

УДК 620.9.004.18

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПЕРЕКАЧКУ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Ю.Н. КОЛЕСНИК

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

1. Актуальность задачи

Эффективность работы электрооборудования нефтеперекачивающей трубопроводной системы характеризуется удельным расходом электроэнергии на перекачку нефти. Этот показатель подвержен значительным изменениям за счет динамики объема перекачки, конфигурации участков нефтепровода, физико-химических свойств нефти, типа и состава работающего насосно-силового оборудования и т. д. Точность же расчета энергопотребления на планируемый период тесно связана с достоверностью предполагаемых условий эксплуатации нефтеперекачивающей системы и ее взаимодействия с энергетической системой. В современных условиях функционирования эксплуатационные показатели нефтеперекачивающей системы подвержены изменениям случайного характера, и формируются конъюнктурой рынка с одной стороны, гидравлическим состоянием трубопроводов – с другой. В этих условиях использование существующих методик расчета электроэнергии [1, 2] для оценок, прогноза и оптимизации ее потребления приводит к высокой трудоемкости расчетов при большом количестве исходной информации, что является источником недопустимых ошибок в конечных результатах. Поэтому возникает необходимость разработки принципов построения математико-статистических моделей на базе современных методов прикладной математики.

В настоящее время на РУП «Гомельтранснефть «Дружба» отсутствуют приемлемые методики и соответствующее программное обеспечение, позволяющее оценивать и анализировать потребление электроэнергии на перекачку нефти в условиях постоянно меняющейся конъюнктуры рынка и ужесточающихся требований к рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Предлагаемая «Методика оценки эффективности использования электрической энергии на перекачку нефти по трубопроводам» позволяет получить следующие практические результаты:

- 1) нормировать удельный и общий расход электрической энергии на планируемый период под реальные режимы работы участков нефтепровода;
- 2) оценивать влияние системных факторов на уровень удельного и общего расхода электрической энергии;
- 3) рассчитывать энергетическую эффективность транспортировки нефти за любой выбранный промежуток времени с учетом конкретного режима работы участков нефтепровода.

2. Моделирование режимов электропотребления участков нефтепровода

На потребление электроэнергии при перекачке нефти по трубопроводной системе в наибольшей степени влияет объем и качество перекачиваемой нефти, конфигу-

рация участка нефтепровода, состав работающих насосных агрегатов. Качество перекачиваемой нефти в основном определяется временем года, поэтому отчетным временным интервалом служит квартал. Анализ структуры суточных значений удельного электропотребления, в зависимости от объемов перекачки нефти за квартал, в двумерном пространстве признаков выявил низкую степень связи между этими показателями (рис. 1).

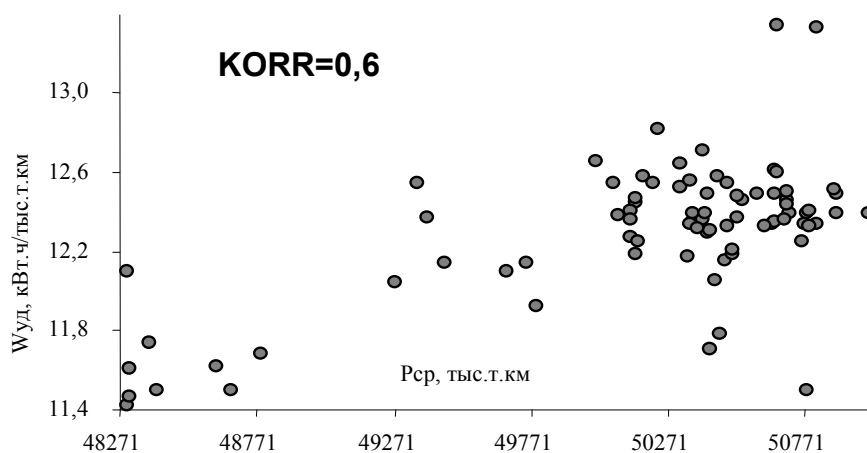


Рис. 1. Корреляционное поле точек зависимости суточного удельного электропотребления от перекачки

Такая ситуация приведет к низкой аппроксимирующей способности уравнения регрессии и невысокой точности прогнозов на его основе. Повысить точность прогнозов можно за счет применения предлагаемого способа статистического моделирования (табл. 1), основанного на следующем алгоритме:

1) используя информационную базу данных, формируются исходные массивы суточных значений грузооборота $P_i[1...N]$ и расхода электроэнергии $W_i[1...N]$ за исследуемый период времени, например, квартал (N – количество дней в квартале) определенного года (ряда лет);

2) определяются элементы массивов $S_t^P[1...N]$ и $S_t^W[1...N]$ – сглаженных значений уровней рядов $P_i[1...N]$ и $W_i[1...N]$, соответственно:

$$S_t^{P(W)} = a \cdot P(W)_t + (1-a) \cdot S_{t-1}^{P(W)}; S_{t=0}^{P(W)} = 0, t = [1...N];$$

$a = [1...0]$ определяется методом подбора [3], убывает по мере снижения значимости соответствующих временных рядов прошлых лет. В простейшем случае $a = 1$.

3) выбирается период усреднения K , например, месяц (K – количество суток в месяце, принимаем равным 30), и определяются элементы массивов $P_{CPJ}[1...N]$ и $W_{CPJ}[1...N]$, характеризующие корреляционное поле точек зависимости среднемесячного потребления электроэнергии от грузооборота ($K = 30$) в квартальном временном интервале ($N = 89 - 92$), следующим образом:

$$P(W)_{CPJ} = \begin{cases} \sum_{t=J}^{K+J-1} S_t^{P(W)}, J = [1...(N-K+1)] \\ \sum_{t=J}^N S_t^{P(W)} + \sum_{t=1}^{J-(N-K+1)} S_t^{P(W)}, J = [(N-K+2)...N]; \end{cases}$$

4) определяются элементы массива $W_{y\partial j} [1...N]$ – месячных значений удельного потребления электрической энергии в квартальном временном интервале:

$$W_{y\partial i} = \frac{P_{cpj}}{W_{cpj}},$$

каждому из которых ставится в соответствие элемент массива $P_{cpj} [1...N]$;

5) строится результирующая модель зависимости среднемесячного удельного электропотребления от грузооборота $W_{y\partial} = f(P_{cp})$ за квартал определенного года (соответствующие кварталы ряда лет). Модель может быть пересчитана к среднесуточным за период K значениям грузооборота: $P_{cp.cym.j} = P_{cp.j} / K$ и представлена в виде зависимости $W_{y\partial} = f(P_{cp.cym})$ (рис. 2) с более высокой аппроксимирующей способностью уравнения регрессии;

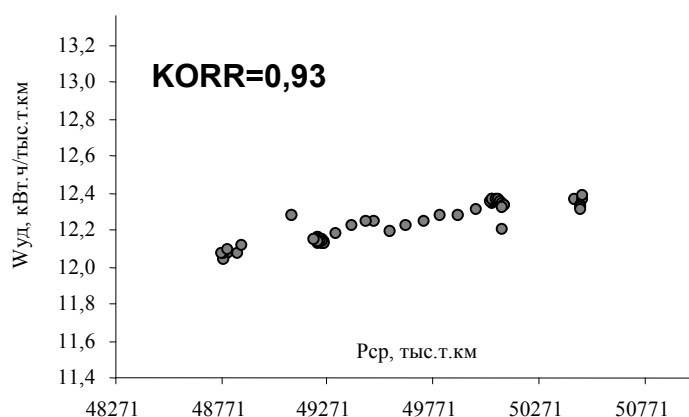


Рис. 2. Корреляционное поле точек зависимости среднесуточного удельного электропотребления от перекачки

б) производится анализ модели на однородность режима. Предлагается выполнить кластерный анализ результирующей модели (двумерное пространство признаков) в следующей последовательности:

– стандартизация данных относительно среднего квадратического отклонения:

$$P_{cp.cym.j}^* = \frac{P_{cp.cym.j} - \bar{P}_{cp.cym.}}{\sigma_{P_{cp.cym.}}}; W_{y\partial i}^* = \frac{W_{y\partial i} - \bar{W}_{y\partial}}{\sigma_{W_{y\partial}}},$$

где:

$$\bar{P}_{cp.cym.} = \frac{1}{n} \sum_1^n P_{cp.cym.j}; \bar{W}_{y\partial} = \frac{1}{n} \sum_1^n W_{y\partial i};$$

$$\sigma_{P_{cp.cym.}} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_1^n (P_{cp.cym.j} - \bar{P}_{cp.cym.})^2}; \sigma_{W_{y\partial}} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_1^n (W_{y\partial i} - \bar{W}_{y\partial})^2};$$

– расчет квадрата евклидова расстояния между объектами $\{I_i\}$ и $\{I_j\}$:

$$d_{ij}^2 = \frac{n_1 \cdot n_2}{n_1 + n_2} \cdot [(P_{cp.cym.i}^* - P_{cp.cym.j}^*)^2 + (W_{y\partial i}^* - W_{y\partial j}^*)^2],$$

где:

$$\overline{P^*}_{cp.cym.i(j)} = \frac{1}{n_{1(2)}} \sum_1^{n_{1(2)}} P^*_{cp.cym.i(j)}; \quad \overline{W^*}_{y\partial i(j)} = \frac{1}{n_{1(2)}} \sum_1^{n_{1(2)}} W^*_{y\partial i(j)}.$$

– решение целевой функции вида:

$$MKP = \begin{cases} \min(d_{ij}^2, i \neq j), \text{ при } N_{кт} \leq 2 \\ \min(d_{ij}^2, i \neq j; v_{ij}^2, i \neq j), \text{ при } N_{кт} \geq 3, \end{cases}$$

где среднеквадратическая погрешность v_{ij}^2 определяется как

$$v_{ij}^2 = \frac{1}{n} \left[\sum_{i(j)=1}^n P_{cp.cym.i(j)}^2 - a \sum_{i(j)=1}^n P_{cp.cym.i(j)} - b \sum_{i(j)=1}^n P_{cp.cym.i(j)} \cdot W_{y\partial i(j)} \right],$$

где a, b – коэффициенты уравнения регрессии:

$$W_{y\partial i} = a \cdot P_{cp.cym.j} + b.$$

Таблица 1

Переменные алгоритма моделирования удельного электропотребления

$W_i(1 \dots N)$, тыс. кВт·ч/сут.	Исходный массив суточных значений расхода электроэнергии
$P_i(1 \dots N)$, тыс. т·км/сут.	Исходный массив суточных значений грузооборота
N , сут	Объем исходного временного ряда
K , сут	Период усреднения
P_{cpj} , тыс. т·км/мес	Суммарное за K дней значение грузооборота
W_{cpj} , тыс. кВт·ч/мес.	Суммарное за K дней значение электропотребления
a , о.е.	Постоянная экспоненциального сглаживания
$W_{y\partial j}$, кВт·ч/т·км	Месячное ($K = 30$) значение удельного расхода электроэнергии
МКР	Мера расстояния между классами

Признаком структурной неоднородности результирующей модели является расслоение корреляционного поля точек зависимости усредненного (среднемесячного) удельного расхода электрической энергии от объема перекачки (рис. 3) либо высокие коэффициенты вариации внутриклассовых распределений.

В случае выявления неоднородности определяется ее причина и производится оптимизация по структуре – классификация исходных суточных данных в трехмерном пространстве признаков: суточные значения расходов электроэнергии и грузооборотов, интересующий режим системы нефтепровода – причина структурной неоднородности. В результате формируются кластеры массивов $P^*_i(1 \dots M_i)$, $W^*_i(1 \dots M_i)$, каждый из которых объединяет M_i соответствующих значений, однородных по рассматриваемому признаку – причине структурной неоднородности. В этом случае для определения оптимального периода усреднения предлагается пользоваться данными таблицы 2.

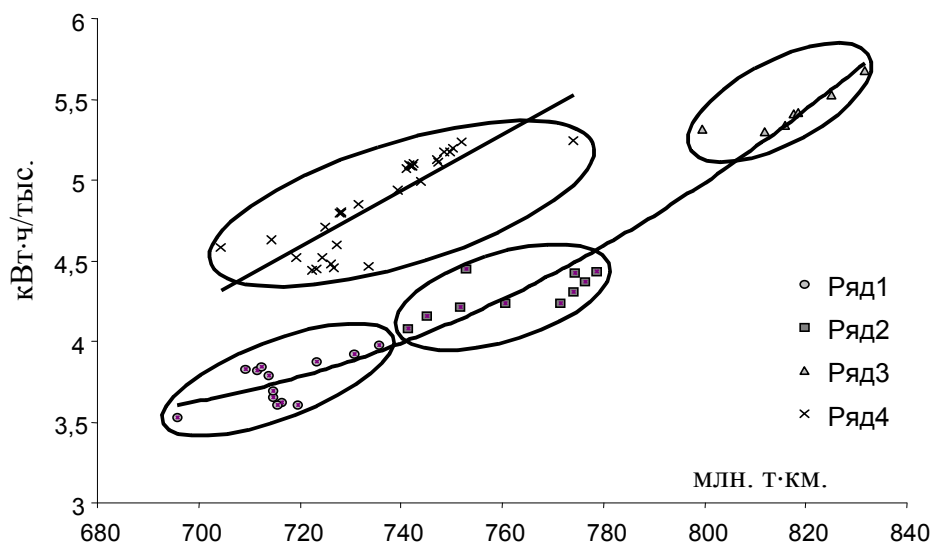


Рис. 3. Структурная неоднородность квартальной зависимости месячных удельных расходов электроэнергии от грузооборота

Таблица 2

Выбор периода усреднения

М	от...до		от...до		от...до		от...до		от...до		от...до		от...до		от...до		от...до					
	1	3	4	8	9	12	13	16	17	20	21	25	26	30	31	40	41	50	51	60	61	...
К	1		2		3		4		6		7		10		13		16		20		30	

Расчет конечных параметров моделей осуществляется по пунктам 1–5. Далее осуществляется анализ конечных моделей по цепочке код-, оригинал-, образ режима.

3. Исследование степени влияния факторов на потребление электроэнергии

Факторы, влияющие на потребление электрической энергии при перекачке нефти, могут быть представлены в виде двух групп:

- параметры, характеризующие свойства трубопровода и установленного на нем оборудования (длина трубопровода, географические особенности раскладки труб по трассе транспорта нефти, характеристики технологического оборудования);
- параметры, характеризующие физико-химические свойства и объемы перекачиваемой нефти, требования со стороны энергосистемы к параметрам электропотребления, режим работы нефтеперекачивающей системы (состав работающих насосных агрегатов, ограничения по давлению на задвижках, конфигурация участков нефтепровода) и т. д.

Режим работы нефтеперекачивающей системы определяется диспетчерским персоналом, и в наибольшей степени подвержен изменениям. В современных условиях функционирования эти изменения в основном носят вероятностный характер. Именно изменение режима работы нефтеперекачивающей системы в наибольшей степени сказывается на динамике значений удельного потребления электрической энергии, поэтому для выявления закономерностей режимов электропотребления предлагается способ сочетания вероятностно-статистических моделей с аналитическими зависимостями:

1) строятся регрессионные модели зависимости усредненных значений удельного расхода электрической энергии от объемов перекачки при различных режимах работы системы нефтепровода (например, соответствующих кварталов ряда лет) (рис. 4);

2) используя аналитические зависимости для каждой модели вычисляются численные значения характеристик режимов работы нефтеперекачивающей системы—образы режима;

3) методом интерполяции определяются параметры регрессионной модели зависимости удельного потребления электроэнергии от влияющих факторов.

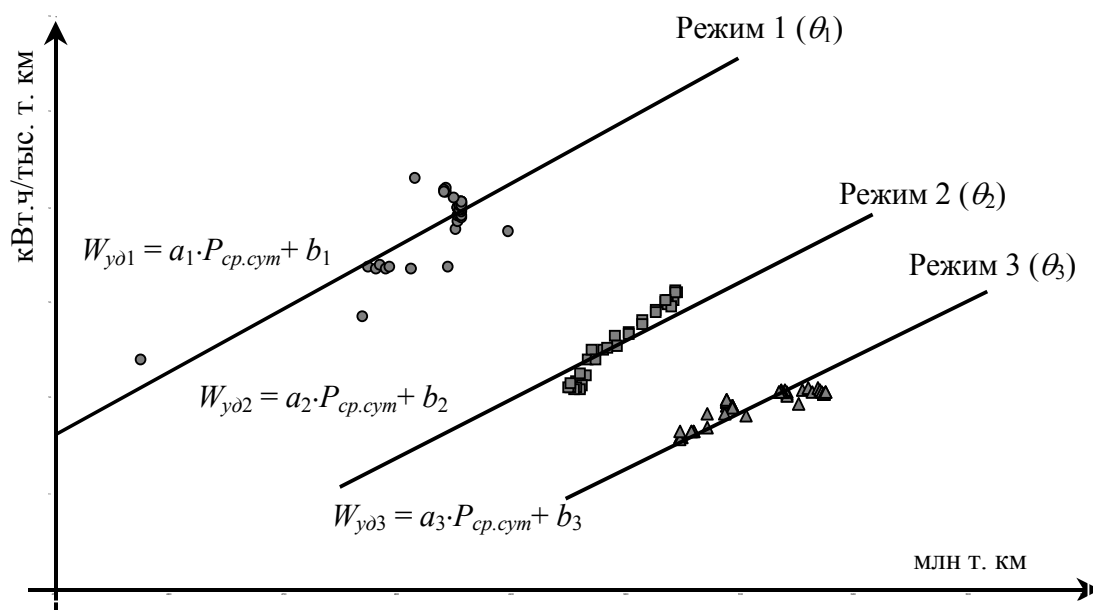


Рис. 4. Корреляционно-регрессионные модели усредненных значений удельного расхода электрической энергии для различных режимов нефтепровода

Выше было показано, что уточнение вероятностно-статистических моделей может быть достигнуто за счет определения для каждой из них численной характеристики режима работы нефтепровода (образа режима) аналитическим методом. При этом наибольшее влияние на уровень электропотребления оказывает тот режим, который стал причиной структурной неоднородности зависимости усредненных удельных расходов электроэнергии от грузооборота. Одной из таких причин является динамика конфигурации участков нефтепровода.

Расчет значения образа режима нефтеперекачивающей системы при заданной конфигурации ее участков, предлагается выполнить в следующей последовательности:

1) Выбирается базисная регрессионная модель (характеризует базисный режим-конфигурацию) системы нефтепровода, образ которой принимается равным нулю ($\theta_b = 0$);

2) Рассчитывается мощность, теряемая на перекачку нефти в участке нефтепровода с изменившейся конфигурацией, в исходном режиме (предшествующем этому изменению). На первом шаге исходный режим приравнивается к базисному. Для этого определяются исходные потери напора ΔH в изменяющейся части участка нефтепровода, состоящие из потерь напора Δh на преодоление гидравлического сопротивления в трубопроводах рассматриваемого участка нефтепровода и разности геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода ΔZ , соответственно:

$$\Delta H = \Delta h + \Delta Z.$$

В общем случае потери напора на преодоление гидравлического сопротивления определяются по формуле Дарси-Вейсбаха [4]:

$$\Delta h_i = \lambda_i \cdot \frac{L_i}{D_i} \cdot \frac{V_i^2}{2 \cdot g},$$

где g – ускорение свободного падения, $\text{м}^2/\text{с}$;

λ_i – коэффициент гидравлического сопротивления i трубы рассматриваемого участка. Для ньютоновских нефтей определяется по классическим формулам [4] в зависимости от параметра Рейнольдса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \text{ при } \text{Re} < 2320 \text{ (Формула Стокса),}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \text{ при } 2320 \leq \text{Re} < 100000 \text{ (Формула Блазиуса),}$$

$$\lambda = 0,003 + \frac{0,221}{\text{Re}^{0,237}}, \text{ при } \text{Re} \geq 100000 \text{ (Формула Никурадзе),}$$

$$\text{Re}_i = \frac{V_i \cdot D_i}{\nu},$$

где L_i, D_i – длина и диаметр (по внутреннему обмеру) i трубы рассматриваемого участка нефтепровода, м;

ν – вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$;

V_i – средняя скорость течения нефти по i трубе, м/с:

$$V_i = \frac{4 \cdot Q_i}{\pi \cdot D_i^2},$$

где Q_i – средний объем перекачиваемой нефти по i трубе в режиме после изменения конфигурации (непосредственно следующий за исходным), $\text{м}^3/\text{с}$. Q_i определяется как средневзвешенное значение, с учетом перераспределения суммарного объема перекачиваемой нефти Q_Σ пропорционально квадратам диаметров отдельных труб участка

ка нефтепровода: $Q_i = \frac{D_i^2 \cdot Q_\Sigma}{\sum_{i=1}^n D_i^2}$, или по опыту прошлого.

Расчет потерь мощности в трубопроводах участка выполняется по формуле:

$$\Delta N_I = g \cdot \gamma \sum_{i=1}^n \Delta H_i \cdot Q_i,$$

где γ – плотность перекачиваемой нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

3) аналогично определяются потери мощности после изменения конфигурации участка нефтепровода (ввод/вывод трубопроводов). В результате имеем значение ΔN_2 , характеризующее режим после изменения конфигурации относительно базисной;

4) рассчитывается образ режима, следующего за базисным:

$$\Theta_{B+1} = \Theta_B + (\Delta N_1 - \Delta N_2);$$

5) определяется образ следующего режима: расчет повторяется по пунктам 2 – 4 представленного алгоритма. В качестве исходного режима принимается режим с образом θ_{B+1} .

Используя изложенный алгоритм, разработана номограмма для инженерных расчетов удельного расхода электрической энергии, позволяющая учесть изменяющиеся объемы перекачки и динамику конфигурации участков нефтепровода (рис. 5). Номограмма построена для различных среднесуточных за месяц (30 дней) объемов перекачиваемой нефти, млн т·км, и используется в следующей последовательности.

1. Принимается базисная конфигурация системы нефтепровода с минимальным количеством работающих трубопроводов и образом $\Omega_1 = 0$.

2. Определяется значение прироста длины (со знаком «+» при вводе, «-» при выводе участка трубы) трубопровода диаметром d в режиме расчетной конфигурации нефтепровода, по отношению к базисному. При одновременном вводе/выводе участков с разными диаметрами их длины пересчитываются к эквивалентной условного диаметра $D_{усл}$:

$$\Omega_{D_{усл}} = \pm L_{Di} \cdot K_{Ld \rightarrow Ld_{усл}},$$

где L_{Di} – длина вводимого/выводимого участка трубы диаметром d , км;

$K_{Ld \rightarrow Ld_{усл}}$ – коэффициент перевода длины участка трубы диаметром d к эквивалентной длине трубы $\Omega_{D_{усл}}$ диаметром $D_{усл}$ (табл. 3). Значение $\Omega_{D_{усл}}$ откладывается на оси абсцисс номограммы.

Таблица 3

Пересчет длин вводимых/выводимых участков к условному диаметру трубопровода

Диаметр трубы d , мм	630	720	820
Коэффициент $K_{Ld \rightarrow Ld_{усл}}$	1	2	3,8

3. На нижней ординате номограммы откладывается отрезок, равный L_{Di} . Полученное значение, минуя соответствующую кривую перевода оригинальной длины к эквивалентной, интерполируется посредством кривых $P_{срi}$ к заданному усредненному значению объема перекачки. Полученной при этом верхней ординате соответствует расчетный удельный расход электрической энергии.

4. Расчетный удельный расход электроэнергии $W_{y\partial}$ пересчитывается к реальным физико-химическим свойствам нефти, в соответствии с номограммой (при турбулентном в зоне Блазиуса характере движения нефти) либо с аналитическим выраже-

$$\text{нием: } W'_{y\partial} = W_{y\partial} \cdot \left(\frac{v_i}{v_{\text{баз}}} \right)^m,$$

где v_i – средняя вязкость расчетного режима;

$v_{\text{баз}}$ – средняя вязкость нефти базисного режима, $v_{\text{баз}} = 21,72$ сСт;

m – показатель, характеризующий движение нефти по трубам:

$$m = \begin{cases} 1, \text{ при } Re < 2320 \\ 0,25, \text{ при } 2320 \leq Re < 100000. \end{cases}$$

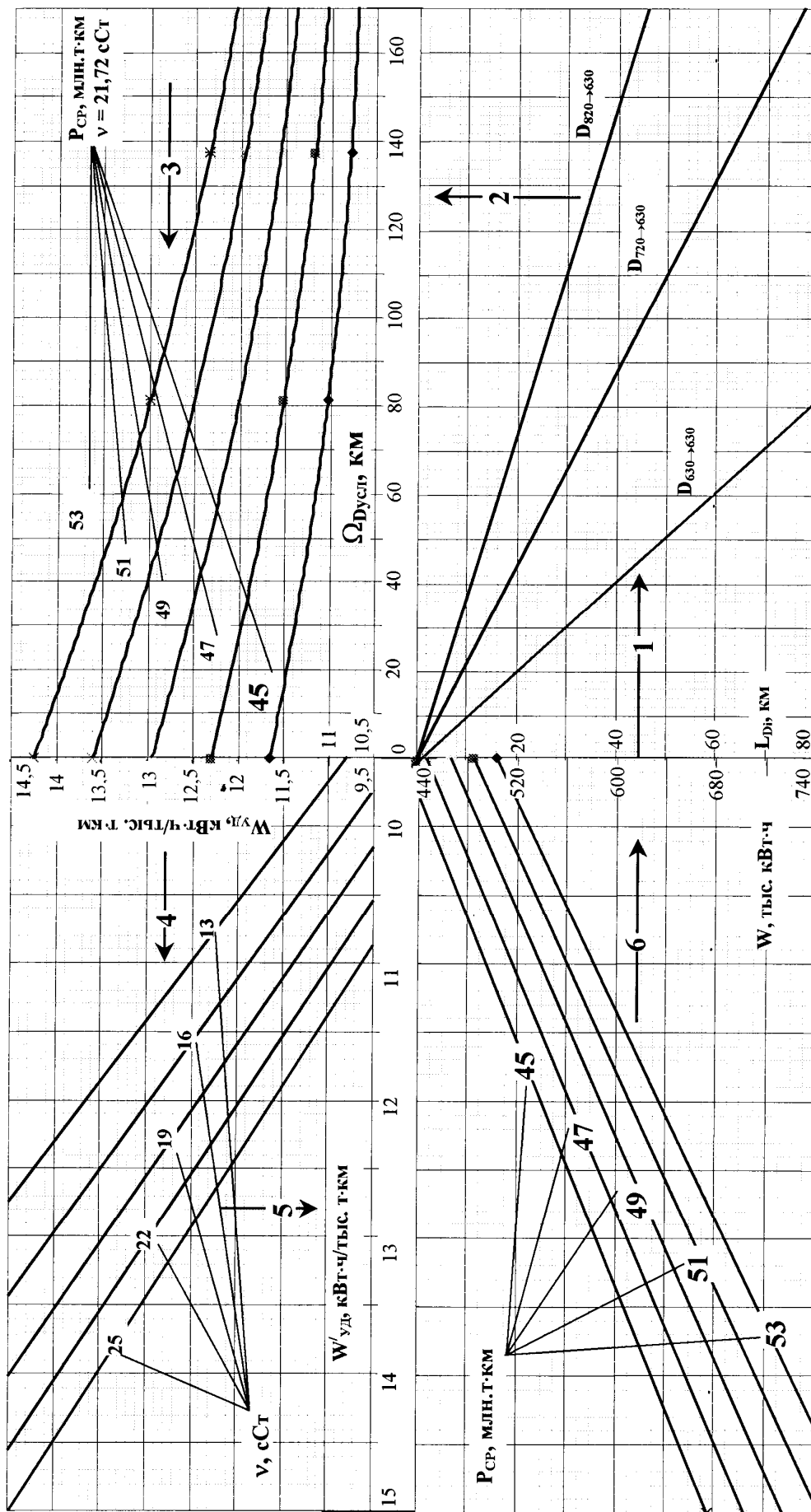


Рис. 5. Номограмма для определения расхода электроэнергии

В качестве учитываемых влияющих факторов рекомендуется принимать объем, вязкость и плотность (либо температуру) перекачиваемой нефти, образ режима системы нефтепровода. То есть $W_{уд} = f(P_{cp.cym}; \Theta; \nu; \gamma)$. При этом корректировку значений $W_{уд}$ по вязкости ν предлагается осуществлять исходя из аналитического выражения. Тогда: $W_{уд} = f(P_{cp.cym}; \Theta; \nu) = (a_1 \cdot P_{cp.cym} + b_1 - f(\Theta)) \cdot \left(\frac{\nu_i}{\nu_{баз}} \right)^m$,

где a_1, b_1 – коэффициенты регрессионной модели базисного режима (рис. 4); $f(\Theta)$ – выражение, связывающее значение $W_{уд}$ с образом режима Θ системы нефтепровода, параметры которого определяются известными методами регрессионного анализа [5]. Для примера (рис. 4) $f(\Theta)$ может быть записано упрощенно:

$$f(\theta) = \frac{\theta}{3} \left[\frac{a_1 \cdot P_{cp.cym} + b_1 - (a_2 \cdot P_{cp.cym} + b_2)}{\theta_2 - \theta_1} + \frac{a_1 \cdot P_{cp.cym} + b_1 - (a_3 \cdot P_{cp.cym} + b_3)}{\theta_3 - \theta_1} + \frac{a_2 \cdot P_{cp.cym} + b_2 - (a_3 \cdot P_{cp.cym} + b_3)}{\theta_3 - \theta_2} \right],$$

характеризует чувствительность значения $W_{уд}$ к степени изменения режима работы нефтеперекачивающей системы. Ряды фактического и расчетного удельного расхода электроэнергии одного из участков нефтепровода РУП «Гомельтранснефть Дружба» представлены на рис. 6. Максимальное отличие составляет около 4 %.

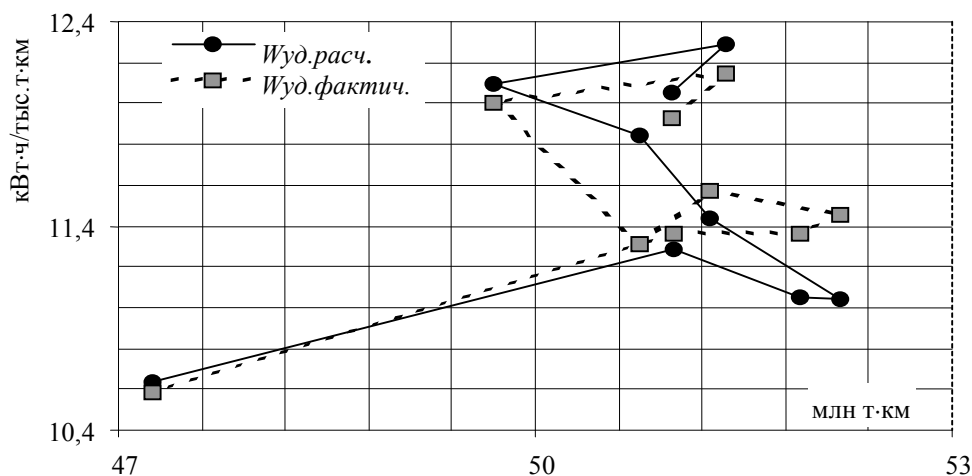


Рис. 6. Зависимости фактического и расчетного удельного электропотребления от объема перекачки

4. Принципы нормирования электропотребления на перекачку нефти по трубопроводам

Для объективного отслеживания энергетической эффективности технологического процесса транспорта нефти в современных условиях необходимо учитывать большое количество влияющих факторов случайного характера. В этих условиях существующие принципы согласования и утверждения норм противоречат функциям и назначению системы нормирования. Выход из положения возможен при утверждении нижеизложенных принципов нормирования.

1. Нормы удельных расходов потребления электроэнергии необходимо дифференцировать по кварталам года, в зависимости от диапазонов месячных объемов грузооборота и характеристик нефтепроводной системы.

В этом случае возможен учет изменяющихся объемов и условий перекачки при расчетах по регрессионной модели вида: $W_{yd} = f(P_{cp.cym}; \Theta; \nu; \gamma)$ (расчеты на базе аналитических зависимостей менее точные из-за ошибок в исходных данных – эквивалентный диаметр нефтепровода и КПД насосных агрегатов).

2. Корректировка норм должна осуществляться после окончания квартала в связи со случайным характером изменения объемов грузооборота и режимов работы участков нефтепровода.

В этом случае возможен учет случайного характера изменения объемов перекачки (определяется конъюнктурой рынка) и режимов работы участков нефтепровода (конфигурация нефтепровода, состав и характеристики работающих агрегатов, вязкость перекачиваемой нефти).

3. Отклонение фактической величины удельного расхода электроэнергии от расчетного значения нормы в пределах доверительного интервала должно быть принято допустимым и не рассматриваться как перерасход либо экономия электроэнергии.

Только в этом случае устраняется погрешность, обусловленная теми случайными факторами, которые не поддаются учету. Их совокупное влияние вызывает случайную реакцию значений W_{yd} , которая определяет величину неустранимых отклонений от установленных нормативов (остатки корреляционно-регрессионных моделей, рис. 4). В случае аппроксимации исходного корреляционного поля точек двухфакторным линейным трендом, границы доверительных интервалов для коэффициентов регрессии a и b вычисляются по формулам [5]:

$$\Delta a = \pm t_{1-\frac{\alpha}{2}} \cdot (n-2) \cdot s_{\varepsilon} \sqrt{\frac{1}{Q_{P_{cp.cym}}}}, \quad \Delta b = \pm t_{1-\frac{\alpha}{2}} \cdot (n-2) \cdot s_{\varepsilon} \sqrt{\frac{\sum P_{cp.cym.i}^2}{n \cdot Q_{P_{cp.cym}}}},$$

$$\text{где } s_{\varepsilon} = \sqrt{\frac{\sum W_{ydi}^2 - \frac{(\sum W_{ydi})^2}{n} - a \cdot (\sum P_{cp.cym.i} \cdot W_{ydi}) - \frac{(\sum P_{cp.cym.i}) \cdot (\sum W_{ydi})}{n}}{n-2}};$$

$$Q_{P_{cp.cym}} = \sum P_{cp.cym.i}^2 - \frac{(\sum P_{cp.cym.i})^2}{n};$$

$t_{1-\frac{\alpha}{2}}$ – квантиль распределения Стьюдента при заданном уровне значимости α .

Границы доверительного интервала для значения W_{ydi} , соответствующего заданному значению $P_{cp.cym.i}$, определяются формулой:

$$\Delta W_{ydi} = \pm t_{1-\frac{\alpha}{2}} \cdot (n-2) \cdot s_{\varepsilon} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(P_{cp.cym.i} - \bar{P}_{cp.cym})^2}{Q_{P_{cp.cym}}}}.$$

4. Причины фактического перерасхода (экономии) электроэнергии необходимо фиксировать, а нерациональное потребление электроэнергии должно быть доказано.

Принцип позволяет избежать ошибочных штрафных санкций за перерасход, обусловленный внештатными ситуациями при транспортировке нефти. Анализ же причин перерасхода (экономии) электроэнергии может привести к рационализации тех-

нологического процесса в будущем (с точки зрения энергозатрат), что и является основной функцией нормирования.

Заключение

Низкая достоверность существующих методик моделирования режимов электропотребления обусловлена неучетом реальных технологических состояний системы нефтепровода в условиях детерминации технологии рынком.

Разработана методика моделирования режимов электропотребления участков нефтепровода на основе ретроспективного анализа суточных характеристик по цепочке код-оригинал-образ режима. Предложена номограмма для определения удельного и общего расхода электроэнергии с учетом изменяющихся объемов и характеристик перекачиваемой нефти, конфигурации участков системы нефтепровода.

Обоснованы принципы нормирования удельного расхода электроэнергии в рыночных условиях функционирования.

Литература

1. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти. – РД39-30-1268-85, 1985.
2. Методика оценки эффективности использования электроэнергии на перекачку нефти по трубопроводам в условиях снижения объемов перекачки. – Уфа: Институт механики УНЦ РАН, 1999.
3. Статистическое моделирование и прогнозирование /Под ред. А.Г. Гранберга. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 383 с.
4. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. /Под ред. А.Х. Дерцакяна. – Л.: Недра, – 1978.
5. Сборник задач по математике для вузов. Специальные курсы /Под ред. А.В. Ефимова. – М.: Наука. Гл. ред. физико-математической литературы, 1984.– Т. 3. – 608 с.

Получено 17.10.2001 г.