

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Ю.Г. Кузьминский¹, В.И. Вьюн²

¹ГНУ «Институт механики металлополимерных систем им. В.А. Белого
НАН Беларуси», Гомель, Беларусь,

²УО «Гомельский государственный
технологический университет им. П.О. Сухого», Гомель, Беларусь

Рассматривается метод прогноза энергопотребления. Представлена оценка текущего состояния параметров энергоэффективности технологического процесса РУП «Гомельтранснефть Дружба» и затрат на реализацию методов повышения энергоэффективности.

Прогноз энергопотребления, являющийся одной из задач управления технологическим процессом трубопроводного транспорта нефти на участке магистрального нефтепровода, должен давать экономические оценки влияния параметров.

Неизменными параметрами являются: расстояния, геодезические высоты, эквивалентные диаметры «чистых» трубопроводов, стоимость электроэнергии и присадок, среднестатистическая температура нефти.

В качестве влияющих параметров используются: интервал времени работы; производительность; отклонения диаметра и температуры; средние давления на границах участка; имеющиеся потери давления на станционной технологии и отклонения этого параметра; доля электроэнергии, потребляемой насосными агрегатами; средний КПД насосных агрегатов; предполагаемое перераспределение потоков по трубопроводам в сравнении с режимом гидравлически связанных трубопроводов; количество точек впрыска и концентрация противотурбулентных присадок.

Прогнозными показателями являются: суммарное потребление электроэнергии; стоимость и удельный расход электроэнергии; доля и стоимость потерь электроэнергии для каждого влияющего параметра. Это важно для планирования применения дорогостоящих противотурбулентных присадок, имеющих несколько полезных свойств: повышение производительности, снижение удельного энергопотребления, снижение давлений и повышение безопасности перекачки.

Исходные данные. Основой для разработки прогноза и сопоставления прогнозных и фактических параметров стали базы данных технологических систем, разработанных в ОДО Техносистемпроект для РУП «Гомельтранснефть Дружба» дополнительно к действующей АСУ ТП и α -системе учета

электроэнергии: суточных сводок товарно-транспортного отдела; результатов лабораторного анализа качества нефти нескольких субъектов хозяйствования; идентификации эквивалентных диаметров трубопроводов и характеристик насосных агрегатов.

Статистическая обработка результатов анализа качества нефти дала результаты, представленные в таблице 1. Приведенных данных достаточно для вычисления коэффициентов в известных формулах зависимости плотности и вязкости от температуры:

$$\rho(t) = \rho_{\min} - a(t - t_{\max});$$

$$\nu(t) = \nu_{\min} e^{b(t_{\max} - t)}.$$

Таблица 1

Параметры качества нефти за 2005 год

Параметр	Участок Унеча – Мозырь	Участок Мозырь – Адамово
Максимальная температура, °С	32,1	29,1
Минимальная плотность, кг/м ³	852,9	856,2
Минимальная вязкость, сСт	9,2	11,3
Средняя температура по данным на границах	21,3	17,9
Минимальная температура	11	6,7
Максимальная плотность	866,6	868,2
Максимальная вязкость	18	20,5
Максимальный перепад температур на границах	6,3	12
Минимальный перепад температур на границах	-6,8	1,4

Из приведенных данных видно, что базовым для прогноза может быть значение температуры 20 °С.

Типовая α -система учета электроэнергии концентрирует в базе данных информацию о расходах электроэнергии за каждые полчаса по фидерам, контролирующим поступление энергии по ЛЭП, отпуск ее сторонним потребителям и потребление каждого насосного агрегата. Нефтеперекачивающая станция имеет расходы энергии на собственные нужды в понижающих трансформаторах, приборах контроля параметров, системах защит и регулирования, на охрану труда и т.д. Доля энергии, потребляемой насосными агрегатами, при снижении режимов перекачки уменьшается. Соотношение потребления насосных агрегатов и суммарного потребления по двум станциям за один месяц приведено на рисунке 1.

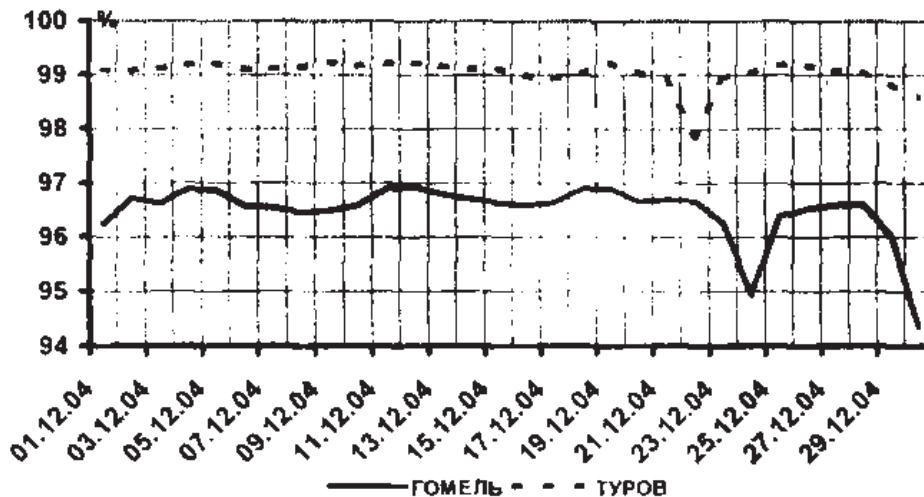


Рис. 1. Доля насосов в энергопотреблении двух НПС за месяц

Нефтеперекачивающая станция «Гомель» ведет подсобное хозяйство, имеет солидную базу аварийно-восстановительной службы, поэтому имеет более низкую долю энергопотребления насосов. Осредненное для предприятия значение доли насосов в энергопотреблении равно 97,7 %.

Входными данными подсистем идентификации характеристик насосных агрегатов и параметров НПС являются аналоговые и логические параметры из специальной базы корпоративной сети. В их число входят давления, объемные скорости потоков и температура нефти по данным ультразвуковых расходомеров, потребляемые мощности насосных агрегатов, получасовые расходы активной и реактивной энергии по фидерам учета, состояния задвижек и перемычек.

Результирующими данными подсистемы (рис. 2 и 3), являются:

- расход электроэнергии по НПС за сутки и суммарная потребляемая мощность, доля насосных агрегатов в потребляемой электроэнергии, потери давления на каждой насосной;

- КПД каждой насосной, определяемых аналогично КПД насосных агрегатов, но на основании разницы давлений на камерах пуска и приема скребка:

$$\eta_{\%}^{nc} = 2,724 \frac{Q \cdot \Delta P_{скр}}{\Sigma N};$$

- для каждого насоса информация о потребляемой мощности (текущая, минимальная суточная, максимальная суточная), развиваемом давлении, объемной скорости потока, плотности нефти, коэффициенте мощности $\cos \varphi$; параметры энергоэффективности каждого насосного агрегата

(текущее КПД и соотношение с паспортным, коэффициенты изменения мощностной и напорной характеристик насосного агрегата);

- для каждого насосного агрегата строятся графики паспортных и текущих характеристик.

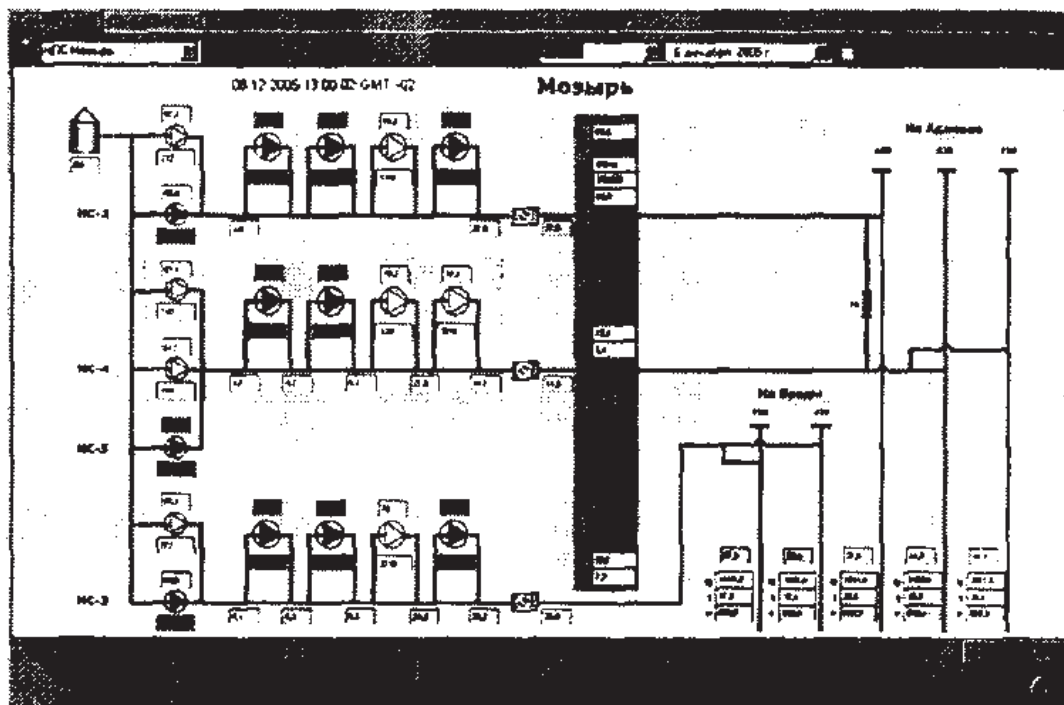


Рис. 2. Данные идентификации характеристик параметров НПС

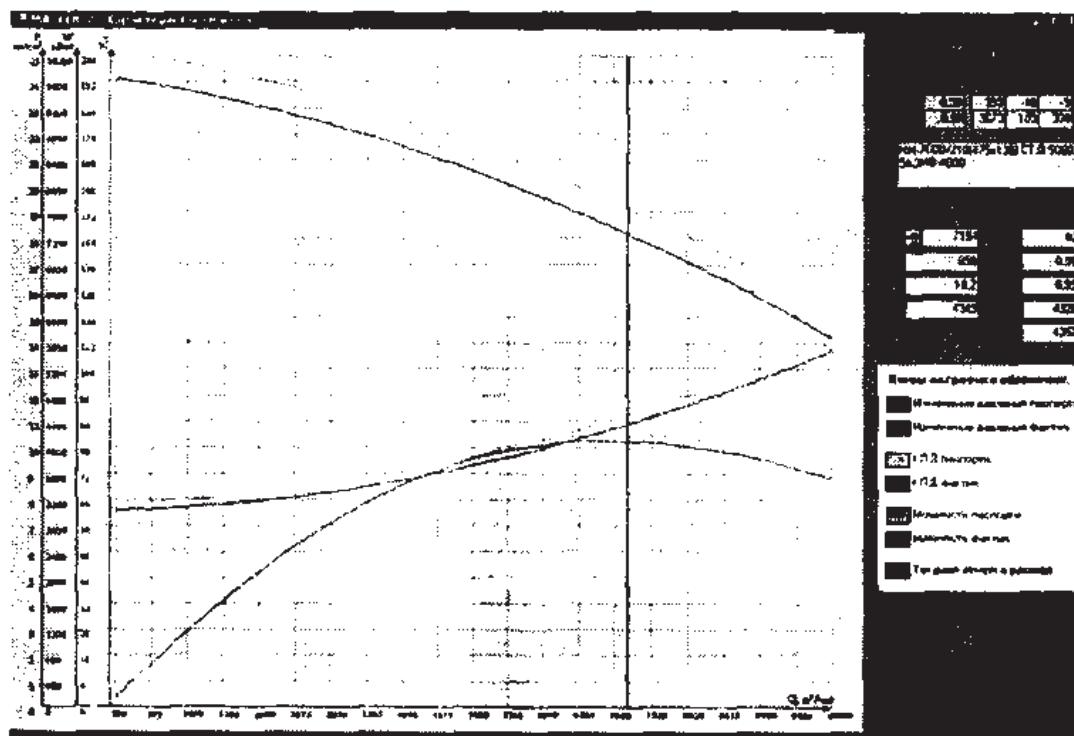


Рис. 3. Данные идентификации насосного агрегата

В таблице 2 приведены значения КПД насосных агрегатов, полученные с помощью программной системы идентификации характеристик насосных агрегатов [2]. Среднее значение КПД с учетом подачи насосов по предприятию составляет 74 %.

Таблица 2

Параметры насосных агрегатов

Параметры станций 06.12.2005

Насос	КПД	Насос	КПД
Гом ³ ₁	73,7	Моз ^{п1} ₂	66,5
Гом ⁴ ₁	75,6	Моз ⁴ ₂	69,4
Гом ² ₂	75,4	Моз ^{п1} ₄	61,6
Гом ⁴ ₂	78,4	Моз ^{п2} ₄	64,7
Защ ² ₁	69,8	Моз ³ ₄	78,3
Защ ⁴ ₁	66,8	Моз ⁴ ₄	76,9
Защ ⁴ ₂	82,0	Тур ¹ ₂	70,3
		Тур ³ ₂	75,5
		Тур ⁴ ₂	75,0
		Пин ¹ ₂	70,3
		Пин ² ₂	75,0
		Пин ³ ₂	78,2
		Коб ² ₂	74,5
		Коб ¹ ₂	75,7

Насосная станция	КПД станции, %	Потери давления, бар
Гомель-1	72,1	1,1
Гомель-2	73,6	1,5
Защевье-1	63,7	2,0
Защевье-2	67,8	3,2
Мозырь-2	66,5	0,0
Мозырь-4	72,4	2,4
Туров-2	67,6	3,1
Пинск-2	69,0	3,7
Кобрин-2	68,9	2,7

Идентификатор Защ²₁ обозначает насосный агрегат № 2 первой насосной НПС Защевье.

Стационарные потери давления происходят на площадке скребков и в контуре САР. В таблице 2 приведена информация о параметрах эффективности насосных станций, полученная системой идентификации. На основании статобработки таких таблиц получены следующие данные для системы прогноза энергопотребления: средними значениями суммарных потерь давления на станциях являются 2 бара для участка Унеча – Мозырь и 6 бар – для участка Мозырь – Адамово.

Падение напора в насосных агрегатах в основном объясняются ростом гидравлических циклических потерь в щелевых уплотнениях.

За 10 000 часов работы, согласно таблице 3 [1], зазор увеличивается с 0,3 до 1,5 мм, при этом гидравлические потери насоса НМ-7000 растут с 75 до 580 м³/ч.

Объемные потери в насосах

Тип насоса	Наработка агрегата, 10 ³ ч	Величина зазора, мм	Объемные потери, м ³ /ч	Потери КПД, %
НМ-2500		0,3	55	2,2
	2,5	0,4	80	3,2
	7,5	0,9	240	10
	10	1,5	435	17,5
НМ-3600		0,3	50	1,4
	2,5	0,4	80	2,2
	7,5	0,9	220	6
	10	1,5	410	11,5
НМ-7000		0,3	75	1,1
	2,5	0,4	110	1,5
	7,5	0,9	320	4,5
	10	1,5	580	8,5

Коэффициент роста зазора определяется по следующему алгоритму:

- по фактическим напору и подаче, коэффициентам квадратичной аппроксимации паспортной характеристики определяем гидравлические потери из уравнения:

$$h_{\text{факт}} = a + b(q_{\text{факт}} + \Delta q) + c(q_{\text{факт}} + \Delta q)^2;$$

- по фактическим давлениям $p_{\text{до}}$ и $p_{\text{за}}$, плотности $\rho(t)$, размерам колеса $d_1 - b - l$ и вычисленным гидравлическим потерям Δq определяем коэффициент роста зазора из уравнения:

$$k = \frac{\Delta q}{2\pi d_1 b \frac{1}{\sqrt{\frac{0,06l}{2b} + 1,5}} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^5 (p_{\text{за}} - p_{\text{до}})}{\rho(t)}}}$$

Так, например, при подаче 6900 м³/ч и снижении напора на 1 % от паспортного значения для НМ-7000*0,9 коэффициент роста зазора имеет значение 2,9, что соответствует наработке примерно в 7500 часов и гидравлическим потерям в 240 м³/ч.

Другой основной причиной снижения КПД насосного агрегата является его использования при подаче, отличающейся от номинала, что в условиях регулирования режимов перекачки комбинацией работающих насосов неизбежно.

Расчеты показывают, что увеличение температуры нефти на 4 °С приводит к снижению кинематической вязкости нефти на 2 сСт, что для ре-

жимов перекачки (например, на участке Мозырь – Адамово) ведет к росту производительности на 1,3 %, росту энергопотребления на 0,5 % и снижению удельного расхода энергии на 1.0 %. Подогрев на НПС нефти на 1 °С требует 2900 кВт, что для промежуточных НПС участка составляет 26 % потребляемой мощности насосных агрегатов. Данный аргумент дает основания не считать тепловые потери в насосе неэффективным использованием электроэнергии.

На основании результатов системы идентификации эквивалентных диаметров [3], пример которых приведен в таблице 4 и на рисунке 4, с паспортными значениями эквивалентных диаметров для прогноза энергопотребления будут 1174 мм для двух ниток участка Унеча – Мозырь и 1076 мм – для трех ниток участка Мозырь – Адамово.

Таблица 4

Соотношение паспортных и идентифицированных диаметров (06.12.2005)

Параметр	Перегоны						
	106 Гомель	Гомель Зашебье	Зашебье Мозырь	Мозырь Туров	Туров Пинск	Пинск Кобрин	Кобрин 441
Паспортный D, мм	1174	1189	1176	1070	1073	1078	1070
Идентифицированный D _Σ , мм	1166	1165	1155	1055	1061	1063	1065
Соотношение, %	99,3	98,0	98,2	98,6	98,9	98,6	99,5
Идентифицированный D ₁ , мм	808	811	788	604	601	610	612
Идентифицированный D ₂ , мм	983	980	983	783	806	798	786
Идентифицированный D ₃ , мм				683	690	699	714

Существенное влияние на энергоэффективность оказывает процедура пропуска очистных устройств. В таблице 5 приведены сведения об изменениях идентифицированных эквивалентных диаметров; в таблице 6 – о средних данных об энергоэффективности за период пропуска очистных устройств.

Можно констатировать следующие факты:

- максимум эквивалентного диаметра в начале участка нефтепровода достигается в первые дни очистки. В конце участка – по прошествии нескольких дней после завершения очистки. Максимум разницы идентифицированных диаметров до и после процедуры очистки достигается в конце участка;
- снижение параметров энергоэффективности происходит только в первый день очистки. В остальные дни наблюдается рост энергоэффективно-

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

- ежемесячное выполнение процедуры очистки не дает существенных изменений идентифицированных диаметров, в отличие от трехмесячной периодичности очистки.

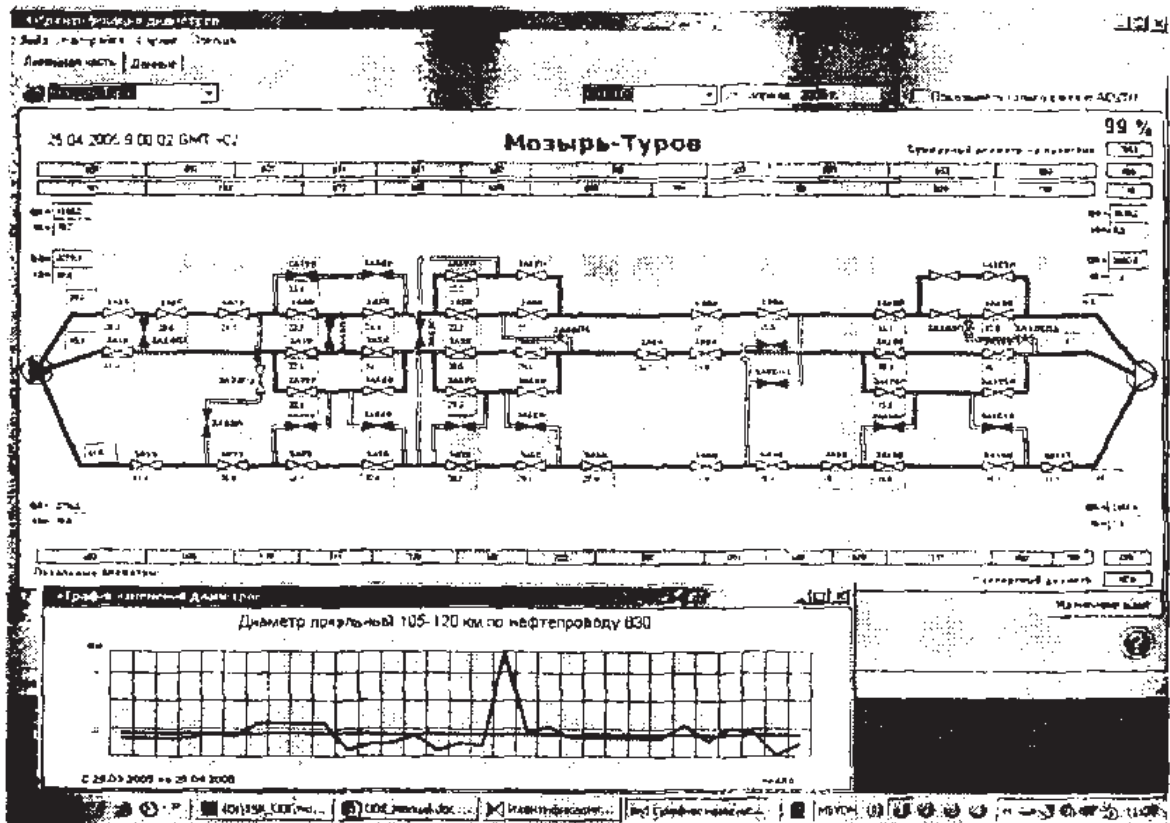


Рис. 4. Результаты идентификации диаметров

Таблица 5

Изменение диаметров участка Мозырь – Адамова Застава при очистке (мм)

Дата	Мозырь – Туров				Туров – Пинск				Кобрин – 441			
	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 ¹⁰⁷⁶
04.02.2005	592	783	685	1041	578	774	661	1018	607	788	691	1052
05.02.2005	594	785	688	1044	579	776	663	1021	608	791	693	1056
06.02.2005	595	785	688	1044	585	783	669	1031	605	788	689	1051
07.02.2005	594	786	688	1044	585	783	669	1030	603	785	688	1048
08.02.2005	593	786	689	1045	586	784	670	1032	604	782	689	1048
10.02.2005	592	785	686	1042	585	783	669	1030	596	774	679	1033
11.02.2005	595	786	688	1045	585	783	669	1030	606	787	690	1051
12.02.2005	596	786	688	1046	584	782	669	1029	605	785	688	1048
13.02.2005	595	786	687	1045	584	782	669	1029	606	787	690	1051
Δd	4	3	3	5	6	10	8	14	12	17	14	23

Таблица 6

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
Мозырь – Адамово	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 – Защелье участка магистральных трубопроводов Унеча – Мозырь нефтепровода «Дружба» с 03.12.2005 г. по 16.12.2005 г. представлены в таблице 7.

При применении противотурбулентных присадок для функционалов коэффициентов формулы Лейбензона [4] применялись зависимости коэффициентов от степени ламинаризации потока x , в прогнозных подходах интерпретируемой как линейно зависящей от концентрации $x = k_y \cdot y$:

$$\alpha(x) = 0,25 + x(1 - 0,75);$$

$$\beta(x) = \frac{0,2572(Re_2 - x \cdot (Re_2 - Re_1))^{\alpha(x)-0,25}}{4^{\alpha(x)} \pi^{2-\alpha(x)}},$$

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

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

где $Re_2 = 3300$ – значение числа Рейнольдса на верхней границе зоны перехода от ламинарного к турбулентному течению; $Re_1 = 2300$ – значение на нижней границе переходной зоны; y – концентрация присадок, г/т; k_y – линейный множитель, идентифицируемый по фактическим данным; k_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра; d – паспортный диаметр.

Таблица 7

Данные применения присадки на перегоне Гомель – Зашебье

Диаметр трубопровод, 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	лулинг 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
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

Полученные результаты отражены на рисунке 5. В таблице 7 дополнительно приведены расчетные значения степени ламинаризации x .

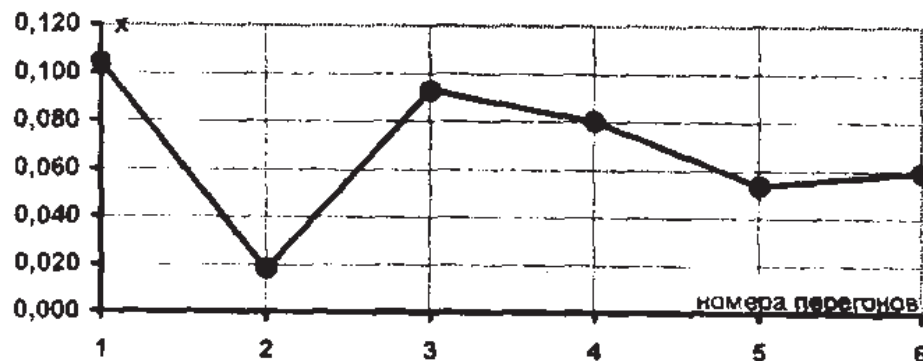


Рис. 5. Изменение степени ламинаризации в зависимости от расстояния до точки впрыска

Линейный характер зависимости степени ламинаризации потока от концентрации присадок применим в интервале концентраций от 0 до 30 г/т [5], дальнейшее увеличение концентрации не дает роста ламинаризации потока.

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

- зависимость степени ламинаризации от расстояния от точки введения присадки является убывающей;

- степень ламинаризации резко снижается на резервных нитках и восстанавливается после них. Причиной этого факта, предположительно, может быть разрушение молекул присадки на повороте трубы в резервную нитку, вызывающее рост доли потока в основном трубопроводе. Требуется экспериментальное подтверждение гипотезы.

Прогноз. Основой для расчета энергопотребления является расширенная обобщенная формула Лейбензона, учитывающая применение присадок, граничные значения давлений, потери давления на станционной технологии, функциональные зависимости вязкости и плотности от температуры:

$$E = \frac{k_E G}{\eta_{VL} \eta_{совств} \eta_{НПС} \eta_d \eta_t \eta_T \eta_q} \left(k_m \beta \frac{v(t)^\alpha \left(\frac{G}{T \rho(t)} \right)^{2-\alpha}}{d^{5-\alpha}} l + (h_K - h_H) + k_p \frac{\Delta p_{НПС} + P_K - P_H}{\rho(t)} \right),$$

где E – вычисляемое потребление электроэнергии, кВт·ч; G – планируемая производительность, т; T – длительность планируемого периода, сут; t – расчетная температура, °С; l – длина участка, км; d – расчетный эквивалентный диаметр системы трубопроводов участка, мм; $\rho(t)$ – плотность при расчетной температуре, кг/м³; $v(t)$ – расчетная вязкость, сСт; h_H и h_K – геодезические высоты в конце и начале участка, м; p_H и p_K – давления в начале и конце участка соответственно, бар; $\Delta p_{НПС}$ – суммарные потери давления на НПС участка; k_E – масштабный множитель перевода произведения массы и напора, кВт·ч; k_m – масштабный множитель перевода исходных параметров в систему СИ; k_p – масштабный множитель перевода давления в напор; α и β – функционалы концентрации противотурбулентных присадок, характеризующие форму течения, равные 0,25 и 0,00247 соответственно при типичном турбулентном течении в трубах с гладкими стенками.

Влияющие параметры: $\eta_{НПС}$ – коэффициент влияния отклонений потерь давления на НПС; η_t – коэффициент отклонений температуры; η_T – коэффициент изменения расчетного периода; η_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра. Несмотря на очевидную нелинейность влияния изменений этих параметров, в практически узкой зоне их изменения может быть использован линейный подход, позволяющий по фактическим дан-

ным определить коэффициент α линейной формулы для этих процентных коэффициентов:

$$\eta_{\text{max}} \left(\frac{P}{P_0} \right) = 100 \left(1 + a \left(1 - \frac{P}{P_0} \right) \right).$$

Экономические параметры энергопотребления базируются на тарифе активной энергии (USD/кВт·ч) и стоимости присадок (от 8000 до 15000 USD/т).

Перераспределение потоков. Если на многониточном участке нефтепровода распределение потоков по трубопроводам будет отличаться от того, которое устанавливается в гидравлически связанном режиме их работы, то это ведет к дополнительным расходам энергии.

Формула расчета коэффициента влияния при перераспределении потоков по двум трубопроводам имеет вид:

$$\eta_q(k_l, k_{q1}, d_1, d_2) = \frac{100}{1 + \left[\frac{\frac{(1 - fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_2^{5-\alpha}} + \frac{(fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_1^{5-\alpha}}}{\frac{fq(d_1, d_2)^{2-\alpha}}{d_1^{5-\alpha}}} - 1 \right] k_l},$$

где k_l – доля протяженности участка с перераспределением потока; k_{q1} – коэффициент изменения потока по первому из двух трубопроводов; d_1 и d_2 – диаметры трубопроводов.

Функция определения доли стандартного распределения потока по первому из двух трубопроводов

$$fq(d_1, d_2) = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{\frac{5-\alpha}{2-\alpha}} \right]}.$$

Известные формулы определения эквивалентных диаметров лупинга и вставки позволяют распространить методику определения коэффициента влияния при перераспределении потоков на многониточные трубопроводы.

Результаты. Апробация и уточнение методики выполнялись по данным за 2006 год на участке Унеча – Мозырь, разделенном на 106 км между Брянским ОАО УМН «Дружба» и РУП «Гомельтранснефть Дружба», имеющих на своих частях по две НПС, и участке Мозырь – Адамово, практически полностью управляемом гомельским предприятием и включаю-

шем четыре НПС. Согласование режимов перекачки между двумя субъектами приводит к нестабильности режимов перекачки на восточном участке, в отличие от западного участка с более стабильными режимами. На головной ЛПДС Мозырь западного участка параллельная работа двух насосных на три нитки привела к перераспределению потоков на ¼ части нефтепровода. Приоткрытие входной перемычки на НПС «Гомель» восточного участка породило заметное перераспределение потоков на ½ белорусской части нефтепровода.

Таблица 8

Исходные параметры прогноза

Влияющие параметры прогноза

	Унеча – Мозырь	Мозырь – Адамово							
D	1,174	1,076	м	Базовые значения	D _Δ	-0,007	-0,01	м	Поправки
L	183	444	км		T _Δ	-5	-9	дни	
G	70000000	40000000	т		t _Δ	1,3	-2,1	град	
T	365	365	дни		ΔP _{НПС}	2	6	бар	
i	20	20	град		k _г	0,33	0,25		
h _{нач}	132	158	м		k _{дг}	1,05	0,73		
h _{кон}	158	165	м		d ₁	0,802	0,612	м	
ΔP _{НПС}	2	6	бар		d ₂	0,998	0,974	м	
P _{нач}	32	0,5	бар		q _{дг}	0,356	0,221		
P _{кон}	2	9	бар						
П _{собст}	97,7	97,7	%						
η _{МА}	75	75	%						
Тариф	0,05	0,05	\$/кВт·ч						
ρ	858,8	858,8	кг/м ³						
v	13,2	13,2	с/ст						

Таблица 9

Итоги прогноза энергопотребления

П _{собст}	97,7	97,7	%	Влияние поправок	0,122	0,217	Стоимость, млн \$
η _{НПС}	94,23	93,81	%		0,307	0,585	
η _т	95,80	96,40	%		0,224	0,341	
η _г	101,71	98,79	%		-0,091	0,114	
η _д	95,03	96,34	%		0,265	0,346	
η _{дг}	99,91	98,92	%		0,005	0,102	
E	106506034	188961551	кВт·ч				
Стоимость	5,325	9,448	млн \$				
A	8,31	10,64	кВт·ч/т·1000 км				

Из приведенных расчетов результатов прогноза для абстрактной производительности (табл. 9) и на основе базовых и влияющих параметров (табл. 8) можно сделать следующие выводы:

- базовые параметры задаются однократно и легко определяются. Для вычисления влияющих параметров требуется наличия систем сбора и обработки соответствующих данных;

- точность прогноза является достаточной для практических применений как в целях поиска источников экономии электроэнергии, так и в целях обоснования для надзорных органов затруднительности дальнейшей экономии;

- проводится экономическая оценка затрат на потери давления на НПС, расходов на обеспечение безопасности технологических режимов, отклонений от физических основ распределения потоков. Дана экономическая оценка «климатических» факторов;

- большое влияние на энергопотребление имеет поправка длительности планируемого периода (простои). Для концевых нефтепроводов (на НПЗ, от добывающих предприятий) характерен прерывистый режим перекачки, что ведет к необоснованным перерасходам электроэнергии;

- появилась экономическая основа управления периодичностью пропуска скребков. Проведившиеся исследования показали, что сама процедура пропуска скребка на протяженном участке нефтепровода не несет дополнительных энергетических затрат. Уже в самом процессе очистка наблюдается рост производительности и снижение удельного расхода энергии. Пропуск очистных устройств чаще, чем раз в месяц, не приводит к значительному увеличению эквивалентного диаметра.

В Гомельтранснефти присадки использовались в незначительной концентрации (5 г/т) только в случае длительных ремонтных работ на линейной части. Однако и в таких ситуациях система идентификации эквивалентного диаметра фиксировала заметный рост диаметра.

В таблице 10 приведены результаты прогноза применения присадок в рабочей концентрации 15 г/т на двух НПС западного участка с остановкой других двух НПС. При двукратном снижении энергопотребления и удельного расхода энергии стоимость перекачки возрастет примерно на 5 %. Но уже при тарифе 0,11 \$/кВт·ч снижение затрат составит почти 20 %. На основе такого прогноза облегчается выбор присадок по стоимостному фактору и обоснование возможности применения присадок.

В таблице 11 дана оценка затрат на снижение годового потребления электроэнергии в размере 6 % (1,8 млн USD). Доведение до предприятий плановых показателей снижения энергопотребления в случае трубопро-

водного транспорта имеет границы, переступить которые весьма затратное мероприятие.

Таблица 10

Применение присадок

Присадки $x = k_y(y)$				Статистика присадок 03-09.11.2004	
α	β	x	y (г/т)	y (г/т)	x
0,46845	0,13476	0,291	15	4,3	0,111
Цена		8000	\$/т	5,3	0,093
Кратность		2	раз	5,3	0,087
				4,0	0,076
E		99921210	кВт·ч	Среднее	
Стоимость присадок		14.596	млн \$	4,7	0,092
		9,600	млн \$	Re ₁	2300
				Re ₂	3300

Таблица 11

Требуемые изменения влияющих параметров

Параметр	Требуемое изменение	Затраты	Комментарий
Длительность периода	Добавить 8 дней для участка Унеча – Мозырь и 13,5 для участка Мозырь – Адамово к базовым 350 дням		Сокращение времени ремонтов. Снижение безопасности
Температура	Увеличить температуру на 5 °С для участка Унеча – Мозырь и на 10 для участка Мозырь – Адамово		Прогрев нефти на 4 °С требует роста на 27 % энергопотребления
КПД насосных агрегатов	Увеличение на 2,5 % для участка Унеча – Мозырь и на 4 для участка Мозырь – Адамово		Сокращение межремонтного периода насосных агрегатов до полугода
Потери давления на НПС	Снижение на 3,5 бар для участка Унеча – Мозырь и на 9 для участка Мозырь – Адамово		Базовые прогнозные значения равны 2 бар и 6 соответственно
Эквивалентный диаметр	Увеличение на 12 мм для участка Унеча – Мозырь и на 16 для участка Мозырь – Адамово	45,6 млн USD	Строительство лупингов диаметром 1020 мм длиной 12 и 45 км соответственно
Присадки	Концентрация 1 г/т на 2 и 4 НПС участков	2,8 млн USD	Рабочие концентрации от 5 до 20 г/т

Заключение. Представленная в статье методика прогноза энергопотребления с выделением оценок влияния на энергопотребление противотурбулентных присадок, перераспределения потоков, изменения длительности планируемого периода, эквивалентного диаметра, потерь давления на НПС, температуры, расходов энергии на собственные нужды НПС облегчает планирование применения присадок, очистных операций и других методов повышения энергоэффективности технологического процесса трубопроводного транспорта нефти.

Наиболее значительное отрицательное влияние на энергоэффективность на участке нефтепровода оказывают простои, потери давления на стационарной технологии и уменьшение эквивалентного диаметра трубопроводов.

Производство присадок, близких по характеристикам к FLO-XL [5], позволит снизить их стоимость, что сделает применение присадок доступным средством, обеспечивающим одновременно рост производительности, снижение энергоемкости и повышение безопасности нефтеперекачки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций: РД 39-30-1209-84. – М., 1985.
2. Кузьминский, Ю.Г. Методы и средства контроля энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти в реальном масштабе времени / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн, А.А. Костюченко // Вестн. ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2007. – № 2. – Ч. 1. Линейные параметры. – С. 81 – 90; Ч. 2. Стационарные и системные параметры. – С. 91 – 100.
3. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация эквивалентных диаметров магистральных трубопроводов / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 87 – 89.
4. Кузьминский, Ю.Г. Определение параметров вязкого течения нефти при действии противотурбулентных присадок / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2006. – № 11. – С. 14 – 17.
5. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах / Ф.Г. Гумеров [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы 5 междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк, 2006. – С. 120 – 124.