

УДК 622.692.4

## РАСЧЕТ НОРМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Богданов Р.М.

*Институт механики УНЦ РАН, г.Уфа  
e-mail: rash@anrb.ru*

***Аннотация.** Работа посвящена вопросам нормирования потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. На основе реальных данных эксплуатации магистрального нефтепровода предложена методика расчета норм потребления электроэнергии на магистральных нефтепроводах.*

***Ключевые слова:** нормирование потребления, трубопровод, перекачка, электроэнергия, энергетическая эффективность*

Анализ данных АК «Транснефть» за 2010 год показывает, что затраты на электроэнергию при перекачке нефти по трубопроводам составляют 31961 млн руб. /год [1], что соответствует потреблению электроэнергии порядка 13 млрд квт·ч/год. При таких объемах потребления электроэнергии вопросы рационального и эффективного использования являются актуальными. В Федеральном законе (ФЗ) об энергосбережении [2] особое внимание уделено показателям энергетической эффективности, которые должны быть определены по результатам энергетических обследований. В соответствии с [3] показатель энергетической эффективности: абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса. Соответственно должен существовать норматив потребления или потерь электроэнергии позволяющий оценить эффективность использования электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.

Отражением эффективности потребления энергоресурсов, в соответствии с ФЗ являются показатели энергетической эффективности. В соответствии с [2] энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Исторически в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов показатели энергетической эффективности на транспорт нефти и нефтепродуктов не регламентируются руководящими документами. В 80-х годах XX века была попытка ввести нормы потребления электроэнергии на основе разработанной методики нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти [4]. Но она не учитывала многих параметров работы трубопроводов. Так коэффициент полезного

действия (кпд) насосных агрегатов принимался постоянным, не зависящим от объемов перекачки, расход электроэнергии на собственные производственные нужды учитывался приблизительно, как процент от общего объема потребления. Расчеты потерь напора на трение предлагалось проводить только для одной зоны турбулентного движения, зоны Блазиуса, в то время как основная часть потребления электроэнергии в нефтепроводном транспорте имеет место для магистральных нефтепроводов (МН) диаметром более 720 мм, работающей вне зоны Блазиуса (см. табл. 1). Это связано с тем фактом, что основная доля в объемах перекачки нефти по АК «Транснефть» приходится на МН диаметром 720 мм и выше, соответственно это касается и потребления электроэнергии. Из табл. 1 видно, что практически для всего рекомендованного нормативным документом [5] диапазона производительностей на МН диаметром 1020 и 1220 мм наблюдается турбулентный режим в зоне смешанного трения. Гидравлические расчеты для этих объемов перекачки по формуле для зоны Блазиуса приводят к ошибкам в расчетах до 15,5 %. Для МН 720 и 820 мм режим смешанного трения наблюдается для более 50 % диапазона производительности, ошибки при расчетах для этого диапазона могут достигать 5,4 %.

Таблица 1

Диаметр МН (наружный), мм	Производительность МН, млн. т/год	$Re_1$	$G_1$ , млн т/год	$Re_{max}$	$\lambda_1$	$\lambda_{max}$	Отклонение $\lambda_1$ от $\lambda_{max}$ , %
720	11-19	100000	14,1	135000	0,01650	0,017027	3,15
820	15-27	110000	17,7	170000	0,01558	0,016423	5,40
1020	23-55	120000	24,2	275000	0,013817	0,015342	11,04
1220	41-90	125000	30,2	375000	0,012786	0,014776	15,57

В таблице производительность нефтепроводов и переходные числа Рейнольдса ( $Re$ ), приведены в соответствии с [5];  $Re_1$  – предельные величины чисел Рейнольдса для расчетов по формуле Блазиуса [5];  $G_1$  – производительность МН, соответствующая  $Re_1$ ;  $Re_{max}$  – число Рейнольдса для максимальной производительности МН в соответствии с [5];  $\lambda_1$  и  $\lambda_{max}$  – коэффициенты гидравлического сопротивления для  $Re_{max}$ , определенные по формуле Блазиуса и по формуле для зоны смешанного трения соответственно;  $\lambda_1$  и  $\lambda_{max}$  рассчитывались по формулам в соответствии с [5]. Все расчеты проведены для годового времени работы МН 8400 час, плотности 850 кг/м<sup>3</sup>, кинематической вязкости 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>/сек.

Наиболее полно вопросы нормирования потребления электроэнергии были рассмотрены в статье [6]. В общем, эта работа охватывает весь спектр вопросов нормирования потребления электроэнергии на МН, но в ней содержится ряд положений, которые не позволяют качественно использовать ее в системе АК «Транснефть». В первую очередь это относится к формулам для расчетов коэффициента гидравлического сопротивления. В работе [6] приведены формулы для расчетов ламинарного режима течения, турбулентного в зоне Блазиуса и в зоне квадратич-

ного закона трения, а для зоны смешанного трения, в которой как было показано выше, работают МН в РФ, потребляющие основные объемы электроэнергии расчетные формулы отсутствуют. Другим значительным минусом является положения методики [6], в которой работу МН предлагается регламентировать через ряд коэффициентов, таких как коэффициент использования трубопровода или режимный коэффициент. Физический смысл этих коэффициентов не совсем ясен, в работе отсутствует методика их определения, точность расчетов коэффициентов незначительна. В частности точность определения коэффициента использования трубопровода вызывает большие сомнения в связи с необходимостью оценки теоретических и реальных данных на действующем МН, при этом для теоретических расчетов используются также некие коэффициенты, а точность используемых для замера данных не регламентируется.

Методы расчета норм расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти определяются стандартом [7], к ним относятся: расчетно-аналитический; опытно-экспериментальный; статистический; приборный; смешанный.

В работе рассмотрим расчетно-статистический (смешанный) метод, как наиболее полно отражающий процесс перекачки нефти по трубопроводам. Опытно-экспериментальный и приборный методы не пригодны для определения норм в связи с сильно изменяющимися параметрами перекачки нефти (объемы перекачки, режимы работ, вязкость и плотность нефти и т.д.). Расчетно-аналитический метод требует расчета и обоснований большого числа коэффициентов, в данной работе не рассматривался.

Рассмотрим методику расчета норм расхода электроэнергии расчетно-статистическим методом. Необходимо отметить, что в соответствии с [7] технические нормативы расхода энергии устанавливаются в виде предельных значений показателей энергопотребления при данных условиях эксплуатации (режимов работ).

Расчеты норм расхода электроэнергии производятся на планируемый период (месяц, квартал, год).

Норма расхода электроэнергии при перекачке нефти по МН  $N_{2н}$ , Вт·с, для технологических участков (потребление электроэнергии насосными агрегатами) для планового периода (месяц, квартал, год), определяется по формуле:

$$N_{2н} = \frac{W_{\text{мин.н.}}}{\eta_{\text{н.э.э.тр.}}}, \quad (1)$$

где  $\eta_{\text{н.э.э.тр.}}$  – нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода для технологического участка;  $W_{\text{мин.н.}}$  – минимально необходимая энергия для перекачки объема нефти  $G$  по трубопроводу, Вт·с, на расчетно-оптимальном режиме за заданный период времени, определяется по формуле:

$$W_{\text{мин.н.}} = G \cdot H \cdot g + W_{\text{н.эл.дв.}} + W_{\text{н.нас.}}, \quad (2)$$

где  $G$  – плановый объем перекачки нефти по трубопроводу, кг, по массе брутто;  $H$  – потери напора в трубопроводе, необходимые для перекачки планового объема

нефти (расчет проводится в соответствии с [8]), м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $W_{н.эл.дв.}$  – нормативные потери электроэнергии в электродвигателях на плановый период, Вт·с;  $W_{н.нас.}$  – нормативные потери электроэнергии в насосах на плановый период, Вт·с;  $G \cdot H \cdot g$  – затраты энергии в трубопроводе по технологическому участку, необходимые для перекачки нефти объемом  $G$  при равномерной работе, Вт·с.

В соответствии с [8] расчетно-оптимальный режим это – стационарный режим для существующего типа оборудования с расчетными характеристиками, удовлетворяющий критерию минимальных затрат электроэнергии для определенного объема перекачки.

Нормативные потери электроэнергии в насосах  $W_{н.нас.}$ , Вт·с, и электродвигателях  $W_{н.эл.дв.}$ , Вт·с, определяются по формулам (3) и (4) соответственно:

$$W_{н.нас.} = G \cdot H \cdot g \cdot \left( \frac{100 - \eta_{н.нас.}}{\eta_{н.нас.}} \right), \quad (3)$$

где  $\eta_{н.нас.}$  – нормативный КПД насосов технологического участка, %, для планового периода времени.

$$W_{н.эл.дв.} = (W_{н.нас.} + G \cdot H \cdot g) \cdot \left( \frac{100 - \eta_{н.эл.дв.}}{\eta_{н.эл.дв.}} \right), \quad (4)$$

где  $\eta_{н.эл.дв. j}$  – нормативный КПД электродвигателей технологического участка для планового периода времени, %.

В связи с тем, что КПД электродвигателя в значительном диапазоне изменения нагрузки имеет постоянное значение, для каждого технологического участка устанавливается единый нормативный КПД электродвигателей на плановый период. Нормативный КПД электродвигателей насосов технологического участка определяется в следующей последовательности:

1. для технологического участка фиксируются заводские КПД электродвигателей магистральных и подпорных насосов  $\eta_{н.эл.дв. j}$ , для числа указанных в плановых режимах для данного технологического участка по паспортным характеристикам электродвигателей;

2. определяется среднеарифметическое значение КПД электродвигателей  $\eta_{н.эл.дв.}$ , %, по формуле:

$$\eta_{н.эл.дв.} = \frac{\sum_{j=1}^n \eta_{н.эл.дв. j}}{n}, \quad (5)$$

где  $n$  – число электродвигателей магистральных и подпорных насосов на технологическом участке, указанных в плановых режимах.

Расчет нормативного КПД насосов технологического участка проводится в следующей последовательности. Определяется изменение КПД насосов  $\eta_n(Q)$  от

расхода нефти на технологическом участке (подачи насоса)  $Q_p$  по формуле:

$$\eta_n(Q) = a_n \cdot Q_p^2 + b_n \cdot Q_p + c_n, \quad (6)$$

где  $a_n$ ,  $b_n$ ,  $c_n$  – коэффициенты многочлена второй степени, которые определяются на основании паспортных (каталожных) характеристик;  $Q_p$  – расход нефти на технологическом участке (подача насоса), м<sup>3</sup>/ч.

Нормативный КПД насосов для технологического участка определяется в следующей последовательности:

а) для насосов, работающих по схеме соединения «последовательно»:

1. для технологического участка фиксируется тип установленных насосов, работающих при плановых режимах;

2. для каждого типа насоса с учетом основного типоразмера рабочего колеса насоса фиксируются коэффициенты, определяющие изменение КПД насоса от объема перекачки по заводской характеристике КПД насоса.

3. для планового объема перекачки, в соответствии с определенными коэффициентами или по паспортным характеристикам насосов, вычисляются КПД насоса  $\eta_{n,j}$  для каждого из насосов, указанных в плановых режимах для технологического участка;

4. КПД насосов технологического участка, работающих по схеме соединения «последовательно»  $\eta_{n.нас.}$ , %, определяется по формуле:

$$\eta_{n.нас.} = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (\eta_{n,j} \cdot P_{n,j} \cdot \tau_i)}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (P_{n,j} \cdot \tau_i)}, \quad (7)$$

где  $\eta_{n,j}$  – КПД  $j$ -го насоса для  $i$ -ого планового режима, %;  $P_{n,j}$  – мощность, потребляемая  $j$ -ым насосом на  $i$ -ом плановом режиме, кВт, определяется из карты режимов на плановый период в соответствии с [9];  $\tau_i$  – время работы насосов на  $i$ -ом плановом режиме, ч, определяется из карты режимов на плановый период в соответствии с [9];  $n$  – количество магистральных и подпорных насосов на технологическом участке, указанных в плановых режимах;  $m$  – количество плановых режимов.

б) для насосов, работающих по схеме соединения «параллельно»:

1. для технологического участка фиксируется тип установленных насосов;

2. для каждого типа насоса с учетом основного типоразмера рабочего колеса насоса фиксируются коэффициенты, определяющие изменение КПД насоса от объема перекачки по заводской характеристике КПД насоса от расхода жидкости;

3. для планового объема перекачки, в соответствии с плановыми режимами определяется количество насосов, работающих по параллельной схеме, необходимых для выполнения планового объема перекачки, исходя из плановых режимов работы. Для этих режимов работ по паспортным характеристикам насосов, на

основе объемов перекачки вычисляются КПД насосов  $\eta_{n,j}$  для каждого из насосов, указанных в плановых режимах;

4. КПД насосов технологического участка, работающих по схеме соединения «параллельно»  $\eta_{n.нас.}$ , %, определяется по формуле:

$$\eta_{n.нас.} = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^k (\eta_{n,j} \cdot P_{n,j} \cdot \tau_i)}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^k (P_{n,j} \cdot \tau_i)}, \quad (8)$$

где  $k$  – число насосов из плановых режимов для технологического участка, работающих по параллельной схеме.

Полученное значение КПД в процентах, с точностью до одной цифры после запятой, является нормативным КПД насосов технологического участка на планируемый период.

в) для насосов, работающих при смешанной «последовательно-параллельной» схеме соединения:

1. определяются КПД насосов для планового объема перекачки, в зависимости от схемы работы насосов в соответствии с вышеизложенной методикой;

2. определяется среднеарифметическое значение КПД насосов, которое устанавливается как нормативный КПД насосов технологического участка для планового периода времени.

*Расчет нормативного коэффициента энергетической эффективности трубопровода.* Коэффициент энергетической эффективности трубопровода есть отношение энергии, необходимой для перекачки нефти по трубопроводу, к фактически использованной. Коэффициент энергетической эффективности трубопровода определяет степень отклонения фактического расхода электроэнергии от минимально необходимого уровня и относится к характеристикам энергетической эффективности, в соответствии с терминологии ФЗ [1].

Коэффициент энергетической эффективности трубопровода  $\eta_{н.э.э.тр.}$ , определяется по формуле:

$$\eta_{н.э.э.тр.} = \frac{W_{мин.н.}}{W_{факт.}}, \quad (9)$$

где  $W_{факт.}$  – фактическое потребление электроэнергии на перекачку за базовый период, Вт·с.

Значения  $W_{мин.н.}$  определяются по формулам (1) - (9) по исходным данным за базовый период. За базовый период предлагается использовать данные за два последних года, предшествующих времени расчета нормативного коэффициента энергетической эффективности трубопровода. Значения коэффициента энергетической эффективности трубопровода рассчитываются для периода «год», время работы технологического участка при расчетах должно соответствовать фактическому времени работы за рассчитываемый год. При расчетах  $W_{мин.н.}$  значение  $\eta_{н.нас.}$

определяется для магистрального насоса с максимальным КПД на технологическом участке при фактическом объеме перекачки. Нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода  $\eta_{н.э.э.тр.}$ , определяется в следующей последовательности:

1. определяется базовый период, для которого рассчитываются годовые значения  $\eta_{э.э.тр.}$ ;

2. при диапазоне отклонения годовых значений коэффициента использования трубопровода, за базовой период меньше или равным 2 %, нормативный коэффициент использования трубопровода устанавливается равным минимальному, из рассчитанных за базовый период;

3. при диапазоне отклонений годовых значений коэффициента использования трубопровода, за базовой период больше 2 %, нормативный коэффициент использования трубопровода устанавливается равным среднеарифметическому значению коэффициентов использования трубопровода за базовой период по формуле:

$$\eta_{н.э.э.тр.} = \frac{\sum_{i=1}^m \eta_{э.э.тр.i}}{m}, \quad (10)$$

где  $\eta_{э.э.тр.i}$  – нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода за  $i$ -й год;  $m$  – число годов за базовый период.

Пересмотр нормативного коэффициента энергетической эффективности трубопровода должен проводиться не реже, чем раз в 5 лет в соответствии с Федеральным законом [2].

Расчет норм расхода электроэнергии на перекачку нефти для технологических участков МН проводится в следующей последовательности. Норма расхода электроэнергии на перекачку для  $i$ -го технологического участка для планового периода  $N_{2н.i}$ , Вт·с, определяется по формуле:

$$N_{2н.i} = \frac{W_{мин.н.}}{\eta_{н.э.э.тр.i}}, \quad (11)$$

где  $\eta_{н.э.э.тр.i}$  – нормативный коэффициент энергетической эффективности трубопровода рассматриваемого  $i$ -го технологического участка;

Значения  $W_{мин.н.}$  определяются по формулам (1) - (9) по исходным данным для планируемого периода. При расчетах норм расхода на год время работы технологического участка нефтепровода  $\tau$ , ч, принимается в соответствии с [5] равным 8400 ч. При расчетах норм расхода на месяц/квартал время работы определяется с учетом остановок нефтепровода на проведение планово-ремонтных работ по формуле:

$$\tau = n_i \cdot 24 - \tau_{рем}, \quad (12)$$

где  $n_i$  – календарное количество дней в рассматриваемом месяце/квартале, дни;  $\tau_{рем}$  – время, на проведение плановых ремонтных работ в течение месяца/квартала, ч.

Для периода «год» используются среднегодовые значения вязкости и плотности за год. Для расчетов норм расхода на месяц/квартал значения принимаются на основании среднемесячных значений соответствующих месяцев/кварталов. Данные по вязкости и плотности принимаются на основании значений за год, предшествующий году планирования. Исходные данные по плотности и вязкости определяются в соответствии с [9].

Расчет нормы расхода электроэнергии на собственные нужды по НПС, ЛПДС проводится в следующей последовательности. Нормы расхода электроэнергии на собственные нужды для НПС, ЛПДС  $N_{1н.НПС}$ , Вт·с, определяются по следующей формуле:

$$N_{1н.НПС} = N_1 + \sum_{i=1}^k N_{2i} \cdot y_i + N_3 + N_4, \quad (13)$$

где  $N_1$  – расход электроэнергии на производственные нужды НПС (включая потери в трансформаторах) в зависимости от типа перекачивающей станции (НПС, ЛПДС) и подачи НПС, Вт·с;  $N_{2i}$  – расход электроэнергии на нужды одной насосной МН (магистральной, подпорной) для обеспечения работы основного оборудования, в зависимости от объемов перекачки (подачи насосов), типа перекачивающей станции и времени работы насосной, Вт·с;  $y_i$  – доля времени работы  $i$ -й насосной за планируемый период по отношению к общему времени работы технологического участка нефтепровода, к которому относится данная насосная;  $N_3$  – расход электроэнергии на собственные нужды линейной части нефтепровода, Вт·с;  $N_4$  – расход электроэнергии на прочие производственные нужды, не входящие в  $N_1, N_{2i}, N_3$ , но учитываемые в соответствии с ОР-91.140.50-КТН-036-09 при определении  $N_{1н.НПС}$ , Вт·с;  $k$  – количество насосных разных МН на одной НПС, ЛПДС.

Нормы расхода электроэнергии на собственные нужды для НПС, ЛПДС, основанные на статистической информации по потреблению электроэнергии за 2008 - 2010 годы, приведены в табл. 2.

Таблица 2

Подача НПС тыс. м <sup>3</sup> /ч	$N_1$ (тыс. кВт·ч/год)		$N_{2i}$ (тыс. кВт·ч/год)		$N_3$ (тыс. кВт·ч/год на 100 км)
	ЛПДС	НПС	ЛПДС	НПС	
до 2,5	1000	500	500	400	30
выше 2,5	1500	700	800	600	30

$N_1, N_{2i}, N_3$  – определяются в соответствии с табл. 2.

$N_4$  – определяется на основании дополнительной информации по расходу электроэнергии (по «умолчанию», до формирования необходимой информации принимается равной нулю).



Нормы расхода электроэнергии на собственные нужды для НПС, ЛПДС технологического участка  $N_{1н.и}$ , Вт·с, определяются по формуле:

$$N_{1н.и} = \frac{N_1 + N_3 + N_4}{k} + N_2 y_i. \quad (14)$$

В качестве примера рассмотрим расчет годовой нормы расхода электроэнергии для технологического участка, работающего по схеме «из насоса в насос». Исходные данные: В работе находятся 2 НПС. Протяженность участка  $L = 333000$  м;  $D_{эфф} = 0,5048$  м;  $\Delta Z = 60$  м;  $v = 30 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с; плотность нефти  $\rho = 860$  кг/м<sup>3</sup>;  $\eta_{н.э.мр.} = 0,74$ ;  $G = 5000$  тыс.т/год;  $\eta_{н.эл.дв.} = 97,0$  %;  $P_{уун} = 0,45$  МПа; время работы 8400 ч;  $h_{уун} = 5$  м; на конечном участке установлен узел учета.

На НПС установлены насосы НМ-1250 с основным ротором. Для головной НПС зона обслуживания линейной части 110 км, для промежуточной 223 км.

Расчеты показали, что годовая норма расхода электроэнергии на перекачку нефти для технологического участка МН составит  $N_{2н} = 25280$  тыс. кВт·ч, а на собственные нужды НПС, ЛПДС  $N_{1н.НПС} = 1533 + 966,9 = 2499,9$  тыс. кВт·ч.

Одним из важных показателей энергетической эффективности является удельная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса [2]. В соответствии с существующими стандартами [7] удельная форма показателей энергопотребления характеризуется отношением расхода энергии к произведенной работе в регламентирующих условиях (режимов) работ. В трубопроводном транспорте исторически в качестве объема работ использовался грузооборот. С точки зрения физических процессов, происходящих при перекачке нефти по МН это не совсем верно. Работой, на которую используется электроэнергия при перекачке нефти, является произведение объема перекачки ( $G$ ) на напор ( $H$ ), необходимый для перемещения этого объема на заданное расстояние по определенному трубопроводу. Это подтверждается и нормативными документами АК «Транснефть» по расчетам потребления электроэнергии [5, 8], в которых расход электроэнергии на перекачку нефти определяется, как произведение объема перекачки на напор в трубопроводе, необходимый для перекачки объема нефти. Из этого следует, что удельные затраты в трубопроводном транспорте нефти, есть отношение объема потребленной электроэнергии к произведению объема перекачки нефти на напор, необходимый для перекачки нефти. Удельное потребление электроэнергии ( $N_{уд}$ ) в нефтепроводном транспорте должно определяться из выражения:

$$N_{уд} = \frac{W}{G_{факт} \cdot H}, \quad (15)$$

где  $W$  – объем потребленной электроэнергии, квт·ч;  $G$  – объем перекачки нефти, т;  $H$  – напор, необходимый для перекачки нефти по трубопроводу объемом  $G$ , м.

Полученный по формуле (15) показатель удельных затрат является показателем энергоэффективности и позволяет оценивать потребление электроэнергии

независимо от объемов перекачки, физико-химических свойств перекачиваемой нефти (для ньютоновских жидкостей), диаметра и протяженности МН. В табл. 3 приведены данные по удельному потреблению электроэнергии для ряда МН АК «Транснефть» за различные периоды времени и соответственно для различных объемов перекачки нефти.

Таблица 3

Участок МН	D мм	Удельный расход электроэнергии		
		По грузообороту $k_1$ тыс. кВт·ч/тыс. т·км	По выполненной работе	
			$k_2$ вт·с/вт·с	$k_3$ тыс.кВт·ч /тыс.т·м
Платина-Пермь <sup>1</sup>	1220	11,94	1,60	15,69
		12,58	1,57	15,40
Пермь-Лазарево <sup>1</sup>	1220	3,93	1,70	16,68
		4,13	1,69	16,58
Горький-Коромыслово	1020	19,69	1,25	12,26
		19,77	1,24	12,16
Горький-Ярославль	820	17,87	1,33	13,05
		18,39	1,32	12,95
Клин-Никольское <sup>2</sup>	1220	11,07	1,44	14,13
		8,65	1,42	13,93
Клин-Никольское <sup>3</sup>	1020	9,93	1,63	15,99
		9,70	1,54	15,11
Юргамыш-Ленинск <sup>4</sup>	1220	14,91	1,66	16,28
		9,96	1,65	16,19
Нурлино-Поповка <sup>5</sup>	1220	14,69	1,48	14,52
		13,87	1,47	14,42

Расчеты проведены для МН 4 УМН, за периоды:  
СЗМН – 1999, 2000; Верхневолжскнефтепровод – 2008, 2009;  
УМН Дружба – 2007, 2009; Уралсибнефтепровод – 2000, 2001, 2003.  
 $k_1 = W/G \cdot L$ ;  $k_2 = W/G \cdot H \cdot g$ ;  $k_3 = W/G \cdot H$ .  
<sup>1</sup> – МН Сургут-Полоцк; <sup>2</sup> – МН Дружба 2; <sup>3</sup> – Дружба 1; <sup>4</sup> – МН УБКУА; <sup>5</sup> – МН НКК.

Анализ табл. 3 показывает, что удельное потребление электроэнергии на единицу грузооборота не позволяет полно оценивать потребление электроэнергии. Это видно из того факта, что величина удельного потребления изменяется для равноценных МН (схемы и режимы работ, тип установленного насосно-силового оборудования, перекачка при турбулентном режиме течения в зоне смешанного трения и т.д.) более чем в пять раз (от 3,93 до 19,77), при этом наблюдается закономерность – с увеличением объемов перекачки возрастает и удельное потребление. Для удельного потребления на единицу выполняемой работы такие закономерности отсутствуют, по их величинам можно судить об эффективности потребления электроэнергии.

### Выводы

1. Разработана методика расчета норм расхода электроэнергии на перекачку нефти в соответствии с требованиями Федерального закона об энергосбережении [1].

2. Предложено для оценки эффективности потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти использовать удельные затраты на объем произведенной работы, в качестве которой рассматривать произведение объема перекачки и напора, необходимого для обеспечения процесса транспорта нефти по трубопроводам.

3. Показано, что МН диаметром 1020 мм и выше работают в турбулентной зоне смешанного трения при объемах перекачки рекомендованных нормативными документами [5].

4. Предложенные показатели энергоэффективности позволяют оценивать потребление электроэнергии для различных МН, работающих в равноценных условиях.

### Литература

1. ОАО «АК «Транснефть» Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. 51 с.

2. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

3. ГОСТ Р 51380-99. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования.

4. РД 3-30-1268-85. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти.

5. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

6. Акбердин А.М., Сазонов А.З., Еронен В.И., Рахимов А.С. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов // Нефтегазовое дело. 2006. Том 6. №1. С.133 - 141. <http://www.ngdelo.ru/2006/1/133-142.pdf>

7. ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.

8. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.

9. ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

## CALCULATION OF STANDARDS OF ELECTRIC ENERGY CONSUMPTION FOR OIL TRANSPORTATION VIA PIPELINES

R.M. Bogdanov

*Institute of Mechanics Ufa Branch of RAS, Ufa, Russia*

*e-mail: rash@anrb.ru*

**Abstract.** *The work is devoted to problems of standardization of electric energy consumption for oil transportation via pipelines. On the basis of the valid data of the trunk pipeline operation the methodic of electric energy consumption calculation for oil transportation via trunk pipelines was suggested.*

**Keywords:** *standardization of consumption, pipeline, pumping, power, power efficiency*

### References

1. OAO «AK «Transneft'». Konsolidirovannaya finansovaya otchetnost', podgotovlennaya v sootvetstvii s MSFO za god, zakonchivshiisya 31 dekabrya 2010 g. (OAO AK TRANSNEFT IFRS consolidated financial statements for the year ended 31 December 2011). 51 p
2. Russian Federation Federal Law No. 261-FZ of November 23, 2009 On Energy Saving and Increase of Energy Efficiency and Introduction of Changes into Separate Legislative Acts of the Russian Federation
3. GOST R 51380-99. Energoberezhenie. Metody podtverzhdeniya sootvetstviya pokazatelei energeticheskoi effektivnosti energopotreblyayushchei produktsii ikh normativnym znacheniyam. Obshchie trebovaniya (Energy conservation. Methods of assurance for energy efficiency indicators of energy consumed products to its normative values. General requirements).
4. RD 3-30-1268-85. Metodika normirovaniya raskhoda elektroenergii na transport nefiti (Procedure for introduction of power consumption for oil transportation).
5. RD 153-39.4-113-01. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh nefteprovodov (Norms for technological design of main oil pipelines).
6. Akberdin A.M., Sazonov A.Z., Eronen V.I., Rakhimov A.S. K opredeleniyu raskhoda elektroenergii na ob"ektakh magistral'nykh nefteprovodov (To determination of electrical energy consumption at main petroleum pipelines units), *Oil and Gas Business*, 2006, Vol. 6, Issue 1, pp. 133 - 141. <http://www.ngdelo.ru/2006/1/133-142.pdf>
7. GOST R 51541-99. Energoberezhenie. Energeticheskaya effektivnost'. Sostav pokazatelei. Obshchie polozheniya. (Energy conservation. Energy efficiency. Composition of indicators. Basic concepts).
8. RD-91.140.50-KTN-043-11. Metodika rascheta raskhoda elektroenergii v truboprovodnom transporte nefiti (Procedure for calculation of power consumption in oil transportation).

9. OR-03.220.99-KTN-092-08. Reglament razrabotki tekhnologicheskikh kart, rascheta rezhimov raboty magistral'nykh nefteprovodov OAO "AK "Transneft" (Technical regulations for process flow diagram development, main oil pipelines regime calculations at OAO AK Transneft).