

УДК 622.692.4

ДИАГНОСТИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Богданов Р.М.

Институт механики УНЦ РАН, г.Уфа

e-mail: rash@anrb.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы оценки эффективности потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. Предложена методика диагностики потребления электроэнергии на магистральных нефтепроводах.

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

Проблема эффективного использования энергоресурсов была и остается одной из важнейших как в мировой, так и в отечественной экономике. Одним из крупнейших потребителей энергоресурсов в РФ является трубопроводный транспорт нефти, основная доля в перекачке нефти (88 %) по трубопроводам в РФ приходится на ОАО «АК»Транснефть» [1]. За 2010 год стоимость используемых энергоресурсов в ОАО «АК»Транснефть» составила 32 127 млрд. рублей [1]. Потребление энергоресурсов по видам энергоносителей в ОАО «АК»Транснефть» происходит крайне неравномерно. Порядка 96 % в денежном выражении составляет потребление электроэнергии и соответственно около 4 % на все остальные виды энергоносителей, основной из которых является тепловая энергия [1]. В данной работе рассматриваются вопросы эффективного использования электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти, как основного энергоресурса используемого при перекачке нефти по трубопроводам в РФ.

Потребление электроэнергии в ОАО «АК «Транснефть» за 2010 год составило 13,7 млрд. кВт·ч [1]. Такие объемы потребления электроэнергии показывают актуальность вопросов рационального и эффективного ее использования. Для оценки эффективности использования электроэнергии необходима диагностика ее потребления. При разработке методологии диагностики потребления электроэнергии на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам (МН) должны решаться следующие задачи:

- а) разработка и обоснование методов нормирования потребления электроэнергии;
- б) разработка, определение и обоснование показателей энергопотребления;
- в) определение уровня и структуры потребления электроэнергии для существующих систем трубопроводного транспорта нефти;
- г) определение нормативных показателей энергопотребления по статьям расхода структуры потребления;

д) определение потенциала энергосбережения с определением количественным и качественным показателями объектов энергосбережения;

е) разработка мероприятий по повышению энергоэффективности в соответствии с показателями объектов энергосбережения.

Рассмотрим эти вопросы поэтапно. Отражением эффективности потребления энергоресурсов, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [2], являются показатели энергетической эффективности. Показателями эффективности использования энергии являются абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса [2] для которых соответственно должны быть определены нормы расхода энергии. Методы расчета норм расхода энергии определяются стандартом [3], к ним относятся: расчетно-аналитический; опытно-экспериментальный; статистический; приборный; смешанный. В работе [4] рассмотрена методика расчета норм расхода электроэнергии расчетно-статистическим методом. Рассмотрим расчет норм расхода электроэнергии расчетно-аналитическим методом. В соответствии с [3] технические нормативы расхода энергии устанавливаются в виде предельных значений показателей энергопотребления при данных условиях эксплуатации (режимов работ).

Для расчетов норм расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти, в соответствии с ее структурой потребления [5], определим максимально допустимые параметры отклонений расхода электроэнергии по статьям, в соответствии с нормативными документами. В работе для расчета норм потребления были рассмотрены нормативные документы ОАО АК «Транснефть».

В [5] была предложена следующая структура расхода электроэнергии на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам:

1. минимально необходимый расход (на расчетно-оптимальном режиме);
2. расход на циклическую работу МН, связанную с периодической остановкой перекачки;
3. расход, связанный с режимными затратами;
4. расход, обусловленный отклонением фактических характеристик МНА от паспортных (каталожных);
5. расход, связанный с неравномерностью работы, в связи с проведением ремонтных работ;
6. расход, связанный с технологическими затратами.

Рассмотрим, какими нормативными документами эти статьи расхода электроэнергии регламентируются.

1. Минимально необходимый расход (на расчетно-оптимальном режиме) – рассчитывается в соответствии с [6]:

$$W_{\text{мин.н.}} = G \cdot H \cdot g + W_{\text{н.эл.дв.}} + W_{\text{н.нас.}}, \quad (1)$$

где G – плановый объем перекачки нефти по трубопроводу, по массе брутто, кг;

H – потери напора в трубопроводе, необходимые для перекачки планового объема нефти, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$G \cdot H \cdot g$ – затраты энергии в трубопроводе по технологическому участку, необходимые для перекачки нефти объемом G при равномерной работе, Вт·с;

$W_{н.эл.дв.}$ – нормативные потери электроэнергии в электродвигателях на плановый период, Вт·с;

$W_{н.нас.}$ – нормативные потери электроэнергии в магистральном насосном агрегате (МНА) на плановый период Вт·с.

2. Расход на циклическую работу МН, связанную с периодической остановкой перекачки – определяется в соответствии с [7] через коэффициент $k_{цикл.}$:

$$k_{цикл.} = (H_1/H_{нл})^{(3-m)/(2-m)}, \quad (2),$$

где H_1 и $H_{нл}$ – соответственно напор развиваемый магистральным насосом на минимальном режиме из реестра режимов и напор, необходимый для обеспечения планового задания при равномерной работе, м;

m – коэффициент из формулы Лейбензона, определяющие характер течения в трубопроводе, зависящие от числа Рейнольдса [8].

3. Расход, связанный с режимными затратами – определяется в соответствии с [9], [10] и [11] через коэффициент $k_{расч}$ и $k_{ср.сл.}$:

$$k_{расч} = 1,031 - 1,09 \text{ (см. табл. 1);}$$

$k_{ср.сл.} = 1,024 - 1,055$ в зависимости от срока эксплуатации и типа установленного насосно-силового оборудования (см. табл. 1);

4. Расход, обусловленный отклонением фактических характеристик МНА от паспортных (каталожных) – определяется в соответствии [11] через коэффициент $k_{кпд.}$:

$k_{кпд.} = 1,035 - 1,039$ в зависимости от типа магистральных насосных агрегатов (см. табл. 1);

Таблица 1. Коэффициенты, для расчета норм потребления электроэнергии

Схема работы МН	Жесткая («из насоса в насос»)			Мягкая («с подключенными резервуарами»)		
	355 - 426	530 - 720	820 - 1220	355 - 426	530 - 720	820 - 1220
Наружный диаметр МН, мм						
$k_{расч}$	1,031	1,031	1,031	1,09	1,09	1,09
$k_{ср.сл.}$	1,055	1,0375	1,024	1,055	1,0375	1,024
$k_{реж. до 20 лет эксплуатации МН}$	1,031	1,031	1,031	1,09	1,09	1,09
$k_{реж. более 20 лет эксплуатации МН}$	1,088	1,070	1,056	1,15	1,131	1,116
$k_{пер.пр.}$	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
$k_{изд.}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$k_{тех.}$	1,0815	1,0815	1,0815	1,0815	1,0815	1,0815
$k_{кпд.}$	1,039	1,036	1,035	1,039	1,036	1,035

5. Расход электроэнергии, связанной с неравномерностью работы, в связи с проведением ремонтных работ определяется через $H_{пл}$ за счет уменьшения времени работы. Расчеты проводятся в соответствии [7];

6. Расход, связанный с технологическими затратами – определяется в соответствии с [12] и РД [9] через коэффициенты $k_{из.д.} = 1,05$ и $k_{пер.пр.} = 1,03$ (см. табл. 1).

Значения коэффициентов, приведенных в табл. 1, получены на основании:

а) $k_{кпд}$, отклонения параметров МНА (3 %) – в соответствии с [11];

б) $k_{из.д.}$, уменьшение внутреннего диаметра – в соответствии с [13] допускается уменьшение $D_{внутр}$ на 1 % , что ведет к изменению расхода электроэнергии на 1,05 по сравнению расчетными параметрами без изменения $D_{внутр}$ [12];

в) $k_{пер.пр.}$, затраты на переходные процессы (1,03) в соответствии с [9];

г) $k_{ср.сл.}$, отклонения параметров МНА в зависимости от срока службы и типа МНА (2 - 4 %) – в соответствии с [10];

е) $k_{расч.}$, расчетные затраты (1,031; 1,09) определены на основании расчетных данных в соответствии с ГОСТ 12124-87 [12], РД 75.180.00-КТН-0198-09 [11].

С учетом полученных предельных параметров расхода электроэнергии по статьям затрат структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти расчет норм проводится в следующей последовательности.

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

Норма расхода электроэнергии при перекачке нефти по МН для технологических участков (потребление электроэнергии насосными агрегатами) $N^l_{2н.і}$, кВт·ч, определяется по формуле:

$$N^l_{2н.і} = W_{мин.і} \cdot (k_{эфф})^{-1}, \quad (3)$$

где $k_{эфф}$ – коэффициент эффективности потребления электроэнергии, определяется из табл. 2 в зависимости от диаметра МН, схемы работы, срока службы оборудования;

$W_{мин.і}$ – минимально необходимая энергия для перекачки планового объема нефти G по i -му технологическому участку, Вт·с, на расчетно-оптимальном режиме за заданный период времени, определяется по формуле (1).

Значение $k_{эфф}$ определяется из формулы (4):

$$k_{эфф} = (k_{расч.} \cdot k_{ср.сл.} \cdot k_{изм.д.} \cdot k_{пер.пр.} \cdot k_{кпд} \cdot k_{цикл.})^{-1} \quad (4)$$

В [4] было 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. Соответственно, должны быть определены и нормативные удельные затраты.

При расчетах на основе норм определенных расчетно-аналитическим способом нормативное удельное потребление ($N_{уд.нор}$) определяется по формуле (5):

$$N_{уд.нор} = N_{2н} \cdot (G_{факт} \cdot H)^{-1}, \quad (5)$$

где $N_{2н}$ – норма расхода электроэнергии, определенная расчетно-статистическим методом, квт·ч;

$G_{факт}$ – объем перекачки нефти, т;

H – напор, необходимый для перекачки нефти по трубопроводу объемом $G_{факт}$, м.

Таблица 2. Коэффициент эффективности потребления электроэнергии

Наружный диаметр МН, мм	Коэффициент эффективности потребления электроэнергии, $k_{эфф}$			
	При схеме работы МН «из насоса в насос»		При схеме работы «с подключенными резервуарами»	
	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет
355 - 426	0,8632	0,7934	0,8164	0,71
530 - 720	0,8657	0,8090	0,8188	0,7240
820 - 1220	0,8665	0,8206	0,8196	0,7344
Значения $k_{эфф}$ приведены для МН не имеющих циклическую схему работы				

При расчетах расчетно-аналитическим способом нормативное удельное потребление ($N_{уд.нор}^1$) определяется по формуле (6):

$$N_{уд.нор}^1 = (k_{эфф} \cdot \eta_{1.нас.} \cdot \eta_{эл.дв.})^{-1}, \quad (6)$$

где $\eta_{1.нас.}$ – коэффициент полезного действия (КПД) МНА с учетом [10,12], (см. табл. 1);

$\eta_{эл.дв.}$ – КПД электродвигателя МНА.

В табл. 3 приведены нормативные параметры удельных норм потребления электроэнергии определенных расчетно-аналитическим способом. При расчетах использовались данные табл. 2, значения $\eta_{эл.дв.} = 0,96$ и параметры $\eta_{1.нас.}$ в соответствии с табл. 4.

Таблица 3. Норма удельного расхода электроэнергии на перекачку нефти по МН

Наружный диаметр МН, мм	Нормативное удельное потребления электроэнергии, $N_{уд.нор}^1$			
	При схеме работы МН «из насоса в насос»		При схеме работы «с подключенными резервуарами»	
	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет
355 – 426	1,5672	1,7985	1,6571	2,010
530 – 720	1,4497	1,6095	1,5328	1,7985
820 – 1220	1,3979	1,5112	1,5130	1,6886
Значения $N_{уд.нор}^1$ приведены для МН не имеющих циклическую схему работы				

Таблица 4. Значения КПД магистральных насосов для расчета удельных норм

Наружный диаметр МН, мм	Значения $\eta_{1.нас.}$			
	При «жесткой» схеме работы МН		При «мягкой» схеме работы МН	
	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет	При сроке эксплуатации МН до 20 лет	При сроке эксплуатации МН более 20 лет
355 - 426	0,77	0,73	0,77	0,73
530 - 720	0,83	0,80	0,5328	0,7985
820 - 1220	0,86	0,84	0,86	0,84

Проведем ряд расчетов по предложенной в [4] и предложенной в данной работе методикам определения норм потребления электроэнергии на перекачку нефти по трубопроводам. Расчеты были произведены для ряда технологических участков МН диаметром 377 - 1220 мм двух подразделений ОАО «АК «Транснефть» (ОАО «Уралсибнефтепровод» и ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы»). В табл. 5 представлены результаты расчетов по ОАО «Уралсибнефтепровод», а в табл. 6 результаты расчетов по ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы».

Анализ полученных результатов расчетов показывает:

1. Уровень эффективности использования электроэнергии по отношению к норме потребления может быть:

– ниже нормативных параметров (Юргамыш-Ленинск, Калейкино-Лопатино, Киенгоп-Н.Челны и т.д.), $W_{факт} < N_{2н}^1, N_{2н}$;

– выше нормативных параметров (Салават-Орск, Пермь-Лазарево и т.д.), $W_{факт} > N_{2н}^1, N_{2н}$;

– выше нормативных параметров, определенных расчетно-статистическим методом, но ниже нормативных параметров определенных расчетно-аналитическим методом (Ленинск-Нурлино (НКК), Платино-Пермь), $N_{2н} > W_{факт} > N_{2н}^1$.

2. Значения удельного потребления электроэнергии зависит не только от показателей энергоэффективности ($k_{эфф}, \eta_{э.э.тр.}$), но и от значений КПД магистральных насосов. При работе магистральных насосов в рабочей зоне и значений $\eta_{э.э.тр.}$ равных или выше $k_{эфф}$ значения $N_{уд. факт}$ соответствуют $N_{уд. нор}^1$ (Нурлино-Поповка, Юргамыш-Ленинск (НКК)).

3. Показатель энергоэффективности $\eta_{э.э.тр.}$ позволяет корректно оценивать уровень энергопотребления на перекачку нефти по МН (по отношению к нормативным параметрам).

4. Полученные нормативные параметры (расчетно-аналитический метод) реально достижимы и соответствуют уровню энергоэффективности ряда технологических участков (Юргамыш-Ленинск, Нурлино-Поповка и т.д.).

5. Для корректной оценки эффективности потребления электроэнергии необходим совместный анализ двух параметров $\eta_{э.э.тр.}$ и $N_{уд. факт.}$

6. Разработанные нормативные показатели позволяют определять потенциал энергосбережения.

Рассмотрим методологию применения разработанных норм потребления электроэнергии. На первом этапе рассмотрим их положительные и отрицательные стороны с точки зрения использования.

Расчетно-статистический способ определения норм потребления.

Плюсы:

1. учитывает сложившееся положение по уровню потребления электроэнергии;
2. не является предельно-допустимым уровнем потребления электроэнергии;
3. учитывает индивидуальные особенности технологических участков МН, влияющих на потребление электроэнергии (профиль трассы МН, год строительства МН, срок службы насосно-силового оборудования и т.д);
4. учитывает технологические особенности МН (качество перекачиваемой нефти и ее физико-химические свойства, тип установленного насосно-силового оборудования, наличие узлов учета и объем резервуарных парков и т.д).

Минусы:

1. норма определяется для существующего уровня потребления электроэнергии без учета уровня эффективности ее использования;
2. не позволяет корректно определять потенциал энергосбережения.

Расчетно-аналитический способ определения норм потребления.

Плюсы:

1. позволяет унифицировать показатели эффективности уровня потребления электроэнергии для любых технологических участков МН;
2. позволяет определить степень эффективности потребления электроэнергии по отношению к нормативным величинам (предельно-допустимым параметрам);
3. позволяет определить потенциал энергосбережения.

Минусы:

1. является предельно-допустимой величиной;
2. не учитывает индивидуальный уровень эффективности энергопотребления.

Проведя анализ двух методов определения норм потребления электроэнергии и результатов их расчетов, представленных в табл. 5, 6, можно предложить следующую поэтапную модель их применения.

1 этап.

Для определения уровня потребления и оценки эффективности ее использования расчеты нормативных параметров проводятся расчетно-аналитическим методом.

2 этап.

Установить норму потребления на основе расчетов расчетно-статистическим методом.

Такой подход позволит:

1. на первом этапе определить уровень энергоэффективности по отношению к предельно-допустимым значениям;
2. определить потенциал энергосбережения относительно норм потребления;
3. разработать мероприятия по снижению потребления электроэнергии на МН.

Потребление электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти в соответствии с [14] делится на две группы:

1. на перекачку нефти по трубопроводам;
2. на собственные нужды НПС, ЛПДС.

Потребление электроэнергии по этим группам крайне неравномерно, так по данным [15] порядка 96 % от общего объема потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти составляют затраты на перекачку нефти и 4 % соответственно на собственные нужды. Соответственно объем потенциала энергосбережения у этих двух групп значительно отличается. Проблеме и путям решения вопросов экономии электроэнергии на промышленных предприятиях (к ним относятся электроэнергия на собственные нужды НПС, ЛПДС) занималось и занимается много авторов, в частности эти вопросы достаточно полно освещены в работах [16, 17]. В связи с небольшим объемом потенциала потребления электроэнергии на собственные нужды и достаточно полной информации по проблеме ее экономии, в дальнейшем мы будем рассматривать вопросы экономии электроэнергии на перекачку нефти по трубопроводам.

Определение потенциала энергосбережения является одной из приоритетных задач определенных ФЗ об энергосбережении [2]. В основу решения этой задачи предлагается использование методов диагностики потребления электроэнергии при перекачке нефти по МН, основанной на следующих положениях:

1. основой для определения потенциала электропотребления является норма расхода электроэнергии;
2. средством для определения направлений по разработке мероприятий по снижению потребления электроэнергии является структура потребления электроэнергии.

Таблица 5. Расчет норм потребления электроэнергии для ОАО «Уралсибнефтепровод»

Участок МН	Наружный диаметр	Схема работы МН	$\eta_{э.э.тр.}$	$W_{факт}$ тыс. кВт·ч	$N_{уд. факт}$ вт·с/вт·с	Норма потребления электроэнергии					
						Расчетно-статистический метод			Расчетно-аналитический метод		
						$\eta_{н.э.э.тр.}$	$N_{2н}$ тыс. кВт·ч	$N_{уд.нор}$ вт·с/вт·с	$k_{эфф}$	$N_{2н}^1$ тыс. кВт·ч	$N_{уд.нор}^1$ вт·с/вт·с
Юргамыш-Ленинск (НKK)	1220	жесткая	0,8317	190764,4	1,510	0,8219	193635,31	1,533	0,8206	193942,1	1,511
Юргамыш-Ленинск (УБКУА)	1220	жесткая	0,8345	157781,6	1,732	0,8194	160141,6	1,758	0,8206	159907,4	1,511
Ленинск-Нурлино (НKK)	1220	жесткая	0,8124	69896,0	1,696	0,8087	70214,3	1,704	0,8206	69196,1	1,511
Ленинск-Нурлино (УБКУА)	1220	жесткая	0,8297	71617,0	1,746	0,8340	71246,7	1,737	0,8206	72410,1	1,511
Нурлино-Калейкино (УБКУА)	1220	жесткая	0,8221	39152,0	2,547	0,7941	40531,7	2,636	0,8206	39222,8	1,511
Нурлино-Поповка (НKK)	1220	жесткая	0,8262	193074,0	1,439	0,8363	190749,0	1,422	0,8206	194398,5	1,511
Чекмагуш-Азнакаево	530	мягкая	0,7492	4532,2	2,489	0,7208	4170,9	2,587	0,7240	4690,05	1,799
Чекмагуш-Уфа (КУ-2)	530	мягкая	0,7008	6187,2	2,252	0,7038	6161,0	2,242	0,7240	5989,1	1,799
Салават-Орск	530	жесткая	0,6886	10856,3	3,180	0,6890	10849,7	3,178	0,8090	9240,3	1,610
Субханкулово-Уфа (ТУ-1,3)	377/530	мягкая	0,6365	2624,8	2,838	0,6344	2633,4	2,847	0,710	2352,97	2,010

Расчеты по определению $\eta_{н.э.э.тр.}$ проведены за 1992 - 1995, 2000 - 2003 годы. Расчеты норм потребления электроэнергии проведены для 2000/2001 годов.
 НKK – Нижневартовск-Курган-Куйбышев; УБКУА – Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск; КУ-2 – Калтасы-Уфа 2 очередь; ТУ-1,3 – Туймазы-Уфа 1,3 очередь.

Таблица 6. Расчет норм потребления электроэнергии для ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы»

Участок МН	Наружный диаметр	Схема работы МН	$\eta_{\text{э.э.тр.}}$	$W_{\text{факт}}$ тыс. кВт·ч	$N_{\text{уд. факт}}$ вт·с/вт·с	Норма потребления электроэнергии					
						Расчетно-статистический метод			Расчетно-аналитический метод		
						$\eta_{\text{н.э.э.тр.}}$	$N_{2н}$ тыс. кВт·ч	$N_{\text{уд.нор}}$ вт·с/вт·с	$k_{\text{эфф}}$	$N_{2н}^1$ тыс. кВт·ч	$N_{\text{уд.нор}}^1$ вт·с/вт·с
Платина-Пермь (С-П)	1220	жесткая	0,7884	237128,0	1,568	0,7867	237636,6	1,572	0,8206	227819,6	1,511
Пермь-Лазарево (С-П)	1220	жесткая	0,7304	92778,0	1,689	0,7320	92572,8	1,685	0,8206	82577,8	1,511
Калейкино-Лопатино	1220	мягкая	0,8105	47891,0	1,668	0,7680	50542,1	1,760	0,7344	52854,5	1,689
Киенгоп-Н.Челны	630	жесткая	0,8426	14173,0	2,239	0,8175	14608,7	2,308	0,8090	14762,2	1,610
Платино-Пермь (Х-К)	1220	жесткая	0,7114	42111,0	2,607	0,6712	44634,9	2,764	0,8206	36508,6	1,511

Расчеты по определению $\eta_{\text{н.э.э.тр.}}$ проведены за 1999 - 2000 годы. Расчеты норм потребления электроэнергии проведены для 2000 года.
С-П – Сургут-Пермь; Х-К – Холмогоры-Клин.

Диагностику потребления электроэнергии предлагается проводить в следующей последовательности:

1. Оценка фактического потребления электроэнергии по сравнению с нормативными параметрами, рассчитанных на основе двух методов (расчетно-статистического и расчетно-аналитического).

2. Определение объема потенциала электропотребления, ΔN .

1) при $W_{\text{факт}} > N^1_{2н}$,

$$\Delta N = W_{\text{факт}} - N^1_{2н};$$

2) при $W_{\text{факт}} > N_{2н}$ и $N_{2н} > N^1_{2н}$,

$$\Delta N = W_{\text{факт}} - N^1_{2н};$$

3) при $W_{\text{факт}} > N_{2н}$ и $N_{2н} < N^1_{2н}$,

$$\Delta N = W_{\text{факт}} - N_{2н}.$$

3. Определение путей снижения расхода электроэнергии.

В качестве основных нормативных показателей, необходимых для разработки мероприятий по снижению потребления электроэнергии предлагается использовать структуру потребления электроэнергии на перекачку нефти и нормативные коэффициенты, представленные в табл. 1.

Мероприятия по снижению потребления электроэнергии на перекачку нефти разрабатываются в следующей последовательности:

1. Проводится расчет потребления электроэнергии по статьям расхода.

2. Проводится оценка статей затрат структуры потребления по сравнению с нормативными показателями.

3. Для статей затрат, для которых расход электроэнергии выше нормативного, разрабатываются мероприятия по доведению расхода электроэнергии равным или ниже нормативного.

В табл. 7 представлены нормативные затраты по статьям расхода электроэнергии и перечень возможных мероприятий по снижению потребления электроэнергии.

Выводы

1. Разработана методика расчета норм расхода электроэнергии на перекачку нефти расчетно-аналитическим методом.

2. Разработана методика диагностики потребления электроэнергии на МН.

3. Предложенные методики были апробированы на ряде конкретных технологических участков МН диаметром 377-1220 мм двух организаций системы «Транснефть».

Таблица 7. Оценка потребления электроэнергии

№	Статья структуры потребления электроэнергии	Нормативные показатели	Нормативное потребление, в % к $W_{мин.н.}$	Возможные мероприятия по снижению потребления электроэнергии
1	Минимально-необходимый расход	$W_{мин.н.}$	1	-
2	Затраты на циклическую перекачку	$k_{цикл.} = (H_1/H_{пл})^{(3-м)/(2-м)}$	1	а) Замена роторов насоса; б) Замена МНА; в) Уменьшение числа рабочих ступеней МНА; г) Применение регулируемого привода МНА.
3	Режимные затраты	$k_{расч.} = 1,031 - 1,09$ $k_{ср.сл.} = 1,024 - 1,055$	5,47 - 8,87%	а) Оптимальная расстановка роторов МНА; б) Определение оптимального ряда режимов работ
4	Затраты, за счет отклонения фактических характеристик от паспортных	$k_{кпл.} = 1,035 - 1,055$	3,5 - 3,9%	а) Замена роторов МНА для обеспечения работы НА в оптимальной зоне; б) Ремонт МНА; в) Замена МНА.
5	Затраты на неравномерность режимов работ, вызванных проведением ремонтных работ	-	1	а) Снижение времени проведения ремонтных работ; б) Совмещение ремонтных работ для нескольких технологических участков.
6	Технологические затраты	$k_{пер.пр.} = 1,03$ $k_{изд.} = 1,05$	8,15 %	а) Изменение периодичности очистки внутренней полости МН; б) Обеспечение ритмичности режимов работ; в) Работа только на режимах из ряда оптимальных; г) Работа в течение месяца на режимах не более 2 из ряда оптимальных.

Литература

1. ОАО «АК «Транснефть». Годовой отчет за 2010 год. 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. Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2012. № 1. С. 47 - 57. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf
5. Богданов Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2012. № 1. С. 58 - 68.
URL: http://www.ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_2.pdf
6. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.
7. ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».
8. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Уч. для вузов, в 2-т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.
9. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
10. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений НПС
11. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
12. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов.
13. ОР-75.180.00-КТН-018-10. Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.
14. РД-91.140.50-КТН-043-11 Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.
15. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М.: СИП РИА, 2002. 324 с.
16. Анчарова Т.В., Гамазин С.И., Шевченко В.В. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Высшая школа, 1990. 143 с.
17. Копытов Ю.В., Чуланов Б.А. Экономия электроэнергии в промышленности. М.: Энергоатомиздат, 1984. 120 с.

ENERGY CONSUMPTION DIAGNOSTICS IN OIL TRANSPORTATION VIA PIPELINES

R.M. Bogdanov

Institute of Mechanics Ufa Branch of RAS, Ufa, Russia

e-mail: rash@anrb.ru

Abstract. *This article reveals problems of evaluation of electric energy consumption efficiency in oil transportation via pipelines. The methodic of electric energy consumption diagnostics in oil transportation via trunk pipelines was suggested.*

Keywords: *diagnostics, standardization of consumption, pipeline, pumping, electric energy, energy efficiency*

References

1. OAO «AK «Transneft'». 2010 Annual report . 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. Bogdanov R.M. Raschet norm potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefli (Calculation of standards of electric energy consumption for oil transportation via pipelines), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2012, Issue 1, pp. 47 - 57.
URL: http://www.ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf
5. Bogdanov R.M. Metodika rascheta struktury potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefli (Methodic of electric energy consumption pattern calculation in oil transportation via pipelines), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2012, Issue 1, pp. 58 - 68.
URL: http://www.ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_2.pdf
6. RD-91.140.50-KTN-043-11. Metodika rascheta raskhoda elektroenergii v truboprovodnom transporte nefli (Procedure for calculation of power consumption in oil transportation).
7. 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).

8. Truboprovodnyi transport nefti: uchebnyk dlya vuzov v 2 t. Tom 1. (Oil pipeline transport: a textbook in 2 volumes. Vol. 1.). Ed.: Vainshtok S.M., Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2004. 407 p.

9. RD 153-39.4-113-01. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh nefteprovodov (Norms for technological design of main oil pipelines).

10. RD 08.00-60.30.00-KTN-016-1-05. Rukovodstvo po tekhnicheskomu obsluzhivaniyu i remontu oborudovaniya i sooruzhenii NPS (Guidance on maintenance and repair of equipment and facilities of oil pumping stations).

11. RD-75.180.00-KTN-198-09. Unifitsirovannye tekhnologicheskie raschety ob"ektov magistral'nykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov (Unified technological assessment of sites of main oil and oil product pipelines).

12. GOST 12124-87. Nasosy tsentrobezhnye neftyanye dlya magistral'nykh truboprovodov (Centrifugal oil pumps for oil pipelines).

13. OR-75.180.00-KTN-018-10. Reglament ochistki magistral'nykh nefteprovodov ot asfal'tosmoloparafिनovykh veshchestv (Technical regulations for cleaning of main oil pipelines from asphaltene materials)

14. RD-91.140.50-KTN-043-11. Metodika rascheta raskhoda elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti (Procedure for calculation of power consumption in oil transportation).

15. Kutukov S.E. Informatsionno-analiticheskie sistemy magistral'nykh truboprovodov (Analytical engineering for oil pipelining). Moscow, SIP RIA, 2002. 324 p.

16. Ancharova T.V., Gamazin S.I., Shevchenko V.V. Ekonomiya elektroenergii na promyshlennykh predpriyatiyakh (Energy savings in the industry). Moscow, Vysshaya shkola, 1990. 143 p.

17. Kopytov Yu.V., Chulanov B.A. Ekonomiya elektroenergii v promyshlennosti (Energy savings in the industry). Moscow, Energoatomizdat, 1984. 120 p.