

УДК 621.311

## **ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ОТ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ**

**Н. В. ТОКОЧАКОВА**

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

Для предприятий транспорта нефти актуальной является оценка энергетической эффективности мероприятий, направленных на улучшение технологических показателей транспортировки нефти, поскольку 98,5 % общего потребления ТЭР приходится на электрическую энергию (ЭЭ) технологических нужд. Уровень энергетической эффективности транспортировки нефти определяется качественным обслуживанием линейной части нефтепровода, степенью использования паспортных характеристик оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС), а также реализацией мероприятий программы энергосбережения. Основной технологической единицей, входящей в состав НПС и потребляющей значительную часть ЭЭ, является насосный агрегат (НА). Так, на одном из предприятий транспорта нефти установленная мощность насосного оборудования достигает 170 МВт. Включение в работу различных составов НА обеспечивает транспортировку заданных объемов нефти в условиях постоянно изменяющейся производственной программы. В то же самое время даже однотипные НА имеют различные мощностные характеристики. Таким образом, оценка экономии ЭЭ от управления составом включенных НА является актуальной.

На режимы электропотребления при транспортировке нефти по трубопроводам влияет множество факторов, основными из которых являются: количество и тип включенных НА, обеспечивающих заданный грузооборот нефти в сформировавшихся условиях; конфигурация нефтепровода; температурные условия транспортировки нефти. Выбор состава НА определяется как объективными, так и субъективными факторами (рис. 1).

К объективным факторам относится изменение состояния системы нефтепровода: выключение и включение в работу участков нефтепровода, изменение вязкости нефти в зависимости от сезона, unplanned вывод в ремонт альтернативного НА. С распадом СССР появились технологически незавершенные участки нефтепровода: начало такого участка лежит на территории одного государства (отдающая сторона), а его конец - на территории другого (принимающая сторона). При этом затраты на транспортировку нефти по участку нефтепровода несут предприятия обоих государств. Изменение состава НА отдающей стороны объективно влияет на состав НА принимающей стороны и наоборот. К субъективным факторам, влияющим на выбор того или иного состава НА относятся человеческий фактор и плановый вывод в ремонт альтернативного НА. Состав работающих НА является реакцией диспетчера на изменившееся состояние системы нефтепровода.

Ранее показано [1], [2], что аналитические зависимости неприемлемы для описания режимов электропотребления нестабильно работающих участков нефтепровода. Поэтому оценка экономии ЭЭ от управления составом НА возможна с использованием расчетно-статистических моделей режимов электропотребления участков неф-

тепровода, дифференцированных по составам НА при одинаковых условиях функционирования нефтепровода. Статистической основой данных моделей является суточная информация по фактически сложившимся режимам электропотребления участков нефтепровода и параметрам технологического процесса: грузообороту ( $P$ ), вязкости ( $\nu$ ) нефти, эквивалентному диаметру нефтепровода ( $d_3$ ). *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. Следует отметить, что указанные параметры используются при описании режимов электропотребления участка нефтепровода на основе физических закономерностей протекания нефти по трубопроводам [1].

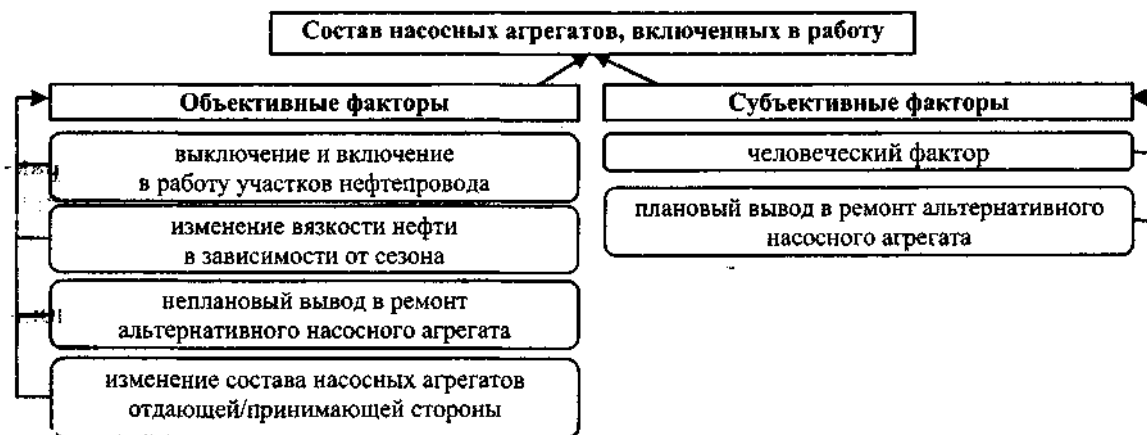


Рис. 1. Факторы, влияющие на выбор состава НА

Грузооборот связан нелинейной зависимостью с вязкостью и эквивалентным диаметром нефтепровода. Однако при построении модели режимов электропотребления на рассматриваемом интервале грузооборота нефти, характерном для данного участка нефтепровода, взаимосвязью между технологическими факторами возможно пренебречь, поскольку максимальная погрешность аддитивной модели на данном интервале грузооборота не превышает 3-5 %.

Зависимость расхода ЭЭ на транспортировку нефти по нефтепроводу на *выбранном интервале грузооборота* может быть представлена в виде аддитивной расчетно-статистической модели, способ построения которой описан ранее [3]:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_\nu \cdot \nu + \beta_d \cdot d_3 + \beta_0, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (1)$$

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

Область применения данной модели ограничивается максимальным и минимальным значением каждого фактора, включенного в данное уравнение регрессии на рассматриваемом интервале грузооборота:

$$\begin{cases} P \in [P_{\min}; P_{\max}] \\ v \in [v_{\min}; v_{\max}] \\ d_3 \in [d_{3\min}; d_{3\max}] \end{cases} \quad (2)$$

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,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $d_{3\min}, d_{3\max}$  – соответственно минимальное и максимальное значения эквивалентного диаметра нефтепровода в выборке статистической информации, м.

Коэффициенты регрессии модели (1) отражают усредненное влияние факторов включенных в модель на режимы электропотребления для текущего состояния системы нефтепровода. Так, например, постоянное включение (отключение) НА отдающей стороной не учитывается в модели напрямую каким-либо фактором, а влияет на коэффициенты регрессии.

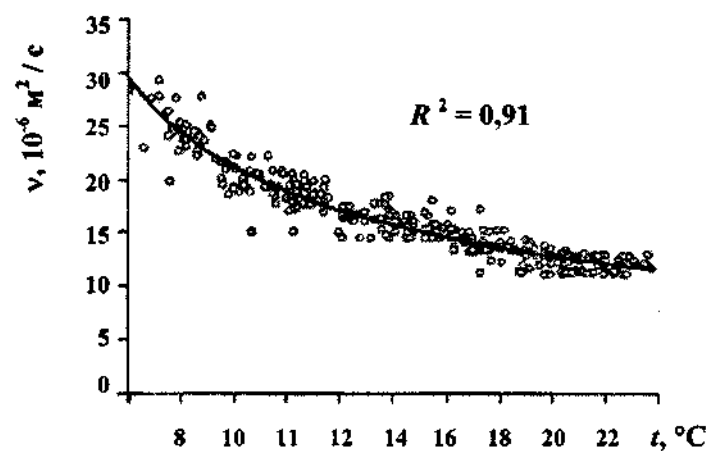


Рис. 2. Зависимость кинематической вязкости нефти от ее температуры

Говоря о вязкости нефти как о вероятностном факторе, влияющем на режимы электропотребления участка нефтепровода, необходимо отметить его сильную корреляционную взаимосвязь с температурой нефти (рис. 2). Таким образом, в модели (1) вязкость нефти может быть заменена на температуру нефти без снижения ее адекватности.

Анализ существующих гидравлических режимов транспортировки нефти для предприятий трубопроводного транспорта нефти Республики Беларусь показал, что в подавляющем большинстве случаев режим течения нефти является турбулентным в зоне Блазиуса, что позволяет выражения для расчета эквивалентного диаметра нефтепровода выразить в удобном для использования виде [4]:

- для лупинга (рис. 3, а)

$$d_3 = \left( \sum_i d_i^{4,75/1,75} \right)^{1,75/4,75}, \text{ м}, \quad (3)$$

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

- для вставки (рис. 3, б)

$$d_3 = \sqrt[4.75]{\sum_i l_i / \sum_i \frac{l_i}{d_i^{4.75}}}, \text{ м}, \quad (4)$$

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

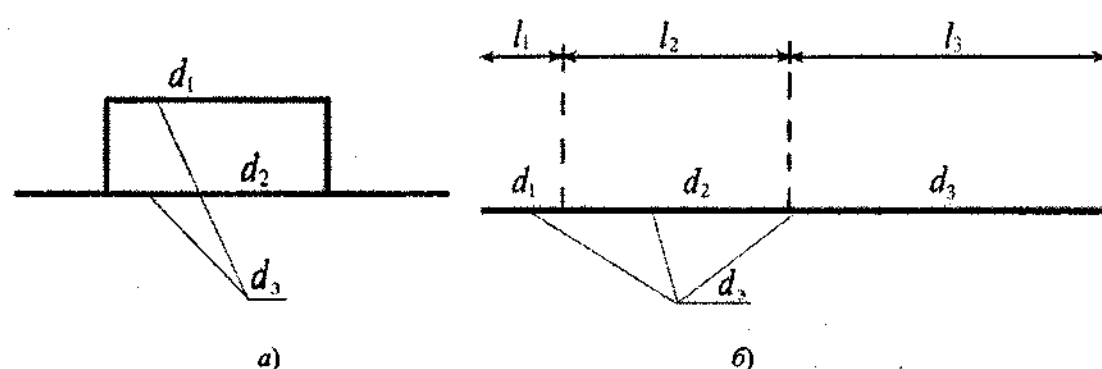


Рис. 3. Расчетная схема определения  $d_3$ : а – для лупинга; б – для вставки

Эквивалентный диаметр участка нефтепровода может быть рассчитан с использованием унифицированного выражения Л. С. Лейбензона расчета потерь напора по длине нефтепровода [4]:

$$d = \left( 0,0247 \frac{q^{1,75} v^{0,25}}{\Delta h} l \right)^{1/4,75}, \text{ м}, \quad (5)$$

где  $q$  – расход нефти,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $v$  – кинематическая вязкость нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $l$  – протяженность участка нефтепровода, м;  $\Delta h$  – потери напора по длине участка нефтепровода, м.

Способ оценки экономии ЭЭ от смены составов НА описывается следующим алгоритмом:

- 1) выполняется кодировка состояний НА;
- 2) формируется информационная база данных (ИБД) по суточному электропотреблению, технологическим параметрам транспортировки нефти, а также по коду состава НА ( $\theta$ );
- 3) с использованием ИБД формируются исходные временные ряды суточных значений расхода электроэнергии  $\{W_i\}_{i=1,n}$ , грузооборота  $\{P_i\}_{i=1,n}$ , вязкости нефти  $\{v_i\}_{i=1,n}$  (температуры нефти  $\{t_i\}_{i=1,n}$ ), кода режимов  $\{\theta_i\}_{i=1,n}$  за исследуемый период времени ( $n$  – количество дней); при изменении конфигурации нефтепровода дополнительно формируется временной ряд значений  $\{d_{эi}\}_{i=1,n}$ ;
- 4) из сформированных временных рядов исключаются сутки с недостоверными данными (выбросы):

$$\{W_i\}_{i=1,k}; \{P_i\}_{i=1,k}; \{v_i\}_{i=1,k}; \{d_{эi}\}_{i=1,k}; \{\theta_i\}_{i=1,k}; (k \leq n);$$

- 5) сформированные временные ряды дифференцируются по коду состава НА, определяются характерные составы НА:

$$\begin{bmatrix} \{W_i\}_{i=1, f_1} & \{P_i\}_{i=1, f_1} & \{v_i\}_{i=1, f_1} & \{d_{si}\}_{i=1, f_1} & \theta_1 \\ \{W_i\}_{i=1, f_2} & \{P_i\}_{i=1, f_2} & \{v_i\}_{i=1, f_2} & \{d_{si}\}_{i=1, f_2} & \theta_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{W_i\}_{i=1, f_m} & \{P_i\}_{i=1, f_m} & \{v_i\}_{i=1, f_m} & \{d_{si}\}_{i=1, f_m} & \theta_m \end{bmatrix},$$

где  $m$  – количество характерных составов НА;  $f_m$  – количество суток работы состава  $\theta_m$ ;

б) полученные временные ряды для  $m$  составов НА сглаживаются скользящим средним с периодом усреднения  $\tau$ :

$$\bar{W}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} W_j; \quad \bar{P}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} P_j; \quad \bar{v}_i = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} v_j; \quad \bar{d}_{si} = \frac{1}{\tau} \sum_{j=i}^{i+\tau-1} d_{sj};$$

$$\begin{bmatrix} \{\bar{W}_i\}_{i=1, f_1-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, f_1-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, f_1-\tau+1} & \{\bar{d}_{si}\}_{i=1, f_1-\tau+1} & \theta_1 \\ \{\bar{W}_i\}_{i=1, f_2-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, f_2-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, f_2-\tau+1} & \{\bar{d}_{si}\}_{i=1, f_2-\tau+1} & \theta_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \{\bar{W}_i\}_{i=1, f_m-\tau+1} & \{\bar{P}_i\}_{i=1, f_m-\tau+1} & \{\bar{v}_i\}_{i=1, f_m-\tau+1} & \{\bar{d}_{si}\}_{i=1, f_m-\tau+1} & \theta_m \end{bmatrix}$$

Выбор параметра  $\tau$  ведется по наименьшей продолжительности работы характерного состава НА (табл. 1).

Таблица 1

Рекомендуемые значения  $\tau$  в зависимости от длины временного ряда

$\min \{f_m\}$ , сут	21   25		26   30		31   40		41   50		51   60		61   92		93   120		121   140		141   ...	
	$\tau$																	
	7		10		12		16		20		30		50		70		90	

Поскольку сложившаяся в Республике Беларусь система отчетности по экономии ТЭР является ежемесячной, то желательно соответствие периода усреднения  $\tau$  тридцати суткам. Что накладывает ограничение на  $\min \{f_m\}$ . Однако результаты расчетов по моделям с  $\tau > 30$  незначительно отличаются от аналогичных моделей с  $\tau = 30$ , что позволяет при необходимости варьировать  $\tau$  [3];

7) на основе сглаженных временных рядов строятся модели режимов электропотребления, дифференцированные по составам НА:

$$\begin{bmatrix} \bar{W} = a_1 \cdot \bar{P} + b_1 \cdot \bar{v} + c_1 \cdot \bar{d}_3 + d_1, & \text{КОД НА} = \theta_1 \\ \bar{W} = a_2 \cdot \bar{P} + b_2 \cdot \bar{v} + c_2 \cdot \bar{d}_3 + d_2, & \text{КОД НА} = \theta_2 \\ \vdots & \vdots \\ \bar{W} = a_m \cdot \bar{P} + b_m \cdot \bar{v} + c_m \cdot \bar{d}_3 + d_m, & \text{КОД НА} = \theta_m \end{bmatrix},$$

8) построенные модели попарно анализируются, для чего приводятся к одинаковым условиям функционирования нефтепровода (фиксируются значения вязкости и эквивалентного диаметра нефтепровода). На рис. 4 изображены модели режимов

электропотребления  $\theta_{m-1}$  и  $\theta_m$  составов НА, приведенные к одинаковым условиям. Маркерами отмечены  $f_{m-1}$  суток со значениями электропотребления  $\bar{W}_{m-1}$ ;

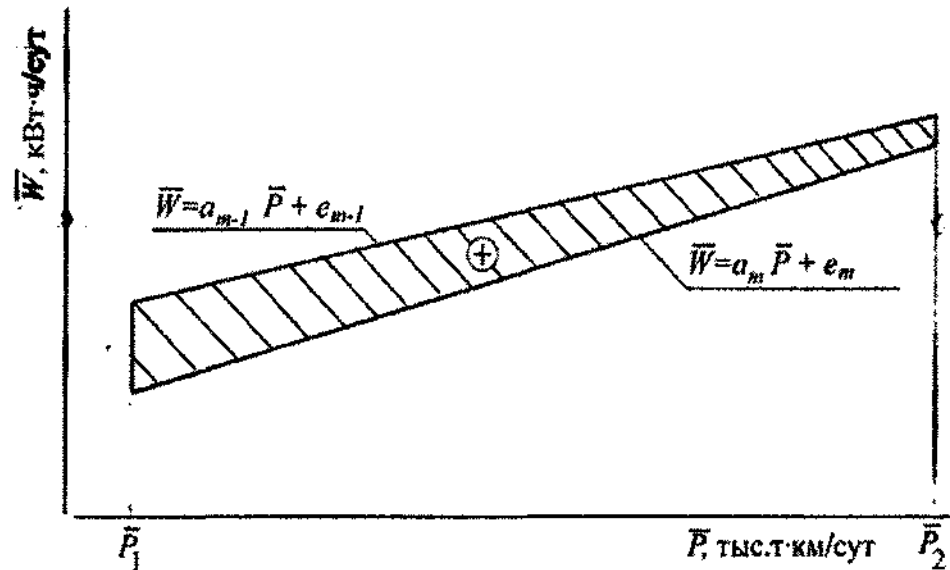


Рис 4 Модели режимов электропотребления  $\theta_{m-1}$  и  $\theta_m$  составов НА

9) исходя из предположения о равномерности распределения значений  $\bar{W}_{m-1}$  на модели  $\theta_{m-1}$ , экономия ЭЭ за интервал времени  $n$  определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \left[ \int_{P_1}^{P_2} (a_{m-1} \bar{P} + e_{m-1}) d\bar{P} - \int_{P_1}^{P_2} (a_m \bar{P} + e_m) d\bar{P} \right] \frac{f_{m-1}}{P_2 - P_1} = \\ &= \left[ (a_{m-1} - a_m) \cdot \frac{P_2 + P_1}{2} + (e_{m-1} - e_m) \right] \cdot f_{m-1}. \end{aligned} \quad (6)$$

Для оценки экономии ЭЭ от управления составом НА, с использованием представленного алгоритма, выполнен анализ режимов электропотребления головной станции ЛПДС «Полоцк» участка нефтепровода «Полоцк - Мажейкяй - Бутинге». Технологически незавершенный белорусский участок нефтепровода «Полоцк - Мажейкяй - Бутинге» является частью двухниточной системы нефтепровода, пролегающего от головной станции ЛПДС «Полоцк» до НПС «Биржай», где происходит разделение трубопроводов по направлениям «Вентспилс» и «Мажейкяй - Бутинге». В системе нефтепровода транспортировка нефти осуществляется ЛПДС «Полоцк» по схеме «из резервуара - в насос», и расположенными по трассе НПС «Скрудалиена», НПС «Биржай», НПС «Ионикште» по схеме «из насоса - в насос». За исследуемый промежуток времени транспортировка нефти осуществлялась по двум трубопроводам до НПС «Биржай» и далее до «Мажейкяй - Бутинге» по одному трубопроводу. По направлению «Вентспилс» транспортировка нефти не велась. Конфигурация нефтепровода не изменялась.

В исследуемом интервале времени зафиксировано 35 комбинаций включений НА на ЛПДС «Полоцк», 5 из которых являются характерными. Модели электропотребления для характерных составов НА представлены на рис. 5-7.

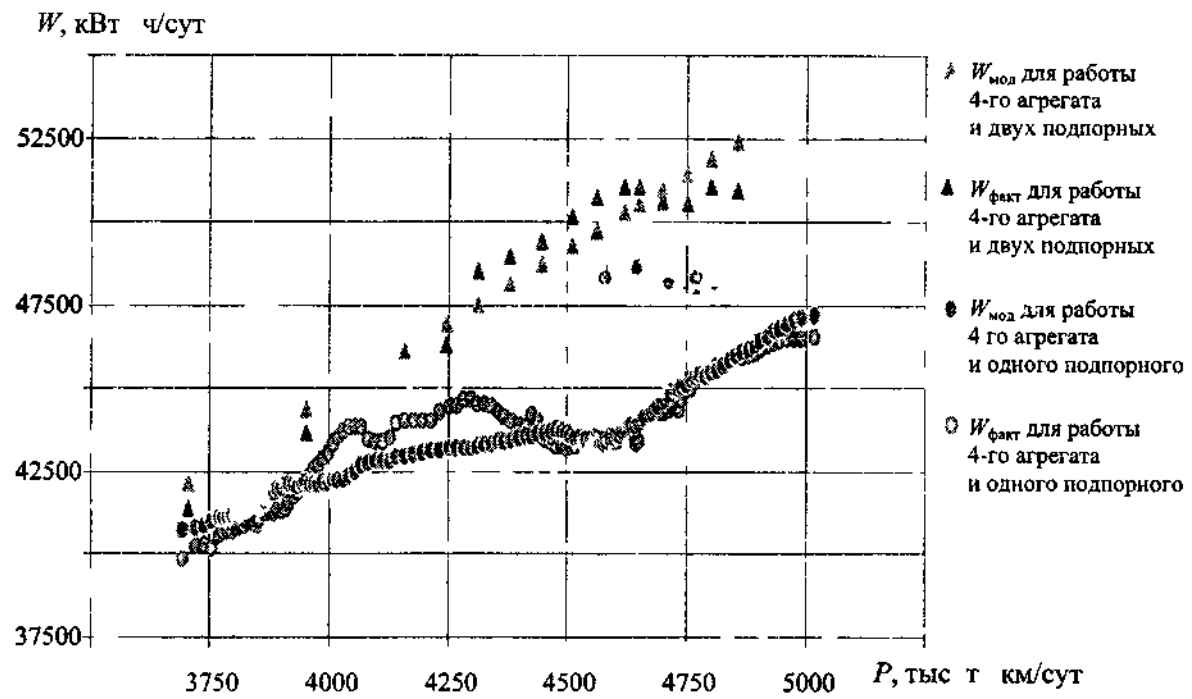


Рис 5 Модели режимов электропотребления при работе 4-го агрегата

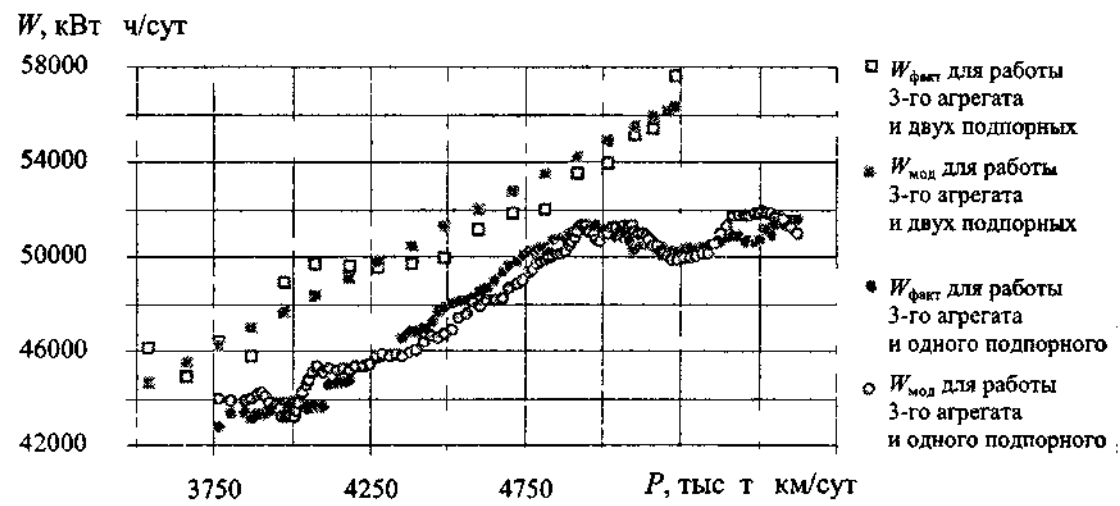


Рис 6 Модели режимов электропотребления при работе 3-го агрегата

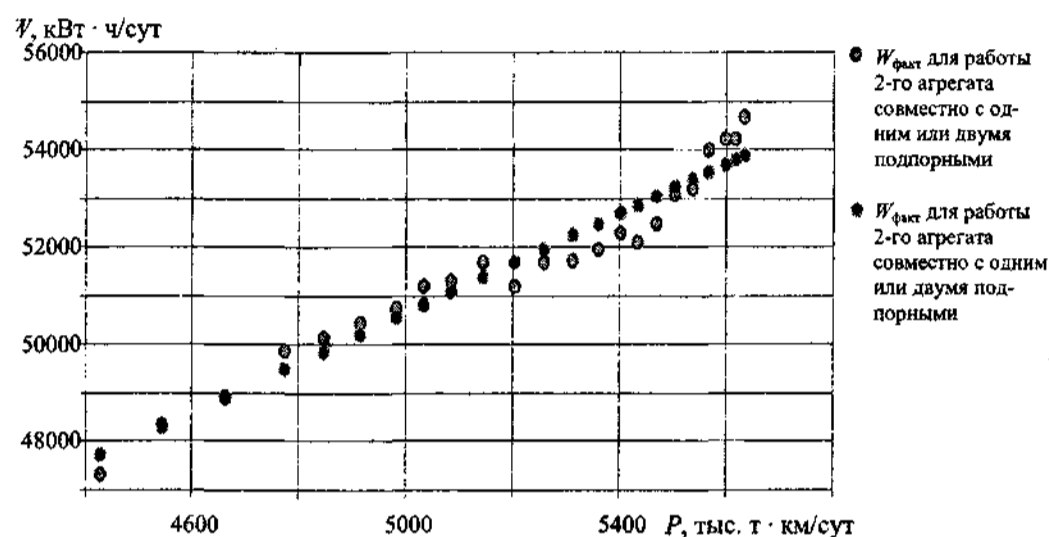


Рис. 7. Модели режимов электропотребления при работе 2-го агрегата

В результате проведенных исследований получены двухфакторные модели общего электропотребления от грузооборота нефти и ее температуры для трех наиболее часто используемых на ЛПДС «Полоцк» НА. Фактор температуры введен для возможности приведения моделей к одинаковым условиям с целью совместного анализа полученных моделей. Для агрегата № 2 получение двухфакторной модели невозможно из-за недостаточности статистических данных, поэтому совместный анализ данной модели с моделями режимов электропотребления остальных МА возможен лишь при средней температуре за интервал времени включения агрегата № 2, составившей 5 °С. Эквивалентный диаметр нефтепровода в модель не вводился, поскольку за исследуемый промежуток времени конфигурация нефтепровода была неизменной. Параметры полученных моделей представлены в табл. 2. Данные модели режимов электропотребления характеризуются высоким нормированным коэффициентом детерминации ( $R_{adj}^2$ ) и невысокой максимальной относительной погрешностью ( $\delta_{max}$ ).

Таблица 2

Параметры расчетно-статистических моделей электропотребления дифференцированных по составу НА

Исследуемый состав НА	Модель удельного электропотребления $W_{уд}$ , кВт·ч/тыс. т·км	Диапазон применимости модели по грузообороту, тыс. т·км	Диапазон применимости модели по температуре, °С	$R_{adj}^2$	$\delta_{max}$ , %	$\tau$
4-й агрегат и один подпорный	$W = 4,187 \cdot P - 268 \cdot t + 27917$	3750–5000	+6,3...+14,3	0,88	3,46	30
3-й агрегат и один подпорный	$W = 2,480 \cdot P - 1162 \cdot t + 44609$	3750–5500	+4,8...+9,8	0,95	3,65	30
2-й агрегат и один подпорный	$W = 5,110 \cdot P + 25046$	4400–5600	–	0,95	1,47	12



Сравнительный анализ моделей режимов электропотребления для 4-го и 3-го НА при температуре 8 °С показал (рис. 7), что при одном и том же грузообороте нефти потребление ЭЭ 4-м агрегатом ниже по сравнению с 3-м, что объясняется различием исследуемых агрегатов по своим техническим характеристикам (меньшим диаметром рабочего колеса 4-го агрегата относительно 3-го). Включение в работу 3-го НА обуславливается наличием объективных факторов и не может рассматриваться как нерациональное использование ЭЭ.

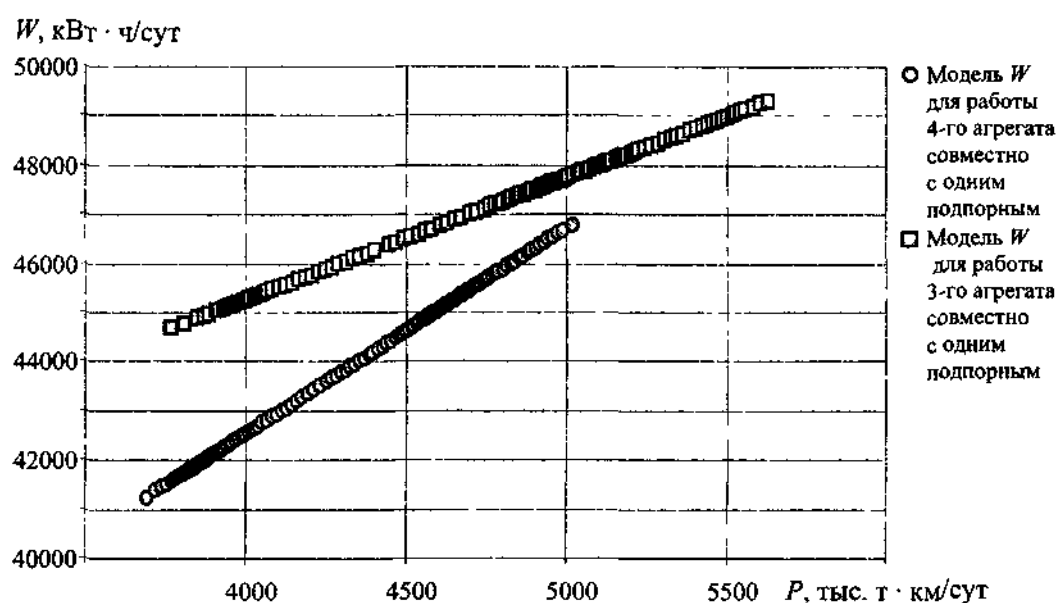


Рис. 8. Модели режимов электропотребления НА № 4 и 3 при температуре 8 °С

Для оценки экономии ЭЭ от управления составом НА необходимо рассматривать однотипные НА (или агрегаты с «одинаковыми» по паспорту характеристиками), включение которых обусловлено лишь в основном субъективными факторами. Таким образом, наибольший интерес представляют НА № 2 и 3, обладающие «одинаковыми» по паспорту техническими характеристиками. На рис. 9 представлены модели режимов электропотребления для 2-го и 3-го НА при температуре 5 °С. Для исследуемых составов НА, в допустимом температурном диапазоне, существует точка пересечения моделей расхода ЭЭ 2-го и 3-го агрегатов, равная 5200 тыс. т · км/сут. При значениях суточного грузооборота нефти меньших 5200 тыс. т · км/сут. месячная экономия ЭЭ при использовании 2-го НА достигает в максимуме 3,8 % от электропотребления 3-го агрегата, а при значениях суточного грузооборота нефти больших 5200 тыс. т · км/сут. экономия ЭЭ при использовании 3-го НА достигает в максимуме 1,9 % от электропотребления 2-го агрегата.

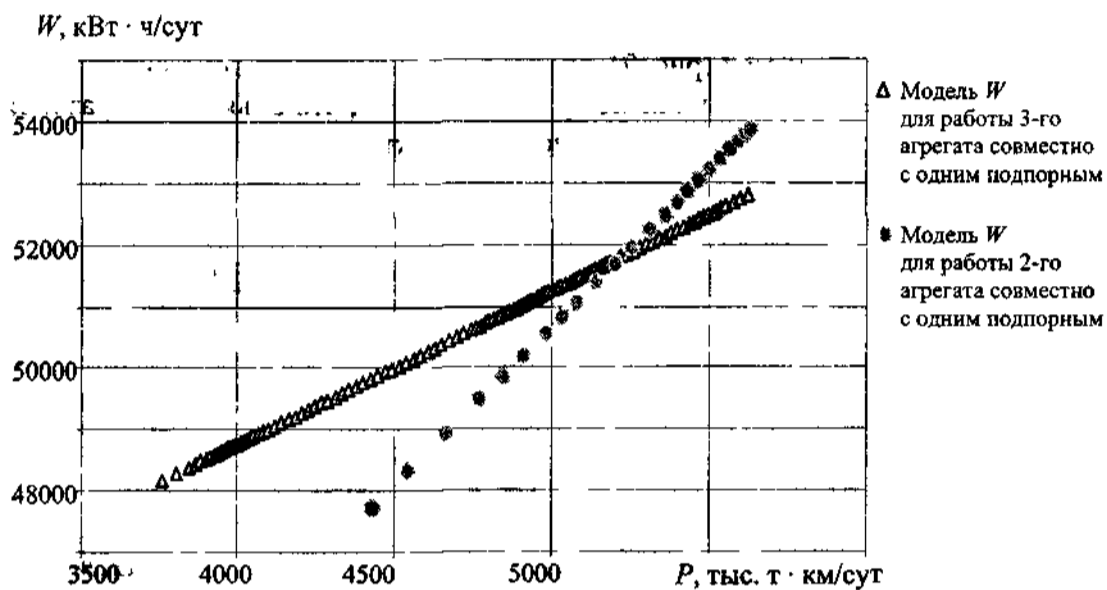


Рис. 9. Модели режимов электропотребления НА № 2 и 3 при температуре 5 °С

Согласно выражению (6), экономия ЭЭ при управлении составами НА в области до 5200 тыс. т·км составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= [(a_3 - a_2) \cdot P_{cp} + (e_3 - e_2)] \cdot f_3 = \\ &= \left[ (2,4845 - 5,1145) \cdot \frac{5223 + 4449}{2} + (38799 - 25046) \right] \cdot 54 = 55911 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Экономия ЭЭ при управлении составами НА в области свыше 5200 тыс. т·км составит:

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= [(a_2 - a_3) \cdot P_{cp} + (e_2 - e_3)] \cdot f_2 = \\ &= \left[ (5,1145 - 2,4845) \cdot \frac{5223 + 5620}{2} + (25046 - 38799) \right] \cdot 12 = 6067 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарная экономия за исследуемый период составит:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2 = 55911 + 6067 = 61978 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

что составляет 0,3 % от годового потребления ЭЭ участком нефтепровода.

Как указывалось ранее, смена состава НА может происходить при изменении конфигурации нефтепровода. Значительное же изменение конфигурации, например, переход с одноструйного на двухтрубный режим работы с изменением состава НА, приводит к скачкообразному изменению состояния системы нефтепровода. Оценка экономии ЭЭ может производиться по изменению удельного расхода ЭЭ на транспортировку нефти до и после проведения мероприятия. Для этого необходимо построение моделей удельного расхода ЭЭ: до и после проведения мероприятия. Вид такой модели представлен полиномом второй степени, где в качестве фактора, включенного в модель, используется только грузооборот нефти:

$$W_{уд} = a \cdot P^2 + b \cdot P + c, \text{ кВт} \cdot \text{ч/тыс. т} \cdot \text{км}, \quad (7)$$

где  $a$  – коэффициент регрессии, кВт · ч · сут<sup>2</sup>/(тыс. т · км)<sup>3</sup>;  $b$  – коэффициент регрессии, кВт · ч · сут/(тыс. т · км)<sup>2</sup>;  $c$  – свободный член уравнения регрессии, кВт · ч/тыс. т · км;  $P$  – грузооборот нефти, тыс. т · км/сут.

Экономия ЭЭ рассчитывается по выражению:

$$W_{\text{эк}} = [W_{\text{уд1}} - W_{\text{уд2}}] \cdot P_{\text{пл}}, \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

где  $W_{\text{уд1}}$  – удельный расход ЭЭ при однострубно́м режиме транспортировки нефти, кВт · ч/тыс. т · км;  $W_{\text{уд2}}$  – удельный расход ЭЭ при двухтрубно́м режиме транспортировки нефти, кВт · ч/тыс. т · км;  $P_{\text{пл}}$  – планируемый объем транспортируемой нефти за рассматриваемый период, тыс. т · км.

В результате моделирования режимов электропотребления с учетом состава насосного оборудования (рис. 10) были получены зависимости удельного расхода ЭЭ от среднесуточного грузооборота нефти для режима 1 (однострубно́й режим с одним основным и одним подпорным НА) и для режима 2 (двухтрубно́й режим с двумя основными и одним подпорным НА).

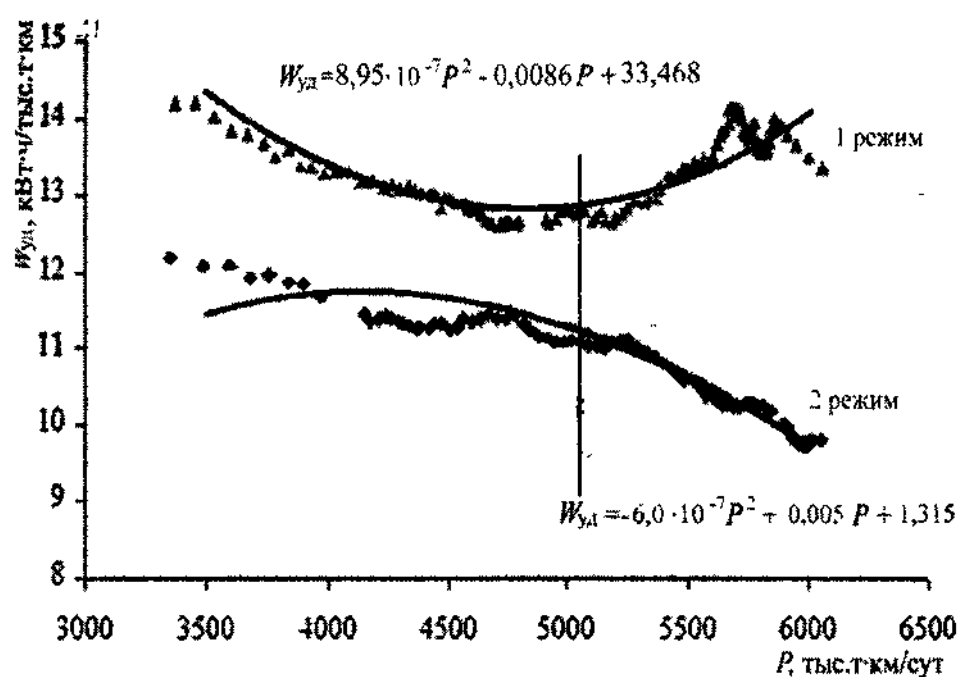


Рис. 10. Модели удельного расхода ЭЭ при различных режимах транспортировки нефти:

1 – однострубно́й режим с одним основным и одним подпорным НА; 2 – двухтрубно́й режим с двумя основными и одним подпорным НА

В табл. 3 приведены исходные данные и результаты расчета общего потребления ЭЭ за год и прогнозируемой экономии ЭЭ при смене режима транспортировки нефти для заданного грузооборота нефти.

Таблица 3

## Расчет экономии ЭЭ при смене режима транспортировки нефти

Величина	Единица измерения	Способ расчета	Значение
План производственной программы по направлению «Полоцк – Мажейкяй – Бутинге» на 2006 год	тыс. т · км	Планируется	1713700
Среднесуточный грузооборот	тыс. т · км	Планируется	4854
Удельный расход ЭЭ при первом режиме, $W_{уд1}$	кВт · ч/тыс. т · км	$W_{уд} = 8,95 \cdot 10^{-7} \cdot P^2 - 0,0086 \cdot P + 33,468$	12,811
Удельный расход ЭЭ при втором режиме, $W_{уд2}$	кВт · ч/тыс. т · км	$W_{уд} = -6 \cdot 10^{-7} \cdot P^2 + 0,005 \cdot P + 1,315$	11,448
Разница в удельном расходе ЭЭ при смене режима	кВт · ч/тыс. т · км	$\Delta W_{уд} = W_{уд1} - W_{уд2}$	1,363
Величина экономии электроэнергии, $\Delta W$	тыс. кВт · ч	$\Delta W = \Delta W_{уд} \cdot P_{год}$	$1,363 \cdot 1713700 \cdot 10^{-3} = 2336$

Таким образом, ожидаемая экономия ЭЭ при смене режима транспортировки нефти составит 2336 тыс. кВт · ч/год.

**Выводы**

1. Разработан способ оценки экономии электрической энергии при управлении составом насосных агрегатов, основу которого составляют регрессионные модели режимов электропотребления участка нефтепровода, дифференцированные по составам насосных агрегатов. Данные модели позволяют оценивать влияние насосных агрегатов на электропотребление участков нефтепровода и выявлять энергосберегающие составы насосных агрегатов.

2. С использованием представленного алгоритма выполнен анализ режимов электропотребления головной станции ЛПДС «Полоцк» участка нефтепровода «Полоцк - Мажейкяй - Бутинге». Экономия электрической энергии при управлении составами насосных агрегатов в области суточной прокачки до 5200 тыс. т · км составит 61978 кВт · ч (0,3 % от годового потребления электрической энергии участком нефтепровода).

3. Для технологических мероприятий, приводящих к скачкообразному изменению состояния системы нефтепровода (переход с однострубногo на двухтрубный режим работы с изменением состава НА), разработан способ оценки экономии электрической энергии. Способ основан на сравнении данных изменения удельного расхода электрической энергии до и после проведения мероприятия, рассчитанных с использованием моделей режима электропотребления. Модель представлена поли-

номом второй степени, где в качестве фактора, включенного в модель, используется грузооборот нефти.

4. При переходе с режима 1 (однотрубный режим с одним основным и одним подпорным насосным агрегатом) на режима 2 (двухтрубный режим с двумя основными и одним подпорным насосным агрегатом), ожидаемая экономия ЭЭ составит 2336 тыс. кВт • ч/год.

#### **Литература**

1. Токочакова, Н. В. Номографическая оценка энергетической эффективности изменения станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат / Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Вестн. ГГТУ им. П. О. Сухого. - 2006. - № 1. - С. 37.
2. Велиев, М. М. Оптимизация энергозатрат на перекачку нефти на основе генетических алгоритмов / М. М. Велиев, Г. З. Нигматулин // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : тез. докл. IV Междунар. науч.-техн. конф. - Новополоцк : УО «ЛГУ», 2003. - С. 45.
3. Анищенко, В. А. Способ построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, А. С. Фиков // Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энергет. об-ний СНГ). - 2006. - № 6. - С. 44-48.
4. Технологический расчет нефтепроводов / Э. М. Блейхер [и др.]. - Москва : Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина, 1981. - 368 с.