

УДК 621.31:622.692.4

Б.Н. Зотов¹, e-mail: bnz-41@yandex.ru

¹ ЗАО «НПО «Гидроаппарат» (Москва, Россия).

К вопросам прогнозирования энергопотребления при транспортировке нефти и энергосбережения на нефтепроводах

Современный подход к методикам расчета прогнозируемых расходов электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов для транспортировки планируемых объемов нефтепродуктов неоправданно сложен и противоречив. В расчеты включаются гидравлические потери в нефтепроводах, хотя все они косвенно отражаются на затратах электроэнергии приводных электродвигателей магистральных и подпорных насосов. В настоящей работе в порядке обсуждения предлагается новый подход к учету затрат электроэнергии при транспортировке нефтепродуктов, который позволяет не только уточнить прогнозируемые величины энергозатрат в связи с изменением прогнозируемых объемов перекачки нефтепродуктов, но и наметить пути возможного энергосбережения. Акцентируется, что все энергозатраты на транспортировку нефтепродуктов происходят только на нефтеперекачивающих станциях (НПС). Они делятся на вспомогательные, не зависящие от объемов перекачки, и основные и дополнительные, величина которых зависит от реальных объемов перекачки. Приводятся методы учета изменений параметров перекачиваемой нефти. Расчеты выполнены для нефтепровода, содержащего три НПС. Энергозатраты сгруппированы по направлениям, по которым следует вести учет и на его основе выполнять прогнозы. Показано, что параметры трубопровода не участвуют в формировании реальных энергозатрат. Предлагаемая методика существенно не только повысит точность прогнозов, но и упростит их и сделает доступными для персонала НПС. Учет реальных затрат на НПС позволяет выявить избыточные затраты. Приведены реальные пути энергосбережения на НПС и оценена их эффективность. Выполнено сравнение использования регулируемого частотного электропривода для магистральных насосов и регулируемой гидромурфты. Показано экономическое преимущество гидромурфты по сравнению с регулируемым электроприводом в диапазоне изменений подач магистральных насосов от $0,75 Q_{ном}$ до $Q_{ном}$.

Ключевые слова: нефтепровод, нефтеперекачивающие станции, магистральные и подпорные насосы, вспомогательные и основные энергозатраты, потери электроэнергии, энергосбережение, регулируемый частотный электропривод, регулируемая гидромурфта.

.....

B.N. Zotov¹, e-mail: bnz-41@yandex.ru

¹ Hidroapparat JSC (Moscow, Russia).

The issues of predicting energy consumption during transportation of oil and energy at oil pipelines

A modern approach to methods of calculation of the estimated cost of electricity on objects of the oil trunk pipelines for the transportation of the planned volume of oil unnecessarily complicated and contradictory. In the calculations included hydraulic losses in the pipelines, although they indirectly affect the power consumption of the drive motors of the main and booster pumps. In the present work, in order of discussion we propose a new approach to cost accounting of electricity in transportation of oil products, which allows not only to Refine the predicted values of energy consumption in connection with the change in the projected volumes of petroleum products, but also to identify possible ways of energy saving. It was emphasized that all energy consumption for the transportation of petroleum products occur only at the oil pump stations (PS). They are divided into auxiliary, independent of volumes, both basic and advanced, the value of which depends on actual volumes. The methods of accounting changes in the parameters of the pumped oil. The calculations are performed for the pipeline containing three NPS. Energy consumption is grouped in areas for

which records should be maintained and based on it to perform predictions. It is shown that the parameters of the pipeline are not involved in the formation of a real energy. The proposed method significantly will not only improve forecast accuracy, but also simplify them and make it available to NPS staff. The accounting of the real costs of NPS, allows to identify redundant costs. Given the practical ways of energy conservation in NPS and evaluated their effectiveness. Comparison of the adjustable frequency drive for the main pumps and adjustable coupling. Shows the economic advantage of coupling compared to the adjustable actuator in the range of changes in the flows of the main pumps from 0.75 to $Q_{ном}$.

Keywords: oil pipeline, oil pumping stations, main and booster pumps, main and auxiliary energy consumption, energy losses, energy saving, adjustable frequency drive, adjustable fluid coupling.

Транспортировка нефти на длительное расстояние – весьма затратный процесс. В России система нефтепроводов распространена в связи с удаленностью нефтедобычи от мест переработки, а также необходимостью доставки нефти в порты и иностранным потребителям. Нефтепроводы проектируются на перспективные объемы транспортировки нефти, а начинают эксплуатироваться от 0,5 максимальных расчетных объемов. Поскольку затраты электроэнергии на транспортировку нефти велики и составляют до 35 % от общих затрат, для планирования развития объемов поставок нефти важно знать прогнозное потребление электроэнергии, так как это связано с развитием электросетей на трассе нефтепроводов. Важнейшей задачей эксплуатации оборудования при транспортировке нефти является сокращение затрат. Естественно, их можно снизить до расчетного минимума, если все оборудование будет работать в режимах максимального коэффициента полезного действия (КПД). То есть режимы максимального энергосбережения на НПС также весьма актуальны [1]. Реально обеспечить работу всех механизмов в режиме максимального КПД – задача трудновыполнимая, но к ее решению необходимо стремиться. Существующие методики прогнозирования расхода электроэнергии [2–4] во многом противоречивы и не позволяют с достаточной степенью точности выполнить достоверный прогноз энергозатрат на перекачку заданных объемов нефти на длительный пери-

од, а также оценить эффективность их использования. В работах [2–4] к расчетам необоснованно привлечены параметры трубопроводов – длины, диаметры и другие параметры, не имеющие отношения к потреблению электроэнергии (за исключением электрозащиты от коррозии, если она применяется). Разработанные нормативные документы в период развития нефтепроводов [5] предполагали именно такой подход, и авторы следуют этой методике. Все перечисленные параметры трубопроводов и свойства нефти влияют на параметры работы основных насосов на НПС, т. е. изменение этих параметров (вязкости нефти, гидравлического сопротивления трубопровода из-за выпадения парафинов и т. д.) приводит к изменению параметров работы насосов и их энергопотребления. Настоящая работа в порядке обсуждения предлагает новый подход к оценке прогнозных затрат на какой-либо период, анализирует структуру основных затрат и предлагает рекомендации по энергосбережению. Здесь не затрагиваются вопросы, свя-

занные с переходными процессами в нефтепроводе, с выбором времени релаксации для затухания колебательных процессов и т. д. Они могут быть также учтены, поскольку связаны с режимами использования насосов на НПС и принципиально не влияют на предлагаемую методику.

1. СТРУКТУРА ЭНЕРГОЗАТРАТ НА НПС

Нормативные документы АК «Транснефть» предполагают выполнение прогнозных оценок энергозатрат W в кВт·ч на перекачку нефтепродуктов за определенный период времени, отнесенных к 1 тыс. тонно-километров.

$$W = f(Q, L). \quad (1)$$

Рассмотрим гипотетический нефтепровод, состоящий из трех нефтеперекачивающих станций, доставляющих нефть к потребителю «П» (рис. 1)

Если нет никаких ответвлений, то очевидно, что объем перекачки нефти за контрольный период времени Δt постоянен: $Q_1 = Q_2 = Q_3$. События, связан-

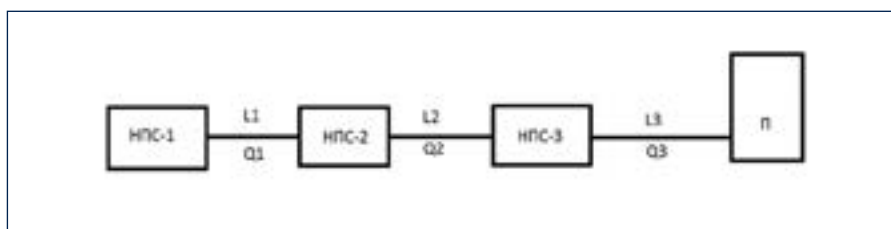


Рис. 1. Принципиальная схема нефтепровода:

1, 2, 3 – НПС; П – конечный потребитель; L1, L2, L3 – трубопроводы

Fig. 1. Schematic diagram of the oil pipeline:

1, 2, 3 – oil pumping stations (OPS); P – end user; L1, L2, L3 – pipelines

Ссылка для цитирования (for citation):

Зотов Б.Н. К вопросам прогнозирования энергопотребления при транспортировке нефти и энергосбережения на нефтепроводах // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 10. С. 94–100.

Zotov B.N. The issues of predicting energy consumption during transportation of oil and energy at oil pipelines (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016. No. 10, P. 94–100.



ные с ремонтом участка нефтепровода, рассмотрим позже. Очевидно, что на любом участке нефтепровода напор, развиваемый насосами на НПС и при необходимости откорректированный на узле регулирования, равен потерям в трубопроводе, иначе обеспечить прокачку заданного объема нефти невозможно, т. е.:

$$\sum H_{\text{НПС}} = \sum \Delta h_{\text{тр}} \quad (2)$$

где $\sum H_{\text{НПС}}$ – суммарный напор насосов на НПС, $\sum \Delta h_{\text{тр}}$ – суммарные гидравлические потери в трубопроводе.

Это фундаментальное равенство показывает, что все изменения на нефтепроводе приводят к изменению режимов работы насосов, и необходимые корректировки происходят на НПС, что и приводит к изменению энергопотребления основного оборудования. Нефтепроводы так и проектируются, поэтому с учетом профиля трассы расстояния между НПС различны. Уравнение (2) всегда справедливо для работающего нефтепровода. Исключение возникает при разрыве трубопровода. Аварийные случаи в эксплуатации нефтепровода здесь не рассматриваются. Естественно, все основные затраты электроэнергии происходят на НПС. Обслуживание непосредственно трубопроводов – сварка, контрольные замеры и т. д. – выполняется при помощи передвижных электрогенераторов. Поэтому при обслуживании должны учитываться затраты на электроэнергию, а нефтепродуктов, на которых работает приводной двигатель

мобильного электрогенератора, так что эти затраты не должны включаться в прогнозные затраты электроэнергии. Затраты электроэнергии на НПС делятся на основные и вспомогательные. Основные – это затраты, связанные с работой основных и подпорных насосов, перекачивающих нефть. В их состав включаются и дополнительные затраты, необходимые для работы обслуживающих систем: измерительных приборов, задвижек с электроприводом, установленных за насосом, и т. д. Эти затраты целесообразно также относить к каждому работающему насосу. Если насос не работает (в резерве), то и дополнительных затрат нет. Как правило, на НПС устанавливаются 3 или 4 основных и 3 подпорных насоса. Из них 2–3 основных работают, 4-й – в резерве. Подробно структуру основных затрат рассмотрим ниже. Вспомогательные затраты относятся к НПС целиком: это отопление, вентиляция, освещение, работа грузоподъемных механизмов, электроинструмента и сварки и т. д. В работе [2] предлагается расчет прогнозных норм расхода электроэнергии проводить в целом для нефтепровода, а от него переходить к расчетам для отдельных НПС. Этот подход не обоснован, так как все энергозатраты по транспортировке нефти от НПС № 1 до потребителя складываются как сумма затрат всех НПС, расположенных между ними. Неоснованным является также включение в расчет норм расхода электроэнергии таких параметров, как характеристики и режимы работы нефтепроводов. Этот

искусственный прием неоправданно усложняет расчет, поскольку режимы работы нефтепроводов – это всего лишь планируемое количество перекачиваемой нефти, необходимой потребителю, которое обеспечивают насосы НПС. На потребляемую НПС энергию никак не влияют ни длина трубопровода, ни его диаметр, ни геометрические отметки начала и конца трубопровода: эти параметры, подчеркнем еще раз, являются проектными и учтены проектантом нефтепровода при размещении на трассе мест и количества необходимых НПС. Точнее, они отражаются в энергозатратах при работе основных насосов. В связи с этим приведенная в [2] формула для расчета удельной нормы энергопотребления, в которую включены такие величины, как потери напора в трубопроводе, коэффициент использования трубопровода, режимный коэффициент, являются необоснованными. Следует отметить, что такой подход унаследован от разработанных в СССР методик планирования потребляемой нефтяной отрасли удельной электроэнергии на прогнозный период – пятилетку [5]. Более объективным представляется следующий подход, который не только отражает истинные составляющие энергопотребления, но и упрощает прогнозные оценки и позволяет наметить реальные пути энергосбережения.

2. УЧЕТ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА УСЛОВНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

Рассмотрим основные блоки затрат энергии на НПС, их привязки к объемам перекачиваемой нефти и изменения в связи с прогнозируемым увеличением этих объемов.

Если увеличение объемов не планируется и трубопровод работает в стационарном режиме, то прогноз прост: затраты следующего года будут соответствовать затратам года предыдущего. Если прогнозируется увеличение объемов перекачки, то прогноз следует выполнять следующим образом.

2.1. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ

Они состоят из двух частей. Сумма энергозатрат, не связанных с транспортировкой нефти (работой основного

Учет суточного потребления энергозатрат на НПС (кВт·ч)

Accounting for the daily intake of energy in the OPS (kWh)

№ No.	Категория затрат Cost element	Источник Source	Формула Formula
1.	Собственные нужды Auxiliaries		
1.1.	Освещение Lighting	Журнал энергопотребления НПС OPS power consumption logbook	
1.2.	Отопление и вентиляция Heating and ventilation	--/--	
1.3.	Вспомогательные потребители, не связанные с транспортировкой Auxiliary consumers not related to transportation	--/--	3
1.4.	Непредвиденные затраты (устранение отказов, ремонт оборудования и т.д.) Contingency costs (elimination of failures, equipment repairs, etc.)	--/--	
2.	Транспортировка нефти Oil transportation		10
2.1.	Энергопотребление основных магистральных насосов Main pumps power consumption	--/--	6, 12
2.2.	Энергопотребление подпорных насосов Booster pumps power consumption	--/--	7
2.3.	Затраты, связанные с переключением основных и резервных насосов (пусковые потери) Costs related to switching the main and standby pumps (start-up losses)	--/--	8
2.4.	Затраты на работу сопутствующего оборудования и приборы Related equipment and devices expenses	--/--	4, 5, 9

оборудования), остается постоянной во времени. На каждой станции энергозатраты могут быть определены как

$$W_{\text{const}} = w_1 \Delta t, \quad (3)$$

где w_1 – затраты в единицу времени; Δt – прогнозируемый период времени. Остальные вспомогательные затраты электроэнергии, которые могут быть привязаны к работе основного оборудования, выражаются как

$$W_{\text{var}} = (w_2/Q_1)Q_2 \Delta t \quad (4)$$

или

$$W_{\text{const}} = k_1 \sum W_{\text{дв}}, \quad (5)$$

где w_2 – дополнительные затраты в единицу времени при перекачке Q_1 ; Q_2 – прогнозируемый объем перекачки на прогнозный период. Наладить учет этих затрат на НПС труда не составляет.

2.2. ОСНОВНЫЕ ЗАТРАТЫ

Основная составляющая энергозатрат на НПС – работа магистральных и подпорных насосов, так как она обеспечивает транспортировку нефти по-

требителю. На НПС ведется почасовой контроль потребляемой электроэнергии каждым электродвигателем, приводящим в действие насосы. При повышении вязкости нефти КПД насоса снижается, а энергозатраты на станции растут. При уменьшении пропускной способности нефтепровода из-за выпадения парафинов снижается и подача основных насосов, что приводит к необходимости включения дополнительного насоса. То есть все изменения условий транспортировки нефти в итоге приводят к изменению условий работы основных нефтяных насосов на НПС, что отражается на трендах изменения потребляемой почасовой мощности. Так организован учет основных затрат на НПС, и это существенно упрощает поставленную задачу. Если НПС работают по схеме «насос в насос», то суммарные затраты энергии НПС легко подсчитываются по формуле:

$$\sum W_{\text{НПС}} = \sum W_{\text{дв}}, \quad (6)$$

где $\sum W_{\text{дв}}$ – суммарные затраты на привод всех насосов (магистральных и подпорных) в единицу времени. Если происходит изменение объемов перекачки, то это можно учесть усреднени-

ем потребленной электроэнергии или просуммировать по часовым трендам. Если по какой-либо причине предыдущая НПС остановлена, то в формулу (6) следует добавить затраты на последующее заполнение резервуаров подпорными насосами:

$$\sum W_{\text{рез}} = \sum W_{\text{подп}} \Delta t, \quad (7)$$

где $\sum W_{\text{подп}}$ – почасовые затраты энергии на работу подпорных насосов при заполнении резервуаров; Δt – время работы насосов.

2.3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Кроме затрат на стационарных режимах, о которых говорилось выше, значительную долю составляют затраты, связанные с регламентом использования основных магистральных насосов по документации АК «Транснефть». Рекомендуется для поддержания работоспособности насосов в «горячем резерве» периодически запускать насос, находящийся в резерве, и останавливать один из работающих. Это выполняется, в том числе, и для равномерного износа ресурсных показателей установленных насосов. Кроме того, зачастую приходится

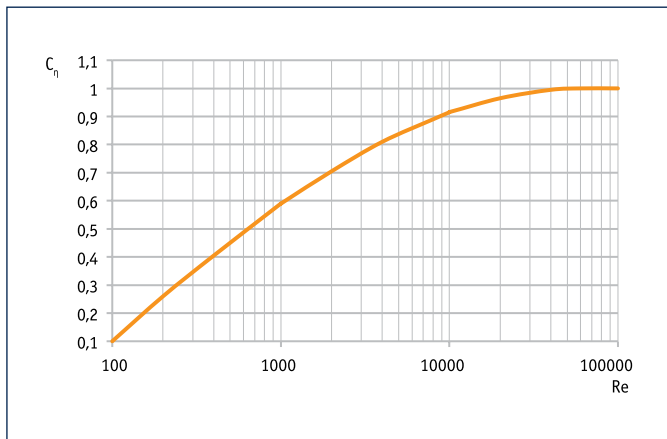


Рис. 2. Зависимость поправочного коэффициента КПД насоса от вязкости (числа Рейнольдса)

Fig. 2. Dependence of the pump efficiency correction coefficient for viscosity (Reynolds)

включать дополнительный магистральный насос с целью повышения давления для избавления от возникающих парафиновых пробок. Как показано в [6], число включений одного насоса может достигать 16 раз/сут. Однако при этом надо иметь в виду, что при пуске насоса возникают дополнительные энергозатраты: в период выхода электродвигателя на номинальные параметры насоса пусковой ток электродвигателя существенно превышает номинальный. Все они в итоге включаются в потребляемую электроэнергию приводного двигателя. Эти затраты можно оценить как

$$W_{\text{доп}} = k_2 I_{\text{ср}} U \Delta t n, \quad (8)$$

где k_2 – превышение пускового тока двигателя по сравнению с номинальным; $I_{\text{ср}}$ – значение тока двигателя при номинальной нагрузке; U – напряжение; Δt – время выхода электродвигателя на номинальную мощность; n – число пусков за контрольный период времени. Затраты энергии на работу сопутствующих механизмов при работе электродвигателя (автономная масляная система, системы вентиляции двигателя, системы измерения контролируемых показателей электродвигателя и насоса, электропривод задвижек на нагнетательном трубопроводе и т. д.) составляют незначительную долю и могут быть оценены как доля от основных затрат:

$$W_{\text{доп}2} = k_3 W_{\text{дв}}' \quad (9)$$

где $k_3 = (0,005 \dots 0,02)$; $W_{\text{дв}}$ – энергозатраты двигателя за контрольный период времени.

2.4. СУММАРНЫЕ ЗАТРАТЫ ЭНЕРГИИ НА НПС И НЕФТЕПРОВОДЕ В ЦЕЛОМ

Таким образом, суммарное энергопотребление на НПС за контрольную единицу времени можно представить в виде:

$$W_{\text{НПС}} = (1 + k_1 + k_3) \sum W_{\text{дв}} + W_{\text{const}} + W_{\text{доп}}. \quad (10)$$

Если на нефтепроводе расположены n станций, то суммарные удельные затраты нефтепровода можно выразить как

$$W_{\text{нтр}} = \sum_{i=1}^n W_{\text{НПС}}. \quad (11)$$

Умножая $W_{\text{нтр}}$ на прогнозный период времени T , получим суммарные затраты электроэнергии на транспортировку заданного объема нефти:

$$W_{\text{нтр}}' = W_{\text{нтр}} T. \quad (12)$$

Разделив эту величину на планируемый объем перекачки в тоннах и на тысячу километров, получим удельную норму расхода электроэнергии при эксплуатации данного нефтепровода, выраженную в кВт·ч/тыс·т·км.

Следуя аналогии [6], составим таблицу баланса энергопотребления на НПС. Целесообразно отнести затраты к суткам, так как на НПС идет почасовая регистрация основных затрат в течение 24 часов. Позиции 1.1–1.4 практически не зави-

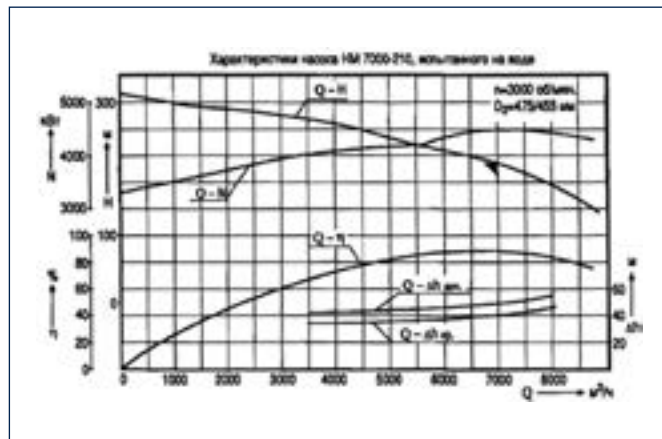


Рис. 3. Характеристики насоса HM 7000-210 [8]

Fig. 3. Characteristics of HM 7000-210 pump, tested with water [8]

сят от объемов перекачки, и их можно считать постоянными. Получив данные суточного энергопотребления на каждой НПС, суммируем их и получаем реальные затраты на транспортировку заданного объема нефти от НПС № 1 до потребителя.

3. ПРОГНОЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА НЕФТЕПРОВОДЕ НА СЛЕДУЮЩИЙ ПЕРИОД

Будем считать, что НПС работали при перекачке заданного объема нефти Q т/ч в оптимальном режиме. Следует спрогнозировать потребление энергоресурсов на период, когда объем перекачки нефти возрастет и составит kQ , где $k > 1$. Если сорт нефти не изменился, т. е. плотность и вязкость остаются постоянными, то для прогноза работы каждой НПС позиции 2.1–2.4 в таблице увеличиваем в k раз и суммируем все позиции таблицы, и можно от суточного потребления перейти к прогнозу на заданный период. Если предполагается перейти на новые сорта нефти, имеющие другую плотность и вязкость, то в расчет основных затрат следует ввести следующие поправки:

$$\sum W_{\text{дв}}' = \sum W_{\text{дв}} (\rho_2/\rho_1)(\eta_1/\eta_2), \quad (13)$$

где ρ_1 – плотность нефти в предыдущий период работы НПС; ρ_2 – средняя плотность нефти на прогнозируемый период; η_1 – КПД насоса по паспорту при испытании на воде; η_2 – КПД насоса

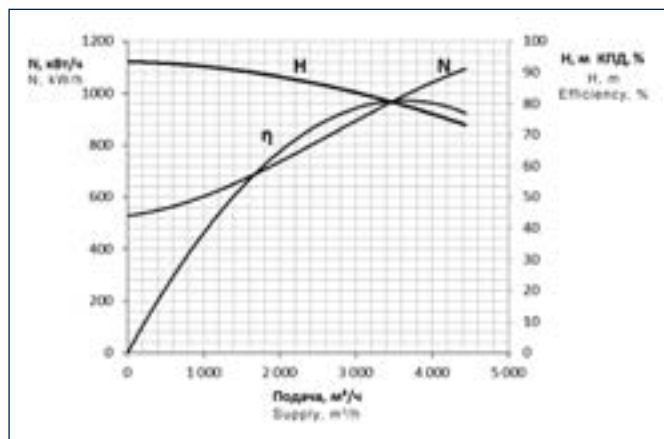


Рис. 4. Характеристика подпорного насоса НМП 3600-78М, испытанного на воде (ЗАО «НПО «Гидроаппарат»)

Fig. 4. Characteristics of booster pump NMP 3600-78 M tested with water (Hydroaparat Scientific and Production Association CJSC)

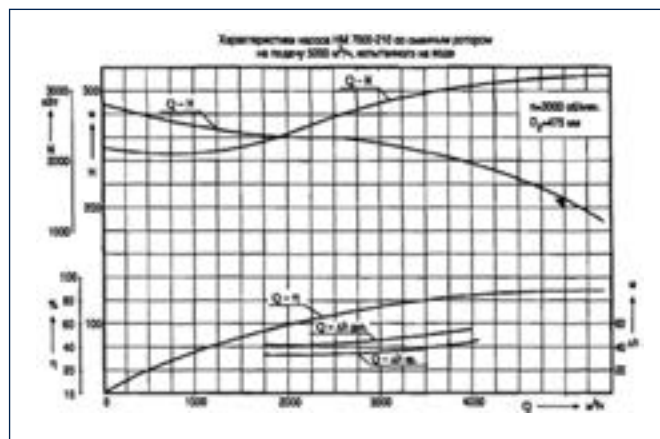


Рис. 5. Характеристика насоса НМ 7000-210 со сменным ротором на подачу $Q = 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ [8]

Fig. 5. Characteristics of NM 7000-210 pump with replaceable rotor for supply $Q = 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ [8], tested with water

с учетом нового значения вязкости. КПД электродвигателя мало изменяется от нагрузки, он автоматически учтен в потребляемой электродвигателем мощности. В соответствии с рекомендациями ГОСТ [7] пересчет КПД насоса можно выполнить следующим образом:

$$\eta_2 = C_{\eta} \eta_1 \quad (14)$$

График зависимости поправочного коэффициента C_{η} от числа Рейнольдса $C_{\eta} = f(Re)$ приведен в [7]. Для $Re > 1,6 \cdot 10^4$ $C_{\eta} = 1$ (рис. 2).

Дополнительные затраты увеличиваем пропорционально изменившимся основным затратам и суммируем их в соответствии с таблицей.

Выполнив расчеты для всех НПС, расположенных на заданном нефтепроводе, и отнеся их к контрольной величине – тонно-километрам, получим прогнозные оценки потребления электроэнергии на предстоящий период.

4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА НПС

Основная доля непродуктивных затрат приходится на основное оборудование – насосы. Остановимся на этой статье затрат подробнее.

Один из реальных способов энергосбережения подробно описан в [1]: насосы должны максимальное время работать в диапазоне максимального КПД. Все предложения здесь носят рекомендательный характер, поэтому

эксплуатационный персонал НПС или головная организация, эксплуатирующая нефтепровод, должны выбрать наиболее приемлемые для данных условий предложения.

В качестве примера рассмотрим следующую ситуацию.

На НПС установлены три магистральных насоса НМ 7000-230, включенных последовательно, и три подпорных НМП 3600-78, два из которых работают в параллель, а третий находится в резерве. НПС должна транспортировать 4000 т/ч нефти. Характеристики подпорных насосов приведены на рис. 4.

Все насосы укомплектованы роторами на 100%-ю подачу. Почасовые затраты НПС при работе в этом режиме (расчеты выполняем по характеристикам работы на воде и считаем, что подпорные насосы нагружены одинаково) составляют $W = 2555 \text{ кВт/ч}$.

Где можно сэкономить? Первое предложение самое простое и не требует никаких капитальных затрат: вывести из работы один подпорный насос, что сразу приведет к сокращению затрат на $\Delta W = 200 \text{ кВт/ч}$.

Такой режим работы с одним подпорным насосом, как утверждает персонал НПС, запрещен. Однако если ввести системы автоматической защиты насосов, а запуск второго насоса производить, например, по сигналу снижения давления нагнетания ниже 6 кг/см^2 первого насоса, то это не приведет к аварийным последствиям. Такой режим можно

проверить при испытании насосов на стенде предприятия-изготовителя. Второе предложение связано с применением сменных роторов. Если на магистральном насосе № 2, работающем последовательно с насосами № 1 и № 3, установить сменный ротор, рассчитанный на подачу $Q = 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рис. 5), то это приведет к часовой экономии в размере:

$$\Delta W = 4050 - 3150 = 900 \text{ кВт/ч},$$

при этом диапазон возможных подач до $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ сохранится. Комплектация насоса № 2 сменным ротором позволяет полностью исключить снижение напора, связанного с возможной кавитацией. Такой режим работы не используется на НПС, работающих с недогрузкой. Он требует минимальных разовых затрат, но приводит к существенной экономии электроэнергии.

Наконец, еще одно предложение. Оно также требует незначительных разовых затрат и некоторого изменения регламента работы подпорных насосов на НПС. Речь идет о работе в параллель подпорных насосов с разными роторами: на 100 и 75 % подачи. Такой набор позволит при неравномерном распределении подач между насосами работать обоим насосам в зоне оптимального КПД, что приведет к снижению вибрации и увеличению долговечности насосов. Этот вопрос требует отдельного рассмотрения и обсуждения.

Наконец, в последнее время все чаще говорится о настоятельной необходимости применения двигателей с частотным регулированием. Этот способ, хотя и позволяет быстро перестраивать работу насосов в зону максимального КПД, имеет существенные недостатки, такие как:

- 1) высокая стоимость преобразователей частоты для двигателей мощностью свыше 500 кВт;
- 2) необходимость капитальных затрат, так как частотные преобразователи надо устанавливать в специальных помещениях, что возможно только для вновь проектируемых станций;
- 3) введение в штатное расписание специалистов по обслуживанию преобразователя.

Несмотря на высокий КПД собственно преобразователя (98 %), он требует дополнительных постоянных энергозатрат на охлаждение и кондиционирование помещения.

Представляется целесообразным для регулирования частоты вращения магистральных насосов рассмотреть при-

менение регулируемой гидромуфты, например работающей на воде или на любой незамерзающей и негорючей жидкости [9]. Конструкция муфты и система управления оборотами исключительно просты. Она может обслуживаться механиками, обслуживающими насос. Она легко вписывается по осевому габариту в пространство между насосом и двигателем вместо промежуточного вала. Стоимость гидромуфты не превышает 50 % стоимости насоса. КПД гидромуфты при полном заполнении составляет 97,5 %. Изменение подачи насоса пропорционально изменению числа оборотов, при этом максимальный КПД насоса остается примерно максимальным. Расчеты показывают, что изменение частоты вращения магистрального насоса в диапазоне частот 2300...3000 об/мин ($0,75...1 Q_{ном}$) при помощи гидромуфты экономически целесообразно и позволяет экономить до 400 кВт на каждом насосе. То есть применение гидромуфты также позволяет изменять объем перекачки без применения сменного

ротора и при этом существенно расширяет диапазон оптимальных режимов по подаче, что приводит к снижению вибрации и повышению долговечности оборудования станции. Кроме того, гидромуфта позволяет запускать электродвигатель на холостом ходу и плавно нагружать его с выходом на требуемую мощность.

ВЫВОДЫ

1. Существующие методики расчета прогнозируемых энергозатрат на транспортировку нефти по нефтепроводам неоптимальны и требуют корректировки. Предлагаемая методика позволяет существенно упростить расчет удельных норм потребления электроэнергии при эксплуатации нефтепровода.
2. Целесообразно расширить диапазоны применения сменных роторов на магистральных и подпорных насосах в целях сокращения и оптимизации энергозатрат на транспортировку нефти.
3. Следует шире применять гидромуфты в целях энергосбережения и расширения режимов перекачки.

Литература:

1. Зотов Б.Н. Энергосбережение при заполнении резервуаров на НПС // Насосы и оборудование. 2016. № 1–2. С. 58–61.
2. Богданов Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 58–68.
3. Акбердин А.М., Сазонов А.В., Еронен В.И., Рахимов А.С. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов // Нефтегазовое дело. 2006. Т. 4. № 1. С. 133–141.
4. Колесник Ю.Н. Методика оценки эффективности использования электрической энергии на перекачку нефти по нефтепроводам // Вестник ГГТУ им. П.И. Сухого. 2002. № 1. С. 34–44.
5. РД 39-30-1268-85. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти.
6. Валиев М.А., Кутуков С.Е., Шабанов В.А. Анализ использования электроэнергии при решении технологических задач перекачки нефти // Нефтегазовое дело. 2003. № 1. С. 1–22.
7. ГОСТ 6134-2007 (ИСО 9906:1999). Насосы динамические. Методы испытаний.
8. РД 39-0147103-342-89. Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.
9. Гидромуфта: Патент РФ № 2467216. Опубл. 20.11.2012. Бюл. № 32.

References:

1. Zotov B.N. Energy saving when filling the tank to the NPS. *Nasosy i oborudovanie = Pumps and equipment*, 2016, No. 1–2, P. 58–61. (In Russian)
2. Bogdanov R.M. Methods of calculating the structure of electricity consumption in oil pipeline transport. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2012, № 1, P. 58–68. (In Russian)
3. Akberdin A.M., Sazonov V.A., Eronen V.I., Rakhimov A.S. To the determination of energy consumption at the facilities of oil pipelines. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2006, Vol. 4, No. 1, P. 133–141. (In Russian)
4. Kolesnik Yu.N. The technique of an estimation of efficiency of use of electric energy for pumping oil via pipelines. *Vestnik GGTU im. P.I. Suhogo = Sukhoi State Technical of Gomel*, 2002, No. 1, P. 34–44. (In Russian)
5. RD 39-30-1268-85. Methods of rationing of energy consumption for the transport of oil. (In Russian)
6. Valiev M.A., Kutukov S.E., Shabanov V.A. Analysis of energy use in solving technological challenges of pumping oil. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2003, No. 1, P. 1–22. (In Russian)
7. GOST 6134-2007 (ISO 9906:1999). *Pumps dynamic. Test methods*. (In Russian)
8. RD 39-0147103-342-89. Methods for estimation of operating parameters of pumping units, oil pumping stations of main oil pipelines. (In Russian)
9. The hydraulic clutch – RF patent No. 2467216. Publ. 20.11.2012, Bull. No. 32. (In Russian)