

УДК 621.313

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Н.А. Носиков^{1,2}, Ю.А. Макаричев²

¹ТТП «РИТЭК-Самара-Нафта» ООО «РИТЭК»
Россия, 443041, г. Самара, ул. Ленинская, 120А

²Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

E-mail: nosikovn@yandex.ru, makarichev2801@mail.ru

Аннотация. Актуальная задача повышения энергоэффективности нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефтепроводов (МН) заключается в снижении потребления электроэнергии на перекачку единицы товарной продукции. Обычно эта величина измеряется в кВт·ч на тонну перекачанной нефти. Значение удельных энергозатрат зависит от множества факторов: длины нефтепровода, реологических свойств перекачиваемой нефти, плановых объемов, напора на входе и выходе нефтеперекачивающих станций и др.

Для отдельно взятого участка магистрального нефтепровода и фиксированного временного периода, обычно в течение месяца, многие из перечисленных параметров изменяются незначительно или остаются постоянными. Например, свойства нефти в течение одного месяца не меняются, так как они определены коммерческим контрактом.

Существенным параметром, определяющим удельное электропотребление, является режим перекачки – режим работы насосных агрегатов, определяющий их производительность и среднюю мощность. В зависимости от технологических задач режимы работы постоянно изменяются в соответствии с заданным графиком. Как правило, нормативными документами задаются несколько фиксированных режимов перекачки. Таких режимов может быть от 5 до 10.

Задача оптимизации режимов перекачки заключается в отыскании минимума функции цели – удельного потребления электроэнергии за один календарный месяц работы трубопровода при условии обеспечения плана перекачки за счет оптимального подбора режимов работы НПС. В статье на примере работы МН АО «Транснефть-Приволга» описан алгоритм и результаты оптимизационного расчета, позволившего получить экономию затрат на электроэнергию при обеспечении заданного объема перекачки нефти.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, электрооборудование, энергоэффективность.



© Автор(ы), 2025

¹ Николай Александрович Носиков, главный энергетик – руководитель группы главного энергетика, аспирант кафедры электромеханики и автомобильного электрооборудования.

Юрий Александрович Макаричев, доктор технических наук, профессор, и.о. декана электротехнического факультета, заведующий кафедрой электромеханики и автомобильного электрооборудования.

Актуальность вопроса

Анализ влияния наиболее важных технологических параметров, характеризующих процесс транспортировки нефти, на потребление электроэнергии основным и вспомогательным оборудованием НПС приведен в [1]. Предложенная в статье математическая модель определяет электропотребление насосных станций в зависимости от объемов перекачиваемой нефти, значения входного и выходного напора в трубопроводе, физических свойств перекачиваемого продукта, а также от режима работы основного и вспомогательных комплексов электрооборудования. Математическая модель позволяет рассчитывать как суммарное потребление электроэнергии НПС, так и ее удельные, на единицу продукции, значения.

Кроме параметров, определенных в [1], нужно в обязательном порядке учесть режимы переключений отдельных насосных агрегатов с целью обеспечения требуемого технологического графика транспортировки нефти. Неизбежные процессы включения-выключения электродвигателей магистральных насосов сопровождаются повышенным потреблением электроэнергии, дополнительной нагрузкой на трансформаторные подстанции и вызывают снижение остаточного ресурса всего задействованного электрооборудования. Исследования, проведенные авторами на основе статистических данных работы НПС «Б. Черниговка» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга», позволяют заложить основы алгоритма оптимального управления режимами работы НПС и за счет этого снизить удельные показатели расхода электроэнергии на перекачку единицы товарной продукции, что подтверждает важность и актуальность решения поставленной задачи.

Выявление потенциальных возможностей экономии и затрат на электроэнергию невозможно без оптимизации режимов работы НПС и сопряженного с ней участка нефтепровода [2, 5, 9, 11, 12, 14].

Режимы работы эксплуатационного участка нефтепровода

Суммарная установленная мощность электроприводов только одной насосной станции может составлять десятки мегаватт, что определяет годовое потребление электроэнергии в сотни миллионов кВт·час. Однако только часть этой энергии является полезно используемой. Анализ работы магистральных нефтепроводов показывает, что основной причиной, приводящей к перерасходу электроэнергии, является нерациональный выбор режимов работы насосных агрегатов [13, 14]. Регулирование работы насосов на всех НПС направлено на решение технологических задач и, как правило, не учитывает энергетических аспектов транспорта нефти.

В настоящее время регулирование производится несколькими методами. Наиболее часто встречающийся метод – ступенчатое регулирование, осуществляющееся посредством использования нескольких насосов с разными диаметрами рабочих колес. Суть метода заключается в удалении материала рабочего колеса для уменьшения его диаметра выхода D_2 . В свою очередь, результатом уменьшения диаметра является снижение напора и производительности насоса [5, 15, 16]. Следовательно, при обточке рабочего колеса кривая характеристики насоса понижается и при некотором значении D_2 будет проходить через заданную режимную точку. У данного способа два очень существенных недостатка: во-первых, он применим только для стационарных режимов перекачки и при из-

менении режима неприменим; во-вторых, процесс обточки рабочего колеса необратим, для восстановления максимальной подачи необходимо иметь несколько рабочих колес с разными диаметрами. Замена рабочего колеса насоса сопряжена с остановкой агрегата и существенными затратами на ремонт, которые могут превысить получаемую выгоду от снижения потребления электроэнергии.

Дросселирование как метод регулирования производительности насосных агрегатов, несмотря на свою простоту, – самый неэффективный по затратам электроэнергии метод. До 10–25 % электроэнергии расходуется на непроизводительную работу агрегатов [17].

Наиболее энергоэффективным способом регулирования производительности насосных агрегатов с приводом от асинхронных и синхронных электродвигателей общепризнанно считается метод частотного регулирования. У этого способа есть много достоинств, включая возможность широкого регулирования производительности насосов, плавного пуска, исключающего гидравлические удары, высокий КПД во всем диапазоне частот. Единственным и основным недостатком метода остается высокая стоимость частотного преобразователя большой мощности, в несколько раз превышающая стоимость приводного электродвигателя [18].

Поэтому основным способом регулирования производительности участка магистрального нефтепровода в настоящее время остается дискретное регулирование за счет включения-отключения насосных агрегатов [18].

Для упорядочения режимов работы разрабатывается карта технологических режимов магистрального трубопровода [19]. В этом документе определяются все допустимые режимы работы насосных агрегатов. Таких режимов может быть несколько, и характеризуются они в зависимости от количества включенных агрегатов различной производительностью и, следовательно, различной мощностью потребляемой электроэнергии. Что важно, при этом меняется и удельная мощность потребления электроэнергии на единицу перекачанной нефти. В табл. 1 приведены в качестве примера данные для пяти режимов МТ «Гурьев – Куйбышев».

Таблица 1

Карта технологических режимов

Показатель	Номер варианта (режима)				
	1	2	3	4	5
P_i , кВт	4585	4086	3380	2710	1042
Производительность, q_i , т/сут	45504	43728	39420	32760	21840
Удельный показатель электропотребления, S_i , кВт·час/т	2,418	2,243	2,058	1,985	1,145

Производительность режимов изменяется с 21840 до 45504 т/сутки, а удельное потребление электроэнергии в этих режимах различается в 2,11 раза.

Задача представляемого исследования – при анализе непроизводительных потерь электроэнергии выяснить требуемое время наработки эксплуатационного участка магистрального трубопровода на каждом режиме и на этой основе определить оптимальное время наработки между переключениями и их необходимое количество по критерию минимума потребляемой электроэнергии с учетом графика прокачки нефти.

Допущения и ограничения, принятые при решении задачи

Допущения, принятые при решении оптимизационной задачи, были приняты на основании данных, приведенных в [4, 19, 20].

1. Анализируемый период – один месяц (29 суток, так как одни или двое суток резервируются на остановку МН для планового ремонта и профилактики оборудования).

2. Период дискретизации – одни сутки.

3. Физические свойства перекачиваемой нефти – определены коммерческим контрактом и в течение исследуемого периода неизменны.

4. За расчетную мощность принята средняя мощность агрегатов за сутки.

5. Мощность вспомогательного оборудования НПС в расчетах не учитывается. Учитывается только мощность основного электрооборудования по перекачке товарного продукта [1].

Обоснованность последнего допущения доказана в [1] и основывается на обработке данных по типовой НПС за два периода работы: 2003–2006 гг. – полная загрузка, 2021–2023 гг. – частичная загрузка станций.

Любая задача оптимизации связана с ограничениями, накладываемыми на варьируемые переменные и их соотношение. В рассматриваемой задаче были приняты следующие ограничения.

Первое определяется равенством (1)

$$t_1 + t_2 + \dots + t_n = T, \quad (1)$$

где $t_1, t_2, \dots, t_n$ – время работы для 1, 2, ... n -го режима соответственно, сутки; T – отчетный период времени работы нефтепровода, сутки.

Второе ограничение определяется месячной программой объема перекачки нефти

$$q_1 t_1 + q_2 t_2 + \dots + q_n t_n = Q, \quad (2)$$

где $q_1, q_2, \dots, q_n$ – расход 1, 2, ... n -го периодов соответственно, тыс. т/сутки; Q – требуемый объем перекачки за отчетный период времени, тыс. т.

Следующее ограничение связано с максимально допустимой мощностью установленного оборудования $p_{\max}$ для данного участка МН. Средняя мощность для каждого режима p_i не должна превышать значения максимальной установленной мощности

$$p_i \leq p_{\max}. \quad (3)$$

Учитывалось ограничение, связанное с максимальным количеством «горячих» и «холодных» пусков двигателей насосов под нагрузкой в единицу времени, определенное инструкцией по эксплуатации электродвигателя.

Критерий оптимальности и варьируемые факторы

В соответствии с выбранной целью исследования, заключающейся в минимизации непроизводительных расходов электроэнергии, главным параметром, характеризующим эту цель количественно, является расход электроэнергии на единицу товарной продукции, а *критерием оптимальности* – минимум этого параметра:

$$p_1 t_1 / q_1 + p_2 t_2 / q_2 + \dots + p_n t_n / q_n = \mathcal{E}_{\text{расч.}} / Q \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $p_1, p_2, \dots, p_n$ – расход 1, 2, ... n -го режима соответственно, кВт; $\mathcal{E}_{\text{расч.}}$ – расчетный расход электроэнергии, кВт·час.

В качестве *варьируемых переменных* в исследовании предложено выбрать время работы агрегатов $t_1, t_2, \dots, t_n$ для 1, 2, ... n -го режимов, сутки в месяц, и соответствующие им значения средней мощности S_i , кВт·час/т.

Алгоритм поиска экстремума целевой функции

Варьируемые переменные $t_1, t_2, \dots, t_n$ в поставленной задаче могут принимать целочисленные значения от 0 до 29. Значение $t_i = 0$ означает, что i -тый режим в течение исследуемого периода не применяется ни одного раза.

Количество всех возможных сочетаний определяется известным выражением [3]

$$N = p^k = 30^5 = 24.3 \cdot 10^6. \quad (5)$$

Такое количество вариантов исследовать весьма проблематично. Но с учетом ограничения (2) это число значительно сокращается. Если равенство (2) задать абсолютно строгим, то множество (4) может оказаться вообще пустым. Поэтому вместо строгого равенства (2) было предложено условие, которое заключалось в том, что отклонение расчетного объема перекачиваемой нефти от заданного контрактом Q_k не должно превышать наперед заданной величины $e\%$:

$$\Delta Q_{\%} \leq e_{\%},$$

где

$$\Delta Q_{\%} = \frac{(q_1 \cdot t_1 + q_2 \cdot t_2 + q_3 \cdot t_3 + q_4 \cdot t_4 + q_5 \cdot t_5 - Q_k) \cdot 100}{Q_k}. \quad (6)$$

При такой постановке задачи число возможных сочетаний режимов работы, обеспечивающих заданную точность, значительно сокращается. Так, если $e_{\%} = 0.5\%$, то число вариантов, отвечающих условиям (1) и (6), сокращается до 1276. Следует отметить, что 0.5% от планового показателя объема месячной перекачки составляет 2,5 тыс. т – примерно двадцатую часть средней суточной производительности МН. В этом случае неточность обеспечения заданной месячной производительности МН корректируется сокращением или добавлением 1–2 часов работы в резервный день.

Для такого количества «испытаний» (расчетов) по математической модели и последующего анализа полученных результатов рационально применить метод упорядоченного перебора с последующим ранжированием значений параметра оптимизации. Современные компьютерные программы легко позволяют это сделать.

Алгоритм отбора всех удовлетворяющих условиям постановки задачи режимов представлен на рис. 1.

Задача оптимизации в общем виде ставилась как задача выбора из множества допустимых альтернативных вариантов подмножества оптимальных решений, среди которых в дальнейшем определялся окончательный оптимальный режим переключений агрегатов, обеспечивающий минимум потребления электроэнергии на единицу объема перекачанной нефти.

Подмножество всех вариантов сочетаний режимов экспортировалось из программы MatchCad в Excel в виде неупорядоченного массива данных о 1276 вариантах, в которые входили:

- количество суток работы для каждого режима $t_1, t_2, \dots, t_5$;
- расчетная производительность за месяц Q , т;

- отклонение расчетной месячной производительности от заданной, $\Delta Q\%$;
- затраты электроэнергии для каждого варианта режимов $\mathcal{E}$, кВт·час;
- значение экономии электроэнергии в сравнении с фактическим за исследуемый месяц $\Delta \mathcal{E}$, кВт·час и %.

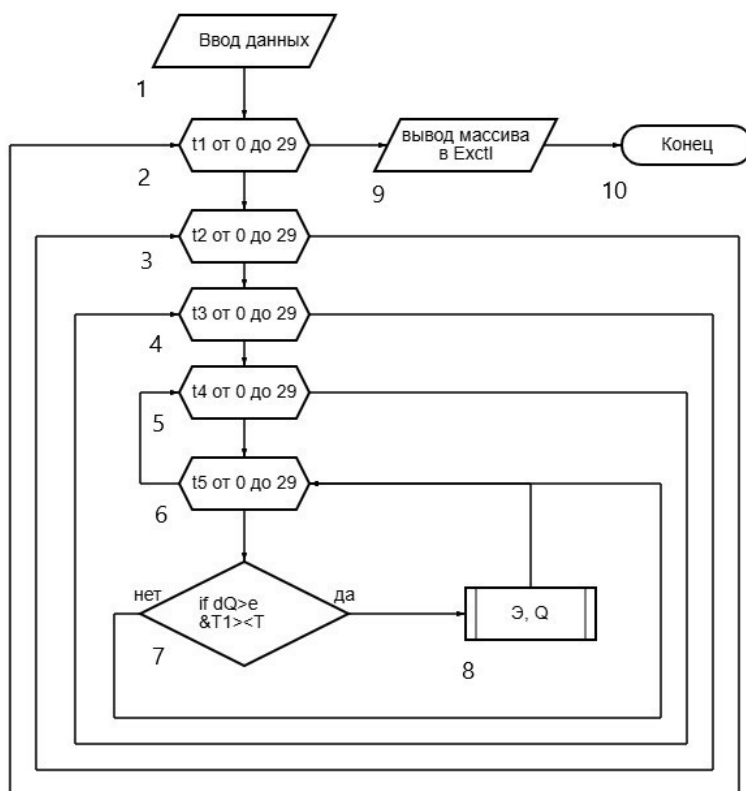


Рис. 1. Алгоритм метода упорядоченного перебора:

1 – блок ввода исходных данных и констант; 2...6 – вложенные циклы перебора всех возможных сочетаний периодов работы каждого технологического цикла; 7 – проверка ограничения по отклонению суммарной производительности от заданного значения и проверка условия (6), в случае нарушения одного из этих ограничений вариант отклоняется и расчет переходит к следующему варианту; 8 – подпрограмма расчета потребного месячного энергопотребления $\mathcal{E}$, кВт·час; 9 – вывод массива расчетных данных в Excel для дальнейшей обработки

Результаты решения оптимизационной задачи

Как отмечалось выше, в качестве объекта оптимизации был выбран участок магистрального нефтепровода «Гурьев – Куйбышев» системы ПАО «Транснефть» проектной мощностью 17,5 млн т/год. Статистические данные выбраны за один из типичных месяцев исследуемого периода, когда трубопровод работал на 47 % от проектной мощности. Оптимизационный расчет проводился для этого коэффициента загрузки МН.

За месяц по исследуемому участку МН было перекачано согласно коммерческому плану $Q = 1027760$ т нефти.

Фактическое энергопотребление составило $\mathcal{E}_{\text{факт}} = 2004478$ кВт·час.

Задачей оптимизации было найти такое соотношение режимов работы из пяти допустимых картой технических режимов, при котором расчетное потребление электроэнергии будет меньше $\mathcal{E}_{\text{факт}}$, а в общем случае будет минимальным.

В электронных таблицах Excel данные массива всех возможных вариантов режимов перекачки были структурированы в порядке убывания величины расчетной экономии электроэнергии за месяц $\Delta\mathcal{E}$, кВт·час. Из 25 лучших вариантов 23 дают по сравнению с фактическим расходом электроэнергии за исследуемый месяц экономию от 2 158 до 44 782 кВт·час (0,11–2,23 %). Варианты, начиная с 24-го и далее, экономии энергии не дают.

Для более детального анализа в электронных таблицах были рассчитаны дополнительные параметры режимов перекачки.

В табл. 2 приведены структурированные данные по объемам перекачки для 12 лучших по энергоэффективности вариантов с учетом объема перекачки каждого из пяти режимов за расчетное количество суток $q_i \cdot t_i$.

В итоговых столбцах таблицы даны значения дефицита/профицита месячного плана перекачки в тоннах ΔQ и процентах $\Delta Q\%$.

Отметим, что профицит месячной производительности в 976 т соответствует только одному варианту № 10. Для остальных вариантов невыполнение программы перекачки составляет от 1376 до 10040 т.

Для того чтобы компенсировать невыполнение плана перекачки, например для варианта № 3 в 10 040 т, потребуется работа агрегатов МН в режиме № 1 в течение 5 часов в резервные сутки, что, как правило, нежелательно, хотя и допустимо, по технологическим причинам.

На диаграмме рис. 2 в виде столбцов с накоплением показана структура перекачки для первых 12 вариантов режимов. Каждая часть столбца соответствует номеру режима (с 1 по 5 снизу вверх) в сутках, умноженному на мощность соответствующего режима. Весь столбец соответствует месячному объему перекачки для заданного варианта.

Из диаграммы видно, что суммарный объем перекачки – полная высота столбцов – меняется в пределах наперед заданной погрешности 0,5 %.

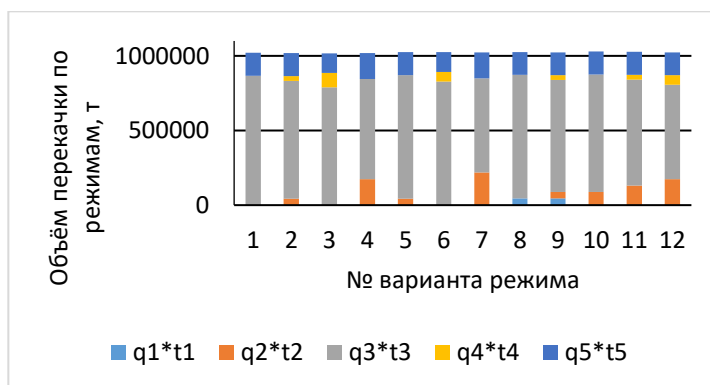


Рис. 2. Диаграмма объемов перекачки для лучших вариантов режимов по экономии электроэнергии

Производительность МН для отдельных режимов работы

№	t_1 , сут	$q_1 \cdot t_1$, т	t_2 , сут	$q_2 \cdot t_2$, т	t_3 , сут	$q_3 \cdot t_3$, т
1	0	0	0	0	22	867 240
2	0	0	1	43 728	20	788 400
3	0	0	0	0	20	788 400
4	0	0	4	174 912	17	670 140
5	0	0	1	43 728	21	827 820
6	0	0	0	0	21	827 820
7	0	0	5	218 640	16	630 720
8	1	45 504	0	0	21	827 820
9	1	45 504	1	43 728	19	748 980
10	0	0	2	87 456	20	788 400
11	0	0	3	131 184	18	709 560
12	0	0	4	174 912	16	630 720

№	t_4 , сут	$q_4 \cdot t_4$, т	t_5 , сут	$q_5 \cdot t_5$, т	Q , т	ΔQ , т	ΔQ , %
1	0	0	7	152880	1 020 120	–7640	–0.74
2	1	32 760	7	152880	1 017 768	–9992	–0.97
3	3	98 280	6	131040	1 017 720	–10040	–0.98
4	0	0	8	174720	1 019 772	–7988	–0.78
5	0	0	7	152880	1 024 428	–3332	–0.32
6	2	65 520	6	131040	1 024 380	–3380	–0.33
7	0	0	8	174720	1 024 080	–3680	–0.36
8	0	0	7	152880	1 026 204	–1556	–0.15
9	1	32 760	7	152880	1 023 852	–3980	–0.38
10	0	0	7	152880	1028736	976	0.09
11	1	32760	7	152880	1026384	–1376	–0.13
12	2	65520	7	152880	1024032	–3728	–0.36

На приведенной диаграмме можно проследить структуру потребления электроэнергии для каждого варианта перекачки.

Так, например, для первого варианта графика перекачки 22 суток участок работает по третьему режиму перекачки и 7 суток по пятому режиму (см. табл. 2). Для этого варианта потребуется всего два переключения режима, учитывая включение на режим № 3 в начале периода. Для других вариантов из представленной выборки минимальное количество переключений колеблется от 3 до 5. Заметим, что это минимально необходимое количество переключений режимов. На практике это количество из-за непредвиденных факторов (технологических, экономических, аварийных) может быть значительно больше.

На диаграмме рис. 3 показано соотношение экономии электроэнергии для рассматриваемых режимов $\Delta \mathcal{E}$ % и величины дефицита/профицита прокачанной нефти ΔQ %.

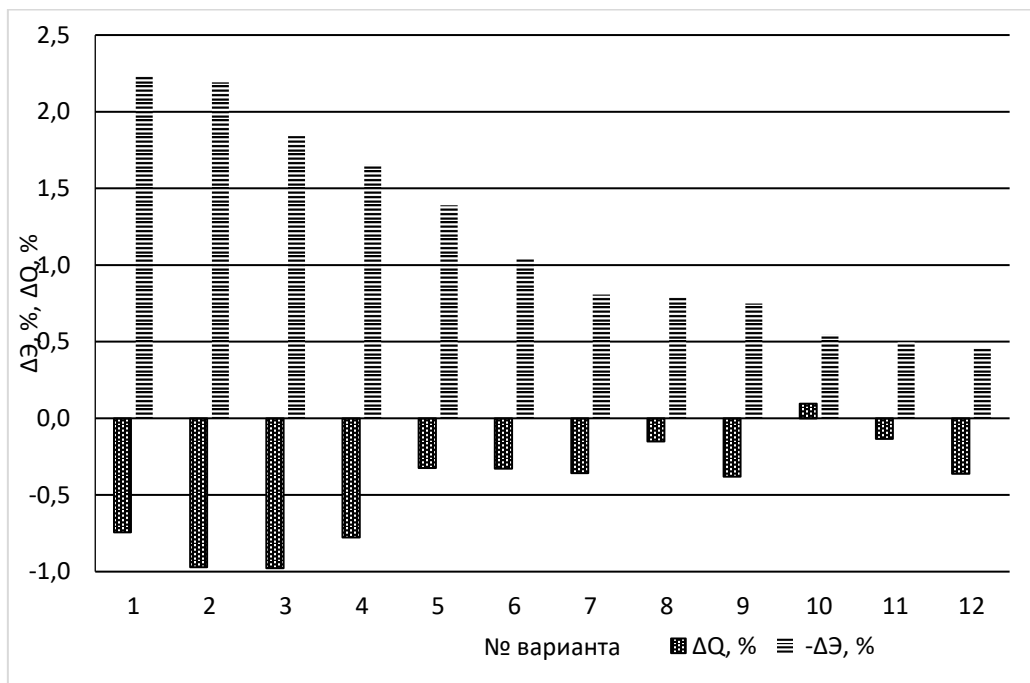


Рис. 3. Соотношение экономии электроэнергии и разницы расчетного и планового объема перекачки

За базовое значение объема перекачки принято плановое задание на исследуемый период $Q = 1027760$ т, а за базовое значение по расходу электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{факт}} = 2004478$ кВт·час.

В результате оптимизации режимов перекачки для заданных условий, соответствующих заданию по участку МН «Гурьев – Куйбышев» системы ПАО «Транснефть», был получен вариант управления режимами, позволяющий сэкономить 44 782 кВт·час электроэнергии, расходуемой на основной технологический процесс. По сравнению с фактическим расходом электроэнергии экономия составляет 2,24 %. Кроме этого, полученный расчетный вариант требует в идеале только двух переключений режимов перекачки, что значительно снижает динамические нагрузки на питающую сеть и сами электродвигатели магистральных насосов, повышая их ресурс и надежность.

По удельному показателю расхода электроэнергии на тонну перекачанного продукта оптимальный вариант позволяет снизить расход электроэнергии с $q_{\text{факт}} = 1.95$ кВт·час/т до $q_{\text{опт}} = 1.906$ кВт·час/т (–2.22 %).

Основные результаты и выводы

1. Основную часть расхода электроэнергии, 93–97 %, составляет электроэнергия, затраченная на основной технологический процесс МН – на работу электродвигателей магистральных насосов. От времени работы на определенном

режиме и количества переключений зависит общий расход электроэнергии. Набор допустимых режимов определен картой технологических режимов.

2. В большинстве случаев можно обеспечить заданную программу перекачки без излишних дополнительных переключений между насосными агрегатами и за счет этого снизить расход электроэнергии и повысить ресурс работы оборудования.

3. В качестве основного критерия оптимальности режимов переключения насосных агрегатов был выбран минимум расхода электроэнергии на единицу перекачиваемой продукции q , кВт·час/т. Дополнительным критерием выступал минимум количества переключений насосных агрегатов, обеспечивающий программу перекачки.

4. Оптимизация режимов работы агрегатов и количества их переключений свелась к упорядоченному перебору 1 276 расчетных вариантов, обеспечивающих заданную программу перекачки с точностью 0,5 %. Из полученного массива вариантов были отобраны 25, в которых расход электроэнергии оказался минимальным.

5. За оптимальный принят вариант перекачки № 1, в котором расчетный расход электроэнергии был снижен по сравнению с фактическим для выбранного периода эксплуатации на 44 782 кВт·час (2,24 %). Этот вариант режима обеспечивается всего тремя переключениями насосных агрегатов, что является лучшим показателем для исследуемой выборки и на порядок меньше фактического количества переключений за исследуемый период эксплуатации участка МНП. Для оптимального варианта удельный расход электроэнергии на единицу перекачиваемого продукта составил 1,906 кВт·час/т, что на 2,22 % меньше, чем удельный фактический расход за исследуемый период.

6. Предложенная методика оптимизации режима работы нефтепровода на заданный период позволяет выбрать требуемый режим работы с минимальными затратами электроэнергии. Методику рекомендуется использовать при составлении месячных планов работы магистрального нефтепровода и прогнозировании величины потребления электроэнергии для выполнения этих планов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Макаричев Ю.А., Носиков Н.А. Математическая модель потребления электроэнергии на НПС // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2024. Т. 32, № 4. С. 106–117. DOI: 10.14498/TECH.2024.4.8. EDN:JMVDVB
2. Geunsub Kim, Gunwoo Lee, Seunghyun An, Joowon Lee. Forecasting future electric power consumption in Busan New Port using a deep learning model // The Asian Journal of Shipping and Logistics. 2023. Vol. 39, Iss. 2. Pp. 78–93. DOI: 10.1016/j.ajsl.2023.04.001. EDN: BKTIVT
3. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976. 278 с. EDN: TOBZDM
4. АО «Транснефть-Приволга». Годовой отчет за 2023 год.
5. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1980. 187 с.
6. Рахмонов И.У., Ушаков В.Я., Нажимова А.М., Обидов К.К., Сулейманов С.Р. Математическое моделирование минимизации расходов электроэнергии промышленными предприятиями с непрерывным характером производства // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 4. С. 43–51. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4423. EDN: GTEVCP
7. ОАО «Приволжскнефтепровод». Годовой отчет за 2006 год.
8. ОР-91.140.50-КТН-0397-24. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Потребление электроэнергии (мощности). Порядок планирования и учета. М.: ПАО «Транснефть», 2024. 141 с.

9. *Устюгов Н.В., Проталинский О.М.* Математическая модель потребления электроэнергии в организационно-технической системе // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2020. № 3. С. 116–124. DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-116-124. EDN: XAIKPX
10. *Черноруцкий И.Г.* Методы принятия решений. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 408 с. EDN: QQIXNX
11. *Шаюхов Т.Т.* Расчет удельных норм и прогнозирование электропотребления на промышленных предприятиях. Екатеринбург: УрГУПС, 2016. 74 с. (Инновационный транспорт; № 3 (21)). DOI: 10.20291/2311-164X-2016-3-8-12. EDN: WXOVQX
12. *Шаюхов Т.Т.* Математическое моделирование влияния внешних факторов на параметры электропотребления // Интернет-журнал «Науковедение». 2017. Т. 9, № 5. EDN: YKWHDE
13. *Шалай В.В., Мызников М.О., Кононова М.И.* Пути повышения эффективности эксплуатации нефтепроводов // Нефтегазовый терминал. 2019. № 16. С. 315–319. EDN: OQDUQT
14. *Shalay V.V., Myznikov M.O., Gildebrandt M.I.* Energy and resource saving in hydrocarbons transportation // AIP Conference Proceedings. 2018. Vol. 2007. DOI: 10.1063/1.5051957. EDN: YCAOEH
15. *Ломакин Д.А., Коротков В.В.* Корректировка характеристик центробежных насосов за счет подрезки рабочего колеса // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2017. EDN: YIXEQT
16. *Зайцев Л.А., Ясинский Г.С.* Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1980. 187 с.
17. *Разбойников А.А., Барсуков Н.С.* Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 2 (69). 5 с. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10018. EDN: JMKLKE
18. *Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршаков А.А. и др.* Трубопроводный транспорт нефти: В 2 т. / Под ред. С.М. Вайнштока. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. Т. 2. 621 с. EDN: VSGPJP
19. АО «Транснефть-Приволга». Карта технологических режимов работы МТ «Гурьев – Куйбышев» (ТУ «Б. Черниговка – Самара»).
20. АО «Транснефть-Приволга». Отчет «Соблюдение режима работы МН «Узень-Атырау-Самара» (технологического участка «Атырау-Самара») за 2021–2023 гг».

Статья поступила в редакцию 11.04.2025

OPTIMIZATION OF ENERGY SAVING MODE PUMPING OF THE MAIN OIL PIPELINE

N.A. Nosikov^{1,2}, Yu.A. Makarichev²

¹ TPP «RITEK-Samara-Nafta» LLC «RITEK»
120A, Leninskaya st., Samara, 443041, Russian Federation

² Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russian Federation

E-mail: nosikovn@yandex.ru, makarichev2801@mail.ru

Abstract. *The current task of increasing the energy efficiency of oil pumping stations (OPS) of main oil pipelines (MOP) is to reduce the consumption of electricity for pumping a unit of commercial product. Usually, this value is measured in kW*hours per ton of pumped oil. The value of specific energy consumption depends on many factors: the length of the oil pipeline, the rheological properties of the pumped oil, planned volumes, the pressure at the inlet and outlet of the oil pumping stations, and many other parameters. For a separate section of the main oil pipeline and a fixed time period, usually during a month, many of the listed parameters change insignificantly or remain constant. For example, the properties of oil do not change during one month, since they are determined by a commercial contract.*

An essential parameter determining specific power consumption is the pumping mode – the operating mode of the pumping units, determining their productivity and average power. Depending on the technological tasks, the operating modes are constantly changing in accordance with the specified schedule. As a rule, regulatory documents specify several fixed pumping modes. There can be from 5 to 10 such modes.

The task of optimizing pumping modes is to find the minimum of the objective function - specific electricity consumption for one calendar month of pipeline operation, provided that the pumping plan is met by optimally selecting the operating modes of the pumping station. The article describes the algorithm and results of the optimization calculation using the example of the operation of the «Transneft-Privolga» JSC oil pumping station, which made it possible to save on electricity costs while ensuring a given volume of oil pumping.

Keywords: *oil pumping station, electrical equipment, energy efficiency.*

REFERENCES

1. Makarichev Yu.A., Nosikov N.A. Matematicheskaya model potrebleniya elektroenergii na NPS [Mathematical model of electricity consumption at the oil pumping station] // Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki. 2024. V. 32, No. 4. Pp. 106–117. DOI: 10.14498/TECH.2024.4.8. (In Russian)



© The Author(s), 2025

¹ Nikolay A. Nosikov, Chief Power Engineer – Head of the Chief Power Engineers Group, Postgraduate Student, Dept. of Electromechanics and Automotive Electrical Equipment. Yuriy A. Makarichev (Dr. Sci. (Techn.)), Professor, Acting Dean of the Electrical Engineering Faculty, Head Dept. of Electromechanics and Automotive Electrical Equipment.

2. *Geunsub Kim, Gunwoo Lee, Seunghyun An, Joowon Lee*. Forecasting future electric power consumption in Busan New Port using a deep learning model // *The Asian Journal of Shipping and Logistics*. 2023. Vol. 39, Iss. 2. Pp. 78–93. DOI: 10.1016/j.ajsl.2023.04.001.
3. *Adler Yu.P., Markova E.V., Granovskij Yu.V.* Planirovanie eksperimenta pri poiske optimalnykh uslovij [Experimental planning in the search for optimal conditions]. M.: Nauka, 1976. 278 p. (In Russian)
4. JSC Transneft-Privolga, annual report for 2023. (In Russian)
5. *Zajcev L.A., Yasinskij G.S.* Regulirovanie rezhimov magistralnykh nefteprovodov [Regulation of trunk oil pipeline modes]. M.: Nedra, 1980. 187 p. (In Russian)
6. *Rahmonov I.U., Ushakov V.Ya., Nazhimova A.M., Obidov K.K., Sulejmanov S.R.* Matematicheskoe modelirovanie minimizatsii raskhodov elektroenergii promyshlennymi predpriyatiyami s nepreryvnym harakterom proizvodstva [Mathematical modeling of minimizing electricity costs by industrial enterprises with continuous production] // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2024. V. 335, No. 4. Pp. 43–51. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4423. (In Russian)
7. JSC Privolzhsknefteprovod annual report for 2006. (In Russian)
8. OR-91.140.50-KTN-0397-24. Magistralnyy truboprovodnyy transport nefti i nefteproduktov. Potrebleniye elektroenergii (moshchnosti). Poryadok planirovaniya i ucheta [Main pipeline transportation of oil and oil products. Electricity (capacity) consumption. Planning and accounting procedure]. M.: PAO Transneft, 2024. 141 p. (In Russian)
9. *Ustyugov N.V., Protalinskij O.M.* Matematicheskaya model potrebleniya elektroenergii v organizatsionno-tekhnicheskoy sisteme [Mathematical model of electricity consumption in an organizational and technical system] // *Vestnik Astrahanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika*. 2020. No. 3. Pp. 116–124. DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-116-124. (In Russian)
10. *Chernoruckij I.G.* Metody prinyatiya reshenij [Decision-making methods]. SPb.: BHV-Peterburg, 2005. 408 p. (In Russian)
11. *Shayuhov T.T.* Raschet udelnykh norm i prognozirovaniye elektropotrebleniya na promyshlennykh predpriyatiyakh [Calculation of specific standards and forecasting of electricity consumption at industrial enterprises]. Ekaterinburg: UrGUPS, 2016. 74 p. (Innovatsionnyy transport; No. 3 (21)). DOI: 10.20291/2311-164X-2016-3-8-12. (In Russian)
12. *Shayuhov T.T.* Matematicheskoe modelirovanie vliyaniya vneshnih faktorov na parametry elektropotrebleniya [Mathematical modeling of the influence of external factors on electricity consumption parameters] // *Internet-zhurnal «Naukovedenie»*. 2017. V. 9, No. 5. (In Russian)
13. *Shalay V.V., Myznikov M.O., Kononova M.I.* Puti povysheniya effektivnosti ekspluatsatsii nefteprovodov [Ways to improve the efficiency of oil pipeline operation] // *Neftegazovyy terminal*. 2019. No. 16. Pp. 315–319. (In Russian)
14. *Shalay V.V., Myznikov M.O., Gildebrandt M.I.* Energy and resource saving in hydrocarbons transportation // *AIP Conference Proceedings*. 2018. Vol. 2007. DOI: 10.1063/1.5051957.
15. *Lomakin D.A., Korotkov V.V.* Korrektirovka harakteristik tsentrobezhnykh nasosov za schyot podrezki rabocheho kola [Adjustment of centrifugal pump characteristics by trimming the impeller. Actual problems of humanitarian and natural sciences] // *Aktualnye problemy gumanitarnykh i estestvennykh nauk*. 2017. (In Russian)
16. *Zajcev L.A., Yasinskij G.S.* Regulirovanie rezhimov magistral'nykh nefteprovodov [Regulation of main oil pipeline modes]. M.: Nedra, 1980. 187 p. (In Russian)
17. *Razbojnikov A.A., Barsukov N.S.* Razrabotka metodiki ocenki energeticheskoy effektivnosti magistral'nogo nefteprovoda [Development of a methodology for assessing the energy efficiency of a trunk oil pipeline] // *Ekspozitsiya Neft Gaz*. 2019. No. 2 (69). 5 p. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10018. (In Russian)
18. *Vasilev G.G., Korobkov G.E., Korshak A.A. i dr.* Truboprovodnyy transport nefti [Oil pipeline transportation]: V 2 t. / Pod red. S.M. Vajnshtoka. M.: Nedra-Biznescentr, 2002. V. 2. 621 p. (In Russian)
19. JSC «Transneft-Volga Region» map of technological operating modes of the Guryev-Kuibyshev MT (TU B. Chernigovka – Samara).
20. PJSC «Transneft-Volga Region». Report «Compliance with the Operating Regime of the Uzen-Atyrau-Samara Pipeline (Atyrau – Samara Section) for 2021–2023».

Original article submitted 11.04.2025