



УДК 622.692.4.053

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

MODERNIZATION OF THE METHODOLOGY FOR CALCULATING ENERGY COSTS IN TRANSIENT REGIMES

Архиреев Антон Германович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
anton_arhireev@mail.ru

Нахлесткин Александр Александрович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
nakhlestkin95@mail.ru

Буслаев Сергей Валерьевич

магистрант,
Омский государственный
технический университет
buslaevsv2015@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена существующая методика расчета энергозатрат на перекачку нефтепродукта при переходных режимах течения жидкости. Выявлены основные недостатки данной методики, определены основные параметры, оказывающие решающее влияние на возникновение недопустимой погрешности при расчетах. Предложена методика, позволяющая устранить выявленные недостатки и получать более точный результат искомых величин.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, энергоэффективность, энергосбережение, оптимальное планирование.

Arkhireev Anton Germanovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
anton_arhireev@mail.ru

Nakhlestkin Alexander Alexandrovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
nakhlestkin95@mail.ru

Buslaev Sergey Valerievich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
buslaevsv2015@mail.ru

Annotation. In this paper, the existing methodology for calculating energy costs for pumping petroleum products under transient flow conditions is considered. The main drawbacks of this technique are identified, the main parameters that determine the decisive influence on the occurrence of an inadmissible error in calculations are determined. A technique is proposed that allows to eliminate the revealed shortcomings and to obtain a more accurate result of the unknown quantities.

Keywords: main pipeline, energy efficiency, energy saving, optimal planning.

Система магистрального транспорта нефтепродуктов является одной из важнейших бюджетообразующих отраслей промышленности России. Перевод экономики страны на энерго-сберегающий путь развития является на сегодняшний день задачей исключительной важности.

Энергоэффективность нефтегазовой отрасли определяется следующими основными факторами:

- 1) минимизацией затрат энергии на собственные нужды предприятия, которые в свою очередь подразделяются на технологические и вспомогательные;
- 2) снижением потерь энергоресурсов:
 - электрической энергии в трансформаторах и кабельных линиях;
 - тепловой энергии в системе теплоснабжения и в котельных;
 - потерь нефтепродуктов при транспортировке, перевалке и хранении.

К вспомогательным нуждам относятся затраты на привод вспомогательных насосов (масляных, водяных, внутривантоновых и пр.), станки ремонтных служб, ЭХЗ, освещение, теплоснабжение, затраты моторного топлива для автотранспорта и спецтехники и пр.

К технологическим энергозатратам относится, прежде всего, электрическая энергия, расходуемая на привод основных магистральных и подпорных насосов, которая составляет основную часть от общего электропотребления [1, с. 156].

Потери энергоресурсов подразделяются на неизбежные, регламентируемые соответствующими государственными и отраслевыми нормами и учитывающие современный технологический уровень отрасли, и сверхнормативные, обусловленные отклонениями режимов работы оборудования от нор-



мы. Причины сверхнормативных потерь могут быть как чисто техническими (авария, дефект), так и организационными (ошибки персонала, нерациональный режим работы оборудования, несоответствующее оборудование и пр.). Снижение энергоемкости магистрального транспорта нефтепродуктов можно добиться путем разработки уточненного расчета мощности электропотребления перекачивающими агрегатами, позволяющего более точно планировать электропотребление оборудования при переходных режимах.

Переходя к рассмотрению решения поставленной задачи, необходимо сказать, что магистральный нефтепровод большую часть времени работает с постоянной подачей. При этом в каждой точке трубопровода устанавливается также постоянное давление. Такой режим работы называется стационарным или установившимся. Если в трубопроводе происходят изменения расхода и давления в точке, то такой режим называется неустановившимся. Переход с одного установившегося режима на другой называется переходным процессом.

Переходные процессы в трубопроводе возникают в следующих случаях:

- при перекачке партий нефти различной плотности и вязкости;
- при изменении числа или характеристик работающих агрегатов или положения регулирующих или запорных органов;
- при изменении характеристик трубопровода (подключение лупинга, открытие сброса, разрыв трубопровода). При каждом случае необходимо определять затраченную энергию на перекачку необходимого объема нефти [1, с. 165].

В данный момент отсутствует точная программа расчета энергопотребления при переходных процессах. В настоящее время планирование энергопотребления осуществляется двумя способами:

- 1) энергопотребление перекачивающими агрегатами при переходных процессах заявляется по актам опробованных переходных режимов;
- 2) потребляемая энергия насосным агрегатом вычисляется методом пропорции с помощью величин мощности на установившихся режимах до и после переходного режима.

У каждого из данных способов есть свои недостатки. Для попадания в интервалы переходных режимов по опробованным актам режимов необходимо до секунды точно выполнять последовательность и строго соблюдать технологию перехода, что практически невозможно. В результате чего будут наблюдаться на порядок большие отклонения, чем допускаемые по нормативно-технической документации 2 %.

Если отсутствуют опробованные акты переходных процессов, то используют второй способ. У данного способа, как и у первого, есть свои недостатки и доля погрешности. Главным минусом такого способа является прямая зависимость от заявленной мощности при установившихся режимах, которые также могут не попадать в 2 %, что приведет к большим отклонениям по мощности при переходных режимах. Так же данный способ никак не учитывает временную зависимость мощности [2, с. 66].

В связи с вышеизложенным, существует необходимость разработки метода расчета энергопотребления при переходных режимах

Энергопотребление при переходном процессе представляет собой сложную функцию, зависящую от множества факторов – от производительности перекачки, свойств нефти, гидравлических характеристик трубопроводов, их технического состояния, давления на входе и выходе магистрали, схемы включения насосных агрегатов, момента запуска, интервалов времени между включениями, выключениями агрегатов, времени открытия, закрытия задвижек, регулировок сбросов, подкачек, уровня взлива резервуаров, особенностей напессовки технологического участка. Энергопотребление есть как не что иное, как суммарное потребление энергии всех насосных станций на технологическом участке за расчетный промежуток времени:

$$A = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^T \frac{\rho g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} \cdot d\tau, \quad (1)$$

где A – энергопотребление при переходном процессе; i – номер насосной станции; k – количество работающих станций; j – номер насоса, работающего на i -той насосной станции; n_i – количество насосных агрегатов, работающих на i -той насосной станции; ρ – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с.; $Q_{i,j}$ – функция изменения расхода от времени j -го насосного агрегата i -той станции; $\eta_{i,j}$ – КПД j -го насосного агрегата i -той станции, соответствующий расходу $Q_{i,j}$; $H_{i,j}$ – напор j -го насосного агрегата i -той станции, соответствующий расходу $Q_{i,j}$; T – время окончания переходного процесса.

Подача Q также является сложной функциональной зависимостью, изменяющейся во времени, от которой зависят основные технические показатели насосов (напора насоса H , КПД η) [2, с. 67].

Для каждого насосного агрегата в определенные промежутки времени будет иметь место свое значение подачи, соответственно и свои величины напора и КПД.



Мощность, потребляемая на всем технологическом участке – есть алгебраическая сумма всех мощностей станций, участвующих в переходном процессе в заданные интервалы времени:

$$N = \sum_{i=1}^k N_{Ci} , \tag{2}$$

где k – количество работающих станций; N_{Ci} – мощность i -ой насосной станции.

Для определения мощности каждой насосной станции воспользуемся формулой:

$$N_{Ci} = \sum_{j=1}^{n_i} N_{mi,j} , \tag{3}$$

где $N_{mi,j}$ – мощность j -го насосного агрегата i -ой насосной станции; n_i – количество работающих насосов i -ой насосной станции.

Мощность насоса N – это мощность, подводимая к насосу и определяемая на его валу. Мощность, подводимая к валу насоса, зависит от плотности линейно, и определяется следующей зависимостью [3, с. 190]:

$$N_{mi,j}(\tau) = \frac{\rho_i g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} , \tag{4}$$

В зависимости от сложности перехода, интервалов времени между включениями, выключениями агрегатов, времени открытия, закрытия задвижек переходные процессы будут протекать с различной скоростью. Каждый переходный процесс индивидуален и имеет свои значения временных интервалов между процессами и времени окончания перехода. Следовательно, энергопотребление в определенные временные промежутки будет различным.

В данный момент в карту технологических режимов записывается один час переходного процесса, на следующий час энергопотребление заявляется как при установившемся процессе. В силу своей технологической природы переходный процесс может занимать как от нескольких минут, так и до нескольких часов. Данным методом предлагается записывать энергопотребление насосным агрегатом как за 1 час после перехода, так и за 2-ой, что приведет к уменьшению погрешности и повышению точности расчета. Таким образом, суммарное энергопотребление переходного процесса будет определяться следующими зависимостями:

$$Am1_{i,j} = \int_0^{60} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{5}$$

$$Am2_{i,j} = \int_{60}^{120} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{6}$$

$$Am3_{i,j} = \int_{120}^{180} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{7}$$

где $Am1_{i,j}$, $Am2_{i,j}$, $Am3_{i,j}$ – энергопотребление j -го насосного агрегата i -ой насосной станции, интегрируется по минутам.

С учетом вышесказанного, формулу для определения общей мощности на технологическом участке за 1 час можно записать:

$$N_1 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^{60} \frac{\rho_i g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} \cdot d\tau , \tag{8}$$

Формула (8) представляет собой сложную функцию, зависящую от нескольких параметров, определение которых в совокупности является не простой задачей. Предложенным методом расчета энергопотребления при переходных режимах предлагается заменить подынтегральную функцию на эквивалентную, но более простую:

$$N_1 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^{3600} \frac{\rho_i}{\rho_0} \cdot N_{mi,j}(Q_\tau) d\tau , \tag{9}$$

где ρ_0 – эталонная плотность нефти, кг/м³; ρ_i – плотность нефти i -ой насосной станции в определенный промежуток времени, кг/м³; $N_{mi,j}(Q_\tau)$ – функция изменения мощности во времени j -го насосного агрегата i -той станции, зависящая от расхода [4, с. 175].

Данная формула позволяет учесть все изменения параметров для определения энергопотребления на технологическом участке. Для повышения точности предлагается интегрировать выражение в секундах.



С помощью представленной обобщенной модели можно определять последовательность действий при переходных процессах и времени между действиями (т.е. выбирать временные рамки с меньшими энергозатратами), выбирать оптимальные режимы энергопотребления при переходных процессах, графически анализировать изменение энергопотребления во времени.

После осуществления отладки модели и реализации её в качестве программного обеспечения, адаптированного для использования в производстве, планируется её применение при расчетах энергопотребления для переходных процессах МН.

Литература:

1. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е. и др. Трубопроводный транспорт нефти. – М. : Недра, 2002. – Т. первый. – 407 с.
2. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных нефтепроводов : Руководящий документ (РД-75.180.00-КТН-238-08). – М. : ОАО «Транснефть», 2008. – 99 с.
3. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М. : Недра, 1975. – 360 с.
4. Чарный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах. – М. : Недра, 1975. – 296 с.

References:

1. Vasilyev G.G., Korobkov G.E., etc. Pipeline transport of oil. – M. : Nedra, 2002. – T. the first. – 407 p.
2. Method of calculation of non-stationary technological operating modes of the main oil pipelines : The leading document (RD-75.180.00-KTN-238-08). – M. : JSC Transneft, 2008. – 99 p.
3. Tugunov P.I., Novoselov V.F., etc. Transport and storage of oil and gas. – M. : Nedra, 1975. – 360 p.
4. Charny I.A. The unsteady movement of real liquid in pipes. – M. : Nedra, 1975. – 296 p.