

UDC 622.692.4; 621.67.001.5

**REDUCTION OF OIL PIPELINE OPERATING COST BY OPTIMIZING
PIPELINE OPERATION SEQUENCE PLAN**

**СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА ПЕРЕКАЧКУ
НЕФТИ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛАН-ГРАФИКА РАБОТЫ
НЕФТЕПРОВОДА**

A.F. Barkhatov, A.V. Baranova

**National Research Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, the Russian Federation**

Бархатов А.Ф., Баранова А.В.

**Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Российская Федерация**

e-mail: barkhatov-alex@yandex.ru

Abstract. To reduce electricity costs related to oil transportation is one of the challenges of the Russian Federation State Program «Energy Efficiency and Development of Energy Industry» [1], and the program of Transneft, JSC strategic development up to 2020 [2]. For example, 1% of energy costs reduction in 2012 would have saved 320 million rubles a year to Transneft, JSC. [3].

It is possible to cut the electricity costs by the following ways:

- using anti-turbulent additives;
- developing optimal (in terms of energy costs) sequence plan of pipeline operation;
- regular pigging of a main line (ML), etc.

This paper highlights the issue of operating costs reduction by means of optimal sequence plan of pipeline operation (in terms of energy costs). Two approaches to the issue are analyzed and compared, taking into account several

parameters: energy costs, the number of pump start-ups, and transportation costs. The first approach involves switching between operational modes during a day twice to minimize energy costs in periods of peak demand, whereas the second approach does not imply any switches.

The first approach is more economically feasible in terms of operating costs reduction, but the second approach contributes to operating reliability. It is for an operating company to choose whether to implement this or that approach.

Аннотация. Снижение затрат на электрическую энергию при транспорте нефти является одной из приоритетных задач Государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» [1], а также программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» до 2020 г [2]. Например, сокращение затрат на электрическую энергию в 2012 г. на 1% позволило бы получить ежегодную экономию порядка 320 млн руб. в масштабах ОАО «АК «Транснефть» [3].

Уменьшить затраты на электрическую энергию в денежном выражении (далее энергозатраты) возможно за счет:

- применения противотурбулентных присадок;
- работы нефтепровода на оптимальном (с точки зрения энергозатрат) плане перекачки;
- своевременной внутритрубной очистки внутренней полости магистрального нефтепровода (МН) и т.д.

В данной работе решается задача снижения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет формирования оптимального (с точки зрения затрат на электрическую энергию) плана перекачки. Рассматриваются два подхода к формированию плана перекачки, выполняется сравнительный анализ между ними по ряду параметров (издержки на электрическую энергию, количество пусков насосов, удельные затраты на перекачку). Первый предусматривает выполнение двух переключений между режимами в течение суток, для обеспечения работы нефтепровода в час

пик на минимальных режимах, второй не предусматривает таких переключений.

С точки зрения снижения эксплуатационных затрат наиболее экономически целесообразным является первый подход формирования плана перекачки, с точки зрения повышения эксплуатационной надежности второй подход. Выбор одного из подходов остается за эксплуатирующей организацией.

Key words: optimal sequence plan, capacity costs, electric power costs.

Ключевые слова: оптимальный план-график, затраты на электрическую мощность, затраты на электрическую энергию.

The oil transportation plan is developed in the process of annual (quarter and month) planning of main line (ML) operation. The stage of operative planning is to solve the following tasks:

To ensure transportation of set amount of oil (V_{set}) from an inlet point to an outlet point per planned period (T) (year, quarter or month);

To plan the amount of energy power and capacity consumed for oil transportation per period T .

These tasks are solved consistently. The first task results in a sequence plan of ML operation that includes operational modes, operational time, energy power consumption etc. Then, required electric power and capacity values are determined.

Electricity delivery during periods of peak demand is paid according to a two-rate tariff system by most of “Transnet” divisions. The calculation period is a month according to the RF Government regulations [4]. During this period the consumed electric energy is calculated by meters. Electric capacity is determined as the average value of factual hourly electricity consumption during periods of peak demand set by a System operator.

The planned volume of electricity consumption is agreed for a following year and month. It can also be corrected for a day ahead and following days of a month [5].

The application for the planned capacity demand on a monthly base is filed once a year before the first of October of the year preceding the planned one and cannot be corrected [5]. A monthly volume of capacity is determined as the average value of hourly energy consumption during periods of peak demand per month for a previous year.

Electric energy costs in a two-rate tariff system can be presented as:

$$F = \sum_{i=1}^n c_e^i \cdot W_e^i + \sum_{i=1}^n c_w^i \cdot W_w^i, \quad (1)$$

where F – electric energy costs in a two-rate tariff system, rubles;

W_e^i – consumed energy at i^{th} pump station, kWh;

W_w^i – consumed capacity at i^{th} pump station, kW per month;

c_e^i – energy costs at i^{th} pump station, ruble/ kWh;

c_w^i – capacity costs at i^{th} pump station ruble/ kW per month.

The difference in energy (capacity) costs at different pump stations is conditioned by the following factors:

- energy (capacity) costs;
- energy transmission costs (the farther a pump station is from a power generating company, the more expensive the transmission costs are);
- costs of other ancillary service.

As shown in (1), energy costs (F) can be reduced by cutting any of the following elements: energy costs (c_e) electric capacity (c_w), energy consumption (W_e) or capacity consumption (W_w). Taking into consideration that energy and capacity costs (c_e, c_w) can hardly be changed, it is possible to reduce (F) only by effective energy and capacity demand (W_e and W_w) management.

Thus, development of optimal oil transportation plan aims at choosing operational modes (G) and their operational periods (t) to deliver a set volume of

oil through a line-pipe (V_{set}) for (T) planning period with minimal two-rate tariff energy costs:

$$F = \sum_{i=1}^n c_e^i \cdot W_e^i(G) + \sum_{i=1}^n c_w^i \cdot W_w^i(G) \rightarrow \min \quad (2)$$

With the following technological restrains:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n G_i(t) \cdot t_i = V_{set}, \quad i = 1 \dots n \\ 0 \leq t \leq T, \\ V_{\min}^{beg} \leq V^{beg}(t) \leq V_{\max}^{beg}, \\ V_{\min}^{end} \leq V^{end}(t) \leq V_{\max}^{end}, \end{array} \right. \quad (3)$$

where $V^{beg}(t)$ – oil stocks at tank farm (TF) located at the beginning of a pipeline system at the end of period t , ton;

$V_{\min}^{beg}, V_{\max}^{beg}$ – minimum and maximum permissible volume of oil held at the beginning of a pipeline system, ton;

$V^{end}(t)$ – oil stocks at tank farm (TF) located at the end of a pipeline system at the end of period t , ton;

$V_{\min}^{end}, V_{\max}^{end}$ – minimum and maximum permissible amount of oil held at the end of a pipeline system, ton.

Functions $V^{beg}(t), V^{end}(t)$ are determined by the equations from [6]:

$$V^{beg}(t) = V^{beg}(0) + \sum_{i=1}^n (G_i^{offload}(t) - G_i(t)) \cdot t_i, \quad (4)$$

where $G_i^{offload}(t)$ – function of oil offloading in TF located at the beginning of a pipeline system, ton per hour;

$$V^{end}(t) = V^{end}(0) + \sum_{i=1}^n (G_i(t) - G_i^{dish}(t)) \cdot t_i, \quad (5)$$

where $G_i^{dish}(t)$ – function of oil discharge from TF located at the end of a pipeline system, ton per hour;

A time unit with restrains (3) is a period during which $G^{np}(t) = const$ and $G^{dish} = const$ simultaneously.

In addition to (3), while developing optimal oil transportation plan, it is necessary to take into account the following activities:

- pigging and testing;
- pipe line repair work causing pipe line shut down or oil transport reduction;
- pump and pump station repair.

These activities are taken into account by choosing special operational modes applied in such cases.

Transition time from one operational mode to another one is not considered; since transition processes in the main line are relatively short ($\approx 10-20$ min.).

Nowadays, there is a solution for optimal oil transportation with one-rate tariff energy costs (when only consumed energy is paid ($W_e(G)$ for) [7]. This means that with restrains (3), the following composed function is minimized:

$$F = c_e \cdot W_e(G) \rightarrow \min \quad (6)$$

The solution is the following: a graph is plotted with pipeline capacity (G) on the abscises axis, and the consumed energy ($W_e(G)$) on the ordinate axis. Then, all the operational modes listed in the (flow pattern diagram) (Fig. 1) are specified on the graph $W_e(G)$. The points with minimal values $W_e(G)$ with fixed G are linked, so that the angle of the broken line constantly increases with pipeline capacity growth. All the points are linked, here we have a so called “convex function”. All the points belonging to this function are optimal operational modes (in terms of consumed energy); the points above the function (optimal mode curve) are known as non-optimal. Non-linear character of the function $W_e(G)$ is attributed to the fact that W_e depends on G to the power 2.75.

Thus, to reduce energy costs with one-rate tariff while planning ML operation it is necessary to choose the modes of the optimal mode curve. If there is no mode related to a set pipe line capacity (G_f) closest to (G_f) [7]:

$$G_l < G_f < G_m, \quad (7)$$

where G_l , G_m – capacity values which are less and more (but close to) than the set capacity value G_f , ton/h.

Operation period for each mode is determined by:

$$t_l = \frac{t \cdot (G_m - G_f)}{G_m - G_l}, \quad (8)$$

where t_l – operation period of the mode of less capacity value than the reference capacity, h;

$$t_m = \frac{t \cdot (G_f - G_l)}{G_m - G_l}, \quad (9)$$

where t_m – operation period of the mode of more capacity value than the reference capacity, h;

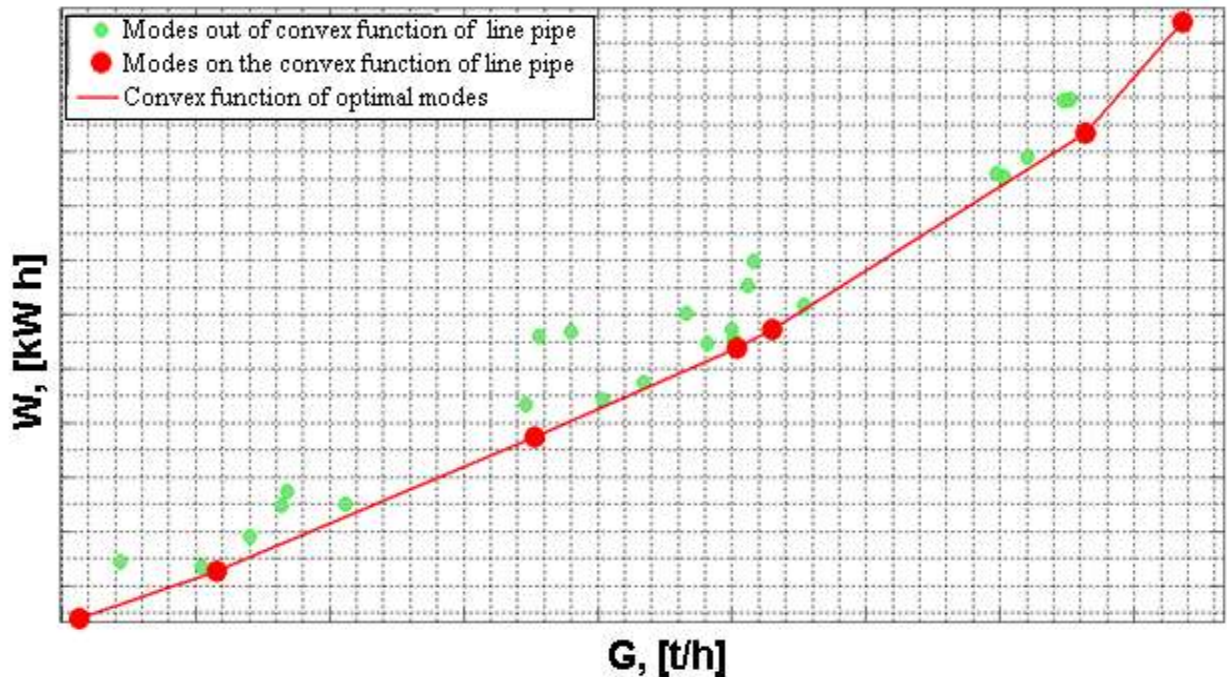


Figure 1. Convex function (optimal mode curve)

Costs of electric capacity during periods of peak demand is not considered, the method of planning optimal operation suggested in [7] is not reliable for «Transneft» divisions paying two rate tariff energy costs.

As it was mentioned above, electric energy is always measured; electric capacity is measured only on week days during periods of peak demand. Electric capacity is not considered on non-working days. In these conditions, energy costs reduction (1) with restrains (3) is possible by:

- transporting maximum possible oil volume on non-working days;
- minimal main pipe line capacity during periods of peak demand.

It should be mentioned that changes in operational modes during a day are possible unless it is required for the ML to operate at the highest pipe line capacity (G_{\max}).

Additionally, if a pipeline system consists of two or more lines, it is possible to distribute the peak loads of different pump stations related to a single energy system over time. However the analysis of this approach is beyond the scope of the current study, as the main focus of the work is a successive pipeline system.

Taking into account that the System operator distinguishes morning (τ_1) and evening (τ_2) periods of peak demand and the time gap between them does not exceed 8 hours ($\tau_2 - \tau_1 < 8$), it is reasonable to operate at minimal pipe line capacity (G_2) between morning and evening periods of peak demand (Figure 2). Consequently, it is necessary to use the modes (G_1, G_3) more than G_2 to make up for the required oil volume delivery. This approach implies two operational mode switches a day, which meets the requirements [8].

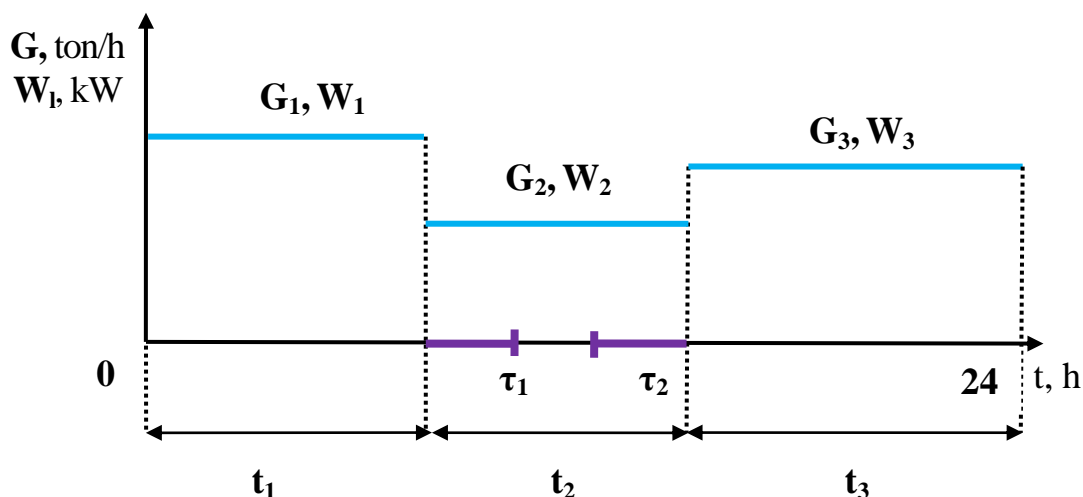


Figure 2. Pipe line operational modes on working days:
 G_1, G_2, G_3 – pipe line capacity at stationary modes, ton/h;
 W_1, W_2, W_3 – electric capacity required for oil transportation
in the operational modes G_1, G_2, G_3 , kW;
 t_1, t_2, t_3 – operational period of modes G_1, G_2, G_3 , h

The approach described above allows cutting total energy expenditure by reducing electric capacity costs. However, it contributes to more irregular and unstable ML operation, which can lead to:

- increase of energy consumption [9] and energy costs related to 1 ton of oil transportation (kW/h);
- premature equipment failure due to growing number of start-ups of pumps;
- increase in repairs of line pipe of ML due to pressure drops, and loads changes.

Thus, on the one hand, the first approach means reducing energy costs by using minimal operational modes during periods of peak energy demand; on the other hand, it results in lower reliability level of ML.

The second approach to ML operation involves more stable operational modes without additional mode changes in periods of peak demand. The choice of operational modes on working days can be made with regard to energy costs

paid according to one rate tariff [7]. On non-working days, it is worthwhile to choose the most productive operational modes, like in case of the first approach.

To compare economic efficiency of the first and the second approaches, two sequence plans (according to the first and the second approaches) were developed for four line-pipes of the ML (Table 1). The results are compiled in table 1 and presented in relative units. The energy costs according to the first approach are taken as basic. The number of technological switches between different modes per year is calculated for both variants, as well as energy costs required for 1 ton of oil transportation (kW h/t). The line-pipes are given serial numbers.

Table 1. Basic parameters of sequence plans for real line-pipes of ML according to two variants

Line-pipe	DN, mm	F , relev. units		Number of switches per year, times		Unit costs, relev. units	
		Variant 1	Variant 2	Variant 1	Variant 2	Variant1	Variant 2
1	1200	1	1.08	480	120	1	0.96
2	1200	1	1.13	528	108	1	0.95
3	1200	1	1.12	448	168	1	0.95
4	1200	1	1.07	460	112	1	0.97

The data prove that Variant 1 is economically more efficient. The average saving is $\approx 10\%$. However, the unit costs increases by $\approx 4\%$, and the number of switches from one operational mode to another increases approximately four times; consequently the number of pump start-ups has grown up.

Yasin E.M. et al. studied the relation between the number of pump start-ups and pump failure rate (FR) [10]. According to his work, factual energy consumption was reduced by 5% by introducing a set of pumps with low energy consumption. However, the pump start-up frequency increased five times, which resulted in pump FR increasing 2-7 times [10]. Thus, taking into account the study [10], if choosing the first variant of ML operation, pump FR increase can be expected, which adds cyclic loads on line pipe of a pipeline system, shortening ML life. On the other hand, the costs are significantly saved (≈ 10).

Both variants can be applied for different ML configurations: parallel and successive. But in both cases, the task should be solved for a single-line ML.

For parallel main lines, optimal combination of stationary modes, regarded as reference within a pipeline system, is designed. The modes are attributed to each line which constitutes the pipeline system. Additionally, if a pipeline system consists of two or more lines, it is possible to distribute the peak loads of different pump stations related to a single energy system over time.

To reduce electricity costs at successive pipeline systems, it is required to solve a number of separate tasks. In this case, an intermediate TF is a final point of the previous pipeline system, and at the same time – an initial point of the successive one.

Conclusions

1. Two approaches to sequence plan development have been studied with regard to electricity costs paid according to two rate tariff. The first approach involves two switches between operational modes during a day to minimize energy costs in periods of peak demand; the second approach does not imply any switches.

2. It is proved that the first approach ensures $\approx 10\%$ of energy costs reduction. However, the application of the first approach increases the number of pump start-ups four times, and unit costs by 4%.

3. The first approach is more economically feasible in terms of operating costs reduction, but the second approach contributes to operating reliability. An operating company chooses one of the approaches to meet the needs in a more efficient way.

План перекачки разрабатывается при оперативном планировании работы МН на год и более короткие отрезки времени (квартал, месяц). На этапе оперативного планирования решаются следующие задачи:

1. Обеспечение перекачки по нефтепроводу заданного объема нефти ($V_{пл}$) от места его приема до места его сдачи за период планирования (T) (год, квартал, месяц);

2. Определение планируемого объема потребления электрической энергии и электрической мощности на перекачку за период T .

Данные задачи решаются последовательно. Результатом решения первой задачи является план-график работы МН, в котором указываются технологические режимы, время работы на них, объем потребляемой электрической энергии и т.д. На основании плана перекачки формируются заявки на электрическую энергию и электрическую мощность.

Большинство организаций системы ОАО «АК «Транснефть» (ОСТ) проводят оплату электроэнергии по двухставочному тарифу за потребляемую электрическую энергию и электрическую мощность в часы пиковой нагрузки энергосистемы. Согласно постановлению Правительства РФ [4] за расчетный период при оплате по двухставочному тарифу принимается один месяц. В течение этого периода потребляемая электрическая энергия определяется по фактическим показаниям приборов учета. Электрическая мощность определяется как среднеарифметическое за расчетный период значение из фактических почасовых объемов потребления электрической энергии в рабочие дни месяца в установленные Системным оператором плановые часы пиковой нагрузки энергосистемы.

Заявка на планируемый объем потребления электроэнергии подается на последующий год, месяц вперед. Также возможна корректировка электропотребления на сутки вперед и последующие дни текущего месяца [5].

Заявка на планируемый объем потребления электрической мощности в следующем году с помесечной разбивкой подается 1 раз - до 1 октября года, предшествующего планируемому, и не подлежит корректировке [5]. Месячный объем потребления электрической мощности определяется как среднеарифметическое значение из почасовых объемов потребления электрической энергии в рабочие дни месяца в часы пиковой нагрузки за предыдущий год.

Затраты на электрическую энергию по двухставочному тарифу можно представить:

$$F = \sum_{i=1}^n c_{\text{э}}^i \cdot W_{\text{э}}^i + \sum_{i=1}^n c_{\text{м}}^i \cdot W_{\text{м}}^i, \quad (1)$$

где F –затраты на электрическую энергию по двухставочному тарифу, руб.;

$W_{\text{э}}^i$ – потребляемая электрическая энергия на i -ой НПС, кВт·ч;

$W_{\text{м}}^i$ – потребляемая электрическая мощность на i -ой НПС, кВт·мес.;

$c_{\text{э}}^i$ – стоимость электрической энергии на i -ой НПС, руб./кВт·ч;

$c_{\text{м}}^i$ – стоимость электрической мощности на i -ой НПС, руб./кВт·мес.

Различие в стоимости электрической энергии (мощности) по НПС связано с тем, что конечная стоимость на станции формируется из:

- стоимости электрической энергии (мощности);
- стоимости услуг по передаче электрической энергии (с увеличением удаленности станции относительно генерирующей компании транспортные издержки растут);
- стоимости иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Анализ формулы (1) свидетельствует о том, что уменьшить затраты на электрическую энергию (F) можно за счет уменьшения стоимости электрической энергии ($c_{\text{э}}$) или электрической мощности ($c_{\text{м}}$), либо снижения потребления электрической энергии ($W_{\text{э}}$) или электрической

мощности (W_m). Учитывая, что при формировании плана перекачки задача уменьшения стоимости (c_9, c_m) не решается, тогда уменьшить (F) можно только за счет эффективного управления W_9 и W_m .

Тогда задачу формирования оптимального плана перекачки можно сформулировать следующим образом, необходимо найти такие режимы (G) из карты режимов и время работы на каждом из них (t), чтобы перекачать по технологическому участку (ТУ) заданный объем нефти (V_{nl}) за период планирования (T) с минимальными затратами на электрическую энергию по двухставочному тарифу:

$$F = \sum_{i=1}^n c_9^i \cdot W_9^i(G) + \sum_{i=1}^n c_m^i \cdot W_m^i(G) \rightarrow \min \quad (2)$$

При следующих технологических ограничениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n G_i(t) \cdot t_i = V_{nl}, \quad i = 1 \dots n \\ 0 \leq t \leq T, \\ V_{\min}^H \leq V^H(t) \leq V_{\max}^H, \\ V_{\min}^K \leq V^K(t) \leq V_{\max}^K, \end{array} \right. \quad (3)$$

где $V^H(t)$ – остаток нефти в резервуарном парке (РП) в начале ТУ в конце периода t , т;

V_{\min}^H, V_{\max}^H – минимально, максимально допустимый объем нефти накапливаемой в начале ТУ, т;

$V^K(t)$ – остаток нефти в РП в конце ТУ в конце периода t , т;

V_{\min}^K, V_{\max}^K – минимально, максимально допустимый объем нефти накапливаемой в конце ТУ, т.

Функции $V^H(t)$, $V^K(t)$ определяется по уравнениям из [6]:

$$V^H(t) = V^H(0) + \sum_{i=1}^n (G_i^{np}(t) - G_i(t)) \cdot t_i, \quad (4)$$

где $G_i^{np}(t)$ – функция приема нефти в РП в начале ТУ, т/ч;

$$V^k(t) = V^k(0) + \sum_{i=1}^n (G_i(t) - G_i^{nomp.}(t)) \cdot t_i, \quad (5)$$

где $G_i^{nomp.}(t)$ – функция потребления нефти из РП в конце ТУ, т/ч;

За шаг по времени при ограничениях (3) принимается время, в течение которого одновременно $G^{np.}(t) = const$ и $G^{nomp.} = const$.

Помимо ограничений (3) при формировании плана перекачки необходимо учитывать следующие события:

- проведение периодической внутритрубной очистки или диагностики;
- выполнение ремонтных работ с остановкой перекачки или со снижением производительности;
- вывод насосов или станций в ремонт и т.д.

Учет данных событий при планировании может осуществляться выбором специально предназначенных для таких случаев режимов перекачки.

Время переходных процессов при переключении с одного режима на другой в план графиках не учитывается, так как для МН характерно относительно быстрое протекание переходных процессов ($\approx 10-20$ мин).

В настоящее время известно решение задачи формирования оптимального плана перекачки при оплате электроэнергии по одноставочному тарифу - только за потребляемую электроэнергию ($W_g(G)$) [7]. То есть при ограничениях (3) минимизируется следующий функционал:

$$F = c_g \cdot W_g(G) \rightarrow \min \quad (6)$$

Решение сводится к тому, что строится график, на котором по оси абсцисс откладывается производительность (G), по оси ординат потребляемая электроэнергия ($W_g(G)$). Далее на график зависимости $W_g(G)$ наносятся все режимы из карты режимов (рисунок 1). Точки с минимальной $W_g(G)$ при фиксированной G соединяются, таким образом, чтобы угол наклона кусочно-ломаной линии непрерывно возрастал при

увеличении производительности. В результате после соединения соответствующих точек образуется так называемая «выпуклая функция». Все точки находящиеся на «выпуклой функции» являются оптимальными режимами перекачки (по потребляемой электрической энергии), соответственно точки расположенные выше выпуклой функции (далее по тексту кривой оптимальных режимов) заведомо неоптимальные. Нелинейный характер поведения функции $W_3(G)$ объясняется тем, что W_3 зависит от G в степени 2,75.

Тогда для снижения энергозатрат при оплате по одноставочному тарифу необходимо планировать работу МН на режимах, лежащих на кривой оптимальных режимов. Если режима под заданную производительность (G_3) на кривой оптимальных режимов нет, тогда необходимо работать на двух режимах с кривой оптимальных режимов с производительностями ближайшими к (G_3) [7]:

$$G_m < G_3 < G_b, \quad (7)$$

где G_m , G_b – меньшая и большая производительность от заданной G_3 , т/ч.

Продолжительность работы на каждом из режимов определяется из:

$$t_m = \frac{t \cdot (G_b - G_3)}{G_b - G_m}, \quad (8)$$

где t_m – время работы на режиме с производительностью меньшей, чем заданная, ч;

$$t_b = \frac{t \cdot (G_3 - G_m)}{G_b - G_m}, \quad (9)$$

где t_b – время работы на режиме с производительностью большей, чем заданная, ч.

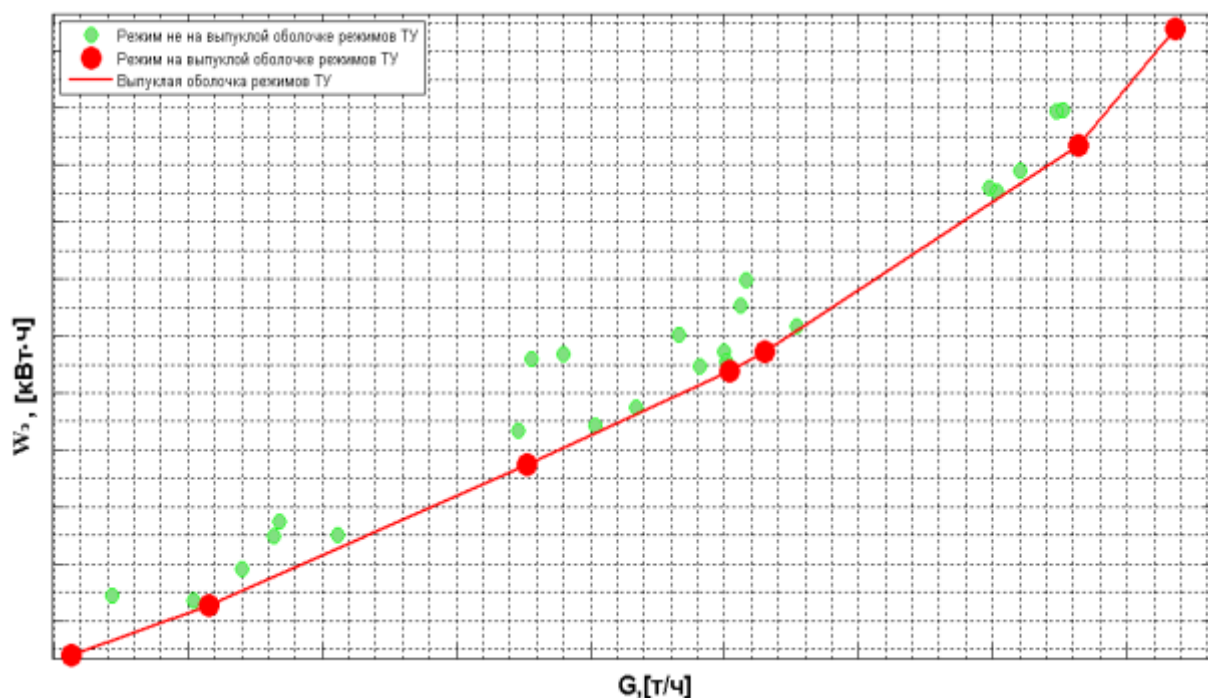


Рисунок 1. Выпуклая функция (кривая оптимальных режимов)

В условиях оплаты электроэнергии ОСТ по двухставочному тарифу методика формирования оптимального плана перекачки предложенная в [7] не может позволить сформировать оптимальный план перекачки, так как не учитываются затраты на электрическую мощность в часы пиковой нагрузки.

Как было отмечено выше, учет электрической энергии осуществляется всегда, оплата электрической мощности только в рабочие дни в часы пиковой нагрузки. Соответственно в нерабочие дни учет мощности не ведется. В текущих условиях минимизация (1) при ограничениях (3) возможна за счет:

- перекачки максимально возможного объема нефти в нерабочие дни месяца;
- работы МН в часы пиковой нагрузки на режимах минимальной производительности.

Следует заметить, что перераспределение режимов перекачки в течение суток возможно только при условии, что МН не требуется в течение периода планирования работать на своей пропускной способности (G_{\max}).

В качестве дополнительного способа оптимизации затрат на покупную мощность, для систем состоящих из двух и более нефтепроводов (технологических участков) входящих в одну энергосистему, можно рассматривать разнесение во времени максимумов нагрузки различных станций одной энергосистемы. В рамках настоящей работы данный способ не прорабатывался в связи с тем, что рассматривается одноконтурный нефтепровод.

Учитывая, что Системный оператор энергетической системы разделяет часы пик на утренние (τ_1) и вечерние (τ_2) и разрыв времени между ними не превышает 8 часов ($\tau_2 - \tau_1 < 8$), целесообразно в течение времени от начала утренних до окончания вечерних часов пик работать на минимально возможном режиме (G_2) (рисунок 2). Следовательно, в остальное время суток для того, чтобы восполнить требуемый объем перекачки необходимо работать на режимах (G_1, G_3) больших чем G_2 . При данном подходе количество технологических переключений в рабочий день составляет два, что удовлетворяет требованиям [8].

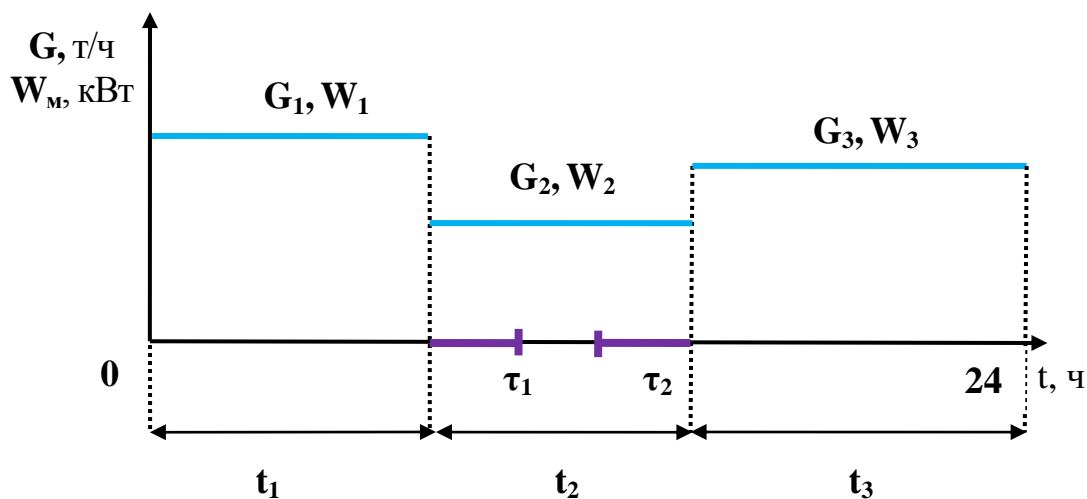


Рисунок 2. График работы нефтепровода в рабочие дни:

G_1, G_2, G_3 – производительность перекачки на стационарных режимах, т/ч;

W_1, W_2, W_3 – мощность, затрачиваемая на перекачку на режимах

G_1, G_2, G_3 , кВт; t_1, t_2, t_3 – время работы МН на режимах G_1, G_2, G_3 , ч

При вышеизложенном подходе работы МН в рабочие дни, возможно ожидать снижение суммарных энергозатрат за счет уменьшения затрат на оплату электрической мощности. Однако при этом возрастает неравномерность работы МН, что может привести к:

- увеличению расхода электрической энергии [9] и удельных затрат электрической энергии на перекачку 1 тонны нефти (кВт·ч /т);
- преждевременному выходу из строя технологического оборудования станций из-за увеличения количества пусков насосов;
- увеличению ремонтов на линейной части (ЛЧ) МН из-за повышения цикличности перекачки.

Таким образом, с одной стороны первый подход предусматривает снижение затрат на электроэнергию за счет работы минимальными режимами в часы пик в рабочие дни и максимальными в нерабочие дни, с другой стороны это приведет к снижению уровня надежности МН.

Второй подход к планированию работы МН заключается в его относительно равномерной работе без дополнительных переключений в часы пиковой нагрузки. Выбор режимов работы в рабочие дни может быть осуществлен, на основании результатов, полученных при оплате по одноставочному тарифу [7]. В нерабочие дни, как и в первом подходе, наиболее целесообразно работать максимальными режимами.

Для сравнения экономической целесообразности применения первого или второго подхода были сформированы планы перекачки по двум вариантам для четырех существующих ТУ МН (таблица 1). Результаты сведены в таблицу 1 и представлены в относительных единицах, за базу приняты энергозатраты по первому варианту. Также для двух вариантов рассчитывалось количество технологических переключений между режимами за год и удельные затраты электрической энергии на перекачку 1 тонны нефти (кВт·ч/т). Названия ТУ МН обезличены и представлены в виде порядковых номеров.

Таблица 1. Основные параметры планов перекачки существующих ТУ МН по двум вариантам

ТУ	DN, мм	F , от. ед.		Количество переключений в год, шт.		Удельные затраты, от. ед.	
		Первый вариант	Второй вариант	Первый вариант	Второй вариант	Первый вариант	Второй вариант
1	1200	1	1,08	480	120	1	0,96
2	1200	1	1,13	528	108	1	0,95
3	1200	1	1,12	448	168	1	0,95
4	1200	1	1,07	460	112	1	0,97

Анализ полученных результатов показывает, что, по первому варианту планирования перекачка с экономической точки зрения более выгодная. В среднем экономия составляет $\approx 10\%$, с другой стороны на $\approx 4\%$ возросли удельные затраты на перекачку и, в ≈ 4 раза увеличилось количество технологических переключений между режимами, соответственно и увеличилось количество пусков насосных агрегатов.

В исследованиях Э.М. Ясина и др. [10] по влиянию количества пусков насосных агрегатов на интенсивность отказов насосов показано, что в рамках реализации программы энергосбережения на одном из нефтепродуктопроводов фактическое энергопотребление уменьшилось на 5% за счет выбора на станции комбинации включаемых насосов с минимальным энергопотреблением. Однако при этом частота пусков насосных агрегатов увеличилась в 5 раз, в результате чего в 2-7 раза возросла интенсивность отказов насосных агрегатов [10]. Соответственно учитывая результаты исследований [10] при работе МН по первому варианту планирования, возможно, ожидать увеличение интенсивности отказов насосного оборудования. Также из-за частых пусков и остановок насосов увеличиваются циклические нагрузки на ЛЧ МН, что уменьшает ресурс МН и увеличивает количество ремонтов, с другой стороны, достигается значительная экономия ($\approx 10\%$) в денежном выражении.

Следует отметить, что решение задачи, как по первому, так и по второму вариантам может быть использовано для различных

конфигураций систем МН: параллельных, последовательных. В обоих случаях задача сводится к использованию алгоритма решения задачи для однониточного МН.

Для параллельных МН строится последовательность оптимальных комбинаций стационарных режимов как режимов одного эквивалентного в системе нефтепровода. В комбинацию включается по одному режиму от каждого нефтепровода входящего в систему. В качестве дополнительного способа оптимизации затрат на покупную мощность для данных МН можно рассматривать разнесение во времени максимумов нагрузки различных станций одной энергосистемы.

Для последовательных ТУ МН задача распадается на ряд самостоятельных подзадач, решаемых для каждого ТУ в отдельности. В данном случае каждый промежуточный РП является конечным для предыдущего и начальным для последующего ТУ.

Для практического применения вышеописанных подходов была разработана компьютерная программа на языке Matlab, позволяющая формировать план перекачки.

Исходные данные (карта режимов, план остановок, план-график смежных ТУ и т.д.) хранятся в Excel файлах, их импорт проводится при нажатии соответствующих кнопок. Если в пределах ТУ стоимость электроэнергии и мощности остается неизменной их стоимость можно ввести в рабочем окне программы, если она изменяется по НПС, тогда их импорт осуществляется из Excel файла. Период планирования, объем перекачки и часы пиковой нагрузки энергосистемы вводятся в диалоговом окне программы.

Выбор подхода к формированию плана перекачки (первый или второй) остается за пользователем программы. Алгоритм формирования плана перекачки реализуется в соответствии с ранее описанным, и в итоге в области отображения выводится сформированный план-график за период планирования. Последующий экспорт плана перекачки может

осуществляться в регламентированную форму. Данную программу планируется внедрить в одной из ОСТ.

Выводы

1. Рассмотрены два подхода к формированию плана перекачки при оплате электроэнергии по двухставочному тарифу. Первый предусматривает выполнение двух переключений между режимами в течение суток, для обеспечения работы нефтепровода в час пик на минимальных режимах, второй не предусматривает таких переключений.

2. Показано, что при первом подходе по отношению ко второму среднее снижение энергозатрат достигает $\approx 10\%$, среднее увеличение количества пусков насосов - 4 раза, увеличение удельных затрат на перекачку - 4%.

3. С точки зрения снижения эксплуатационных затрат наиболее экономически целесообразным является первый подход формирования плана перекачки, с точки зрения повышения эксплуатационной надежности второй подход. Выбор одного из подходов остается за эксплуатирующей организацией.

4. Разработана компьютерная программа позволяющая формировать план перекачки по одному из подходов (вариантов) выбранному пользователем.

References

- 1 State program of the Russian Federation "Energy Efficiency and energy development" the Ministry of energy of the Russian Federation. 2013. URL: <http://minenergo.gov.ru> (accessed 20.05.2013). [in Russian].
- 2 The Program of strategic development of OJSC "AK "Transneft" for the period up to 2020, in part, related to the development of OAO AK Transnefteproduct // OAO AK Transnefteproduct. 2014. URL: <http://transnefteproduct.transneft.ru/press/news/?id=1487> (date of access 14.04.2014). [in Russian].
- 3 Annual report of OJSC "AK "Transneft" for 2012, M., 2013. 86 p.
- 4 The Decree of the RF Government dated 04.05.2012 No. 442 "On the functioning of the retail markets of electric energy, full and (or) partial restriction mode energy consumption (along with the Main provisions of the functioning of retail electricity markets", "full Rules and (or) partial restriction of the mode of consumption of electric energy"). M., 2013. 200 p. [in Russian].
- 5 PR-91.140.50-KTN-118-11 the Procedure of planning and accounting of power consumption (power) system organizations "Transneft". M., 2011. 25 p. [in Russian].
- 6 Meerow M. C., Friedman C. G., Shemetkov L. G., Method optimization plan for pumping pipeline // Oil industry. VNIIEM. 1970. No. 12. pp. 31-34. [in Russian].
- 7 Golosovker V. I. Defining the mode of the main pipeline at a given performance. VNIIEM. The transport and storage of oil and oil products. 1967. No. 10. pp. 24-26. [in Russian].
- 8 PR-03.220.99-KTN-092-08. The regulation of the development of process maps, calculation of the modes of operation of the main pipelines of OJSC "AK "Transneft". M., 2008. 34 p. [in Russian].
- 9 Vyazunov E. C., Shemetkov L. G., Golosovker V. I. influence of the uneven pumping on energy consumption. // The transport and storage of oil and oil products. 1974. No. 10. pp. 10-12. [in Russian].

10 Yasin E. M., Berezin C. L., Ramakin K. E.. the Reliability of trunk pipelines. M.: Nedra, 1972. pp. 183. [in Russian].

Список используемых источников

1 Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» // Министерство энергетики Российской Федерации. 2013. URL: <http://minenergo.gov.ru> (дата обращения 20.05.2013).

2 Материалы Программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года в части, касающейся развития ОАО «АК «Транснефтепродукт» // ОАО «АК «Транснефтепродукт». 2014. URL: <http://transnefteproduct.transneft.ru/press/news/?id=1487> (дата обращения 14.04.2014).

3 Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2012 г. М., 2013. 86 с.

4 Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»). М., 2013. 200 с.

5 ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». М., 2011. 25 с.

6 Мееров М.В., Фридман В.Г., Щепетков Л.Г. Метод оптимизации плана перекачки для нефтепровода // Нефтяная промышленность. ВНИИОЭНГ. 1970. №12. С.31-34.

7 Голосовкер В.И. Определение режима работы магистрального нефтепровода при заданной производительности. ВНИИОЭНГ. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1967. №10. С.24-26.

8 ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». М., 2008. 34 с.

9 Вязунов Е.В., Шепетков Л.Г., Голосовкер В.И. Влияние неравномерности перекачки на расход электроэнергии. // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1974. №10. С.10-12.

10 Ясин Э.М., Березин В.Л., Рашепкин К.Е.. Надежность магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1972. С.183.

About the authors

Сведения об авторах

A.F. Barkhatov, Post-graduate Student of the Chair “Equipment and Welding Technology”, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, the Russian Federation

Бархатов А.Ф., аспирант кафедры «Оборудование и технология сварочного производства», Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

e-mail: barkhatov-alexh@yandex.ru

A.V. Baranova, Senior Teacher of the Foreign Languages Department, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, the Russian Federation

Баранова А.В., старший преподаватель кафедры иностранных языков Института природный ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация