



Международный журнал информационных технологий и энергоэффективности

Сайт журнала:

<http://www.openaccessscience.ru/index.php/ijcse/>



УДК 656.56

## АНАЛИЗ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

**Абишева Л.С.**

*ФГБОУ ВО "Самарский Государственный Технический Университет", Самара, Россия (443100, г. Самара, Молодогвардейская ул., д.244), e-mail: abishevals@mail.ru*

В статье рассматривается анализ расчета эффективности работы магистрального насосного агрегата, от результата которого зависит в целом эффективность работы системы магистрального нефтепровода в целом. Повышение энергоэффективности является актуальной задачей, так как позволяет сократить различные издержки эксплуатации, такие как, например, затраты на электроэнергию, потребляемую электрическими двигателями магистральных насосных агрегатов, которые являются одними из основных затрат при эксплуатации магистральных нефтепроводов, и, следовательно, сокращение которых позволит получить максимальный экономический эффект.

Ключевые слова: Трубопроводный транспорт, магистральный насосный агрегат, магистральный нефтепровод.

## ANALYSIS OF THE OPERATIONAL EFFICIENCY CALCULATION OF THE MAIN PUMPING UNITS

**Abisheva L.S.**

*Samara State Technical University, Samara, Russia (443100, Samara, Molodogvardeyskaya St., 244), e-mail: abishevals@mail.ru*

The article discusses the analysis of the calculation of the efficiency of the main pumping unit, the result of which depends on the overall efficiency of the system of the main oil pipeline as a whole. Improving energy efficiency is an urgent task, as it allows to reduce various operating costs, such as, for example, the cost of electricity consumed by electric motors of main pumping units, which are one of the main costs in the operation of main oil pipelines, and, therefore, the reduction of which will allow obtaining the maximum economic effect.

Keywords: Pipeline transport, main pump unit, main oil pipeline.

В течение долгого времени в трубопроводном транспорте нефти показатели энергетической эффективности на транспорт нефти не регламентировались руководящими документами [4]. В 80-х годах XX века была попытка ввести нормы потребления электроэнергии на основе разработанной методики нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти [9-10]. При этом указанная методика не учитывала многих параметров работы магистральных трубопроводов.

Проведя анализ научно-технической литературы, можно увидеть различные методы расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и МНА:

В Статье Акбердина А.М. предлагается ввести удельную норму потребления электроэнергии при эксплуатации МН, которая определяется как плановая, максимально допустимая величина потребления электроэнергии на единицу транспортной работы нефтепровода как объекта с законченным технологическим циклом [3].

Так как трубопроводный транспорт нефти является одним из наиболее энергоемких процессов, к показателю эффективности использования должны быть предъявлены особые требования, роль такого показателя выполняет норма расхода электроэнергии, которые зависят от режима работы нефтепровода, типоразмера насоса, вязкости.

Существующий подход к нормированию расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте является зачастую формальным. Он не способствует экономному расходованию энергоресурсов и не отражает эффективность их использования, не стимулирует работы по совершенствованию насосов и технологии перекачки,

Приведенная методика позволяет планировать потребление электроэнергии с учетом не только фактического КПД насосного оборудования, характеристик линейной части МН (лупингов, параллельных ниток), изменений свойств перекачиваемой нефти, отличия расчетных потерь на МН от фактических, но и затраты электроэнергии на собственные нужды [1-2].

Основой для расчета удельных норм является: энергетические характеристики насосных агрегатов и режимы их работы, характеристика нефтепровода, реологические свойства нефти. При существующей схеме перекачки нефти — от резервуарного парка головной перекачивающей станции до следующего резервуарного парка — перекачивающие станции являются частью единого технологического процесса нефтепровода. Поэтому расчет норм расхода электроэнергии необходимо осуществлять для нефтепровода в целом с учетом всех объектов, потребляющих электроэнергию

В Книге «Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций», А.Г. Гумерова рассказывается о причинах снижения КПД насосов при эксплуатации перекачки нефти по сравнению с паспортными характеристиками. Дан анализ факторов влияющих на КПД насосов. Рассмотрены методы повышения показателей эффективности насосов, работающих не в стационарном режиме. В книге рассмотрен метод изменения рабочего колеса насоса, рассчитанных на конкретный режим работы путем изменения проточной части насоса с помощью сопла в спиральном отводе. Так же рассмотрен вариант повышения КПД путем использования сменных роторов на меньшие подачи. В книге рассмотрен вариант изменения расположения лопаток в рабочем колесе;

Наиболее широко известной и применяемой является методика В.И. Голосовкера. Анализ эффективности энергопотребления проводится в связке насосно-силовое оборудование – участок магистрального нефтепровода. Для этого введено понятие режимного коэффициента, предполагается, что чем больше данный коэффициент, тем эффективнее используется энергия. В Методике присутствует ряд недостатков - отсутствует методика определения КПД электрооборудования НПС, а КПД насосных агрегатов определяется по паспортным характеристикам. Анализ работы нефтепровода по данной методике не показывает взаимосвязь между загруженностью трубопровода и эффективностью энергопотребления [6-8].

На данный момент в системе ПАО «Транснефть» существует руководящий документ РД-23.080.00-КТН-157-16, который позволяет определить эффективность работы как

технологического участка МН, так и насосных агрегатов, причем эффективность работы ТУ МН проводится путем сравнения фактического КПД работы ТУ МН за месяц с максимально возможным КПД для данного ТУ МН, определяемого максимальному паспортному значению КПД всех МНА установленных на рассматриваемом участке.

В качестве анализируемого периода месяца принимается количество часов работы ТУ МН в месяце за вычетом времени плановых остановок и работ МН со снижением режимов осуществляемых в соответствии с нормативными документами ПАО «Транснефть», требующих использование неоптимальных режимов работы ТУ МН.

Оценка эффективности работы МНА включает в себя:

- получение фактической (эксплуатационной) характеристики изменения КПД ( $Q$ ) МНА за анализируемый месяц и ее сравнение с паспортной характеристикой МНА;
- определение фактических КПД МНА на режимах работы ТУ МН по данным ЕСДУ;
- анализ изменения КПД МНА на технологических режимах работы ТУ МН;
- определение (расчет) средневзвешенной величины КПД МНА за определенный период;
- определение эффективности работы МНА.

Основной формулой для расчета КПД МНА за временной период  $T$  является

$$\eta = \Delta p \cdot \frac{10^6}{10,197} \cdot Q \cdot \frac{1}{3600} \cdot \frac{1}{N} \cdot 10^{-3} \cdot 100\% = 10^5 \cdot \frac{\Delta p \cdot Q}{10,197 * 3600 * N}, \%$$

где  $N$ , – множество фактических величин потребления энергии МНА на рассматриваемом периоде  $T$ , сигнал АСТУЭ, Вт

$Q_i$  – множество фактических величин производительности МНА, на рассматриваемом периоде  $T$ , сигнал ЕСДУ, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta P_i$  – разность давлений на выходе и входе МНА, Па

Эффективность работы МНА  $\bar{\eta}_{\text{МНА}}$ , определяется по формуле

$$\bar{\eta}_{\text{МНА}} = \frac{\text{КПД}_{\text{ср}}}{\text{КПД}_{\text{пасп}}}. \quad (15)$$

КПД<sub>пасп</sub> – максимальный паспортный КПД МНА при номинальном расходе для анализируемого периода.

По результатам эффективности работы МНА за месяц принимаются следующие решения:

если  $\bar{\eta}_{\text{МНА}} \geq 0,9$ , то разработка мероприятий по увеличению эффективности работы МНА не требуется;

если  $\bar{\eta}_{\text{МНА}} < 0,9$  то определяются причины пониженной эффективности работы МНА и при необходимости разрабатываются мероприятия по увеличению эффективности работы МНА.

Фактический КПД работы ТУ МН учитывает потери энергии в каждом МНА каждой НПС, участвующей в работе на каждом технологическом режиме работы ТУ МН, а также гидравлические потери в технологических трубопроводах НПС.  $[\text{КПД}]_{\text{ТУфакт}}$ , %, определяется по формуле

$$\text{КПД}_{\text{ТУфакт}} = \frac{\sum_{i=1}^R (T_{i \text{ факт}} \cdot \sum_{n=1}^K \Delta P_{in} \cdot Q_{i \text{ факт } n})}{\sum_{i=1}^R (T_{i \text{ факт}} \cdot \sum_{n=1}^K N_{in \text{ НПС факт}})}$$

где  $T_i$  – фактическое время работы на  $i$ -ом режиме, ч;

$Q_i$  – фактическая производительность на  $i$ -ом режиме  $n$ -ой НПС, м<sup>3</sup>/с;

$R_i$  – число режимов работы ТУ, используемых за фактический период работы ТУ, шт.;

$N$  – фактическая мощность работающих насосных агрегатов  $n$ -ой НПС в  $i$ -й час по данным АСТУЭ, Вт;

$\Delta P_{in}$  – разность давлений на выходе и входе  $n$ -ой НПС в  $i$ -й час (на узлах подключения), Па;

$k$  – количество НПС, участвующих в режиме работы ТУ, шт.

Недостатком данной методики является определение энергоэффективности и эффективности лишь МНА и технологического участка, в данной методике не учитываются реологические свойства жидкости и методика не распространяется на определение эффективности работы магистральных насосных агрегатов при параллельной схеме соединения.

Таким образом, анализ научно-технической литературы показал, что на эффективность работы МН и МНА влияют на различные факторы: характеристики линейной части, характеристики насосного оборудования, параметры режима работы МН и МНА, свойства перекачиваемой нефти. В существующей системе магистральных нефтепроводов России основным критерием эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов являются также затраты электроэнергии, а принцип минимизации затрат электроэнергии на перекачку нефти обязан соблюдаться на всем протяжении технологического цикла. Определение эффективности работы насосных агрегатов актуальная задача, которая позволит определить низкоэффективные участки нефтепровода, а также вовремя провести мероприятия по повышению энергетической эффективности.

## Список литературы

1. Айзенштейн, М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности / М.Д.Айзенштейн. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 363 с.
2. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти/ Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – М., Недра, 1988. -368 с
3. Акбердин, А.М. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов/А.М. Акбердин [и др.]//Нефтегазовое дело. - 2006. - Том 6. - № 1. - С. 133-141.
4. Богданов, Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти [Электронный ресурс]/Р.М. Богданов// Нефтегазовое дело.- 2012. - № 1.-С.58-68. - Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_2.pdf).
5. Богданов, Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти [Электронный ресурс]/Р.М. Богданов//Нефтегазовое дело. - 2012. - № 1. - С. 47-57. - Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf)
6. Электронный ресурс ПАО «Траснефть»
7. ГОСТ Р 53675-2009 Насосы нефтяные для магистральных трубопроводов. Общие требования

8. ГОСТ 6134-2007 (ИСО 9906:1999) Насосы динамические. Методы испытаний. – М., Стандартиформ. 2008. - 95 с.
9. РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: Нефть и газ, 1999. -164 с.
10. РД-23.080.00-КТН-158-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика определения коэффициента полезного действия магистральных и подпорных насосных агрегатов.

### References

1. Aizenshtein, M.D. Centrifugal pumps for the oil industry / M.D. Aizenshtein. – М.: Gostoptekhizdat, 1957. – p.363
  2. Aliyev R.A. Pipeline transport of oil / R.A. Aliev, V.D. Belousov, A.G. Nemudrov and others - М., Nedra, 1988. - p.368
  3. Akberdin, A.M. On the determination of electricity consumption at the facilities of main oil pipelines / A.M. Akberdin [and others]//Oil and gas business. - 2006. - Volume 6. - No. 1. - pp.133-141.
  4. Bogdanov, R.M. Methodology for calculating the structure of electricity consumption in oil pipeline transport [Electronic resource] / R.M. Bogdanov // Oil and gas business. - 2012. - No. 1. - pp. 58-68. - Access mode: [http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_2.pdf).
  5. Bogdanov, R.M. Calculation of electricity consumption norms in oil pipeline transport [Electronic resource] / R.M. Bogdanov//Oil and gas business. - 2012. - No. 1. - pp. 47-57. - Access mode: [http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bogdanov/Bogdanov_1.pdf)
  6. Electronic resource of PJSC "Transneft"
  7. GOST R 53675-2009 Oil pumps for main pipelines. General requirements
  8. GOST 6134-2007 (ISO 9906:1999) Dynamic pumps. Test methods. - М., Standartinform. 2008. - p. 95
  9. RD 153-39.4-041-99. Rules for the technical operation of main oil product pipelines. - М.: Oil and gas, 1999. - p.164
  10. RD-23.080.00-КТН-158-16 Main pipeline transportation of oil and oil products. Method for determining the efficiency of main and booster pumping units.
-