 238–243.
9. Поверхностно-активные вещества при подготовке и транспорте нефти / С. Р. Зорина [и др.] // Хим. технология. – 2002. – № 4. – С. 14–19.
10. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций : РД 39-30-1209-84. – Введ. 01.03.85. – Москва, 1985. – 278 с.

Получено 10.10.2006 г.