

УДК 621.313; 622.692

**ЦЕЛЕВЫЕ ФУНКЦИИ И КРИТЕРИИ ОПТИМИЗАЦИИ  
ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ ПО НЕФТЕПРОВОДАМ  
ПРИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ<sup>1</sup>**

Шабанов В.А. \*, Бондаренко О.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

*e-mail: \*ShabanovVAI@yandex.ru*

***Аннотация.** Статья посвящена анализу целевых функций и критериев оптимизации режимов работы нефтепровода. Рассмотрены энергетические критерии, целевая функция которых представляет собой зависимость энергозатрат от скорости вращения магистральных насосов. Приведены критерии, в которых помимо затрат на электроэнергию учитываются также затраты на техническое обслуживание и ремонт объектов магистрального трубопровода.*

***Ключевые слова:** целевая функция, критерии оптимизации, режим работы нефтепровода, магистральный насос, частотно-регулируемый электропривод*

Основными потребителями электроэнергии при перекачке нефти по трубопроводам являются электроприводы магистральных насосов (МН). Мощность приводов МН достигает 8 МВт. При этом расход электроэнергии на привод МН составляет до 94-98 % от общего расхода электроэнергии нефтеперекачивающими станциями (НПС) [1]. Поэтому наибольший эффект мероприятий по энергосбережению при трубопроводном транспорте нефти всегда стремились получить именно за счет повышения эффективности работы МН. Проблема оптимизации режима работы МН технологического участка поднималась еще в 60-70-х годах XX-го века. Однако в те годы внедрение частотно-регулируемого электропривода было невозможно в связи с отсутствием надежной и доступной силовой электроники. Поэтому оптимизация режима работы МН основывалась на подборе комбинации включенных МН и величины дросселирования. Так в [2] рассмотрен расчет оптимального режима перекачки по магистральному трубопроводу при регулировании давления методом дросселирования потока. С середины восьмидесятых годов прошлого века все большее внимание уделяется частотно-регулируемому электроприводу МН. Цель статьи – аналитический обзор целевых функций и критериев оптимизации режимов работы магистральных нефтепроводов при частотно-регулируемых МН.

---

<sup>1</sup> При подготовке статьи использованы результаты исследований, выполненных при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по комплексному проекту «Разработка и организация серийного производства мощных высоковольтных частотно-регулируемых приводов (ВЧРП)» (договор №13.G25.31.0060).

Задача оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов представляет собой задачу минимизации целевой функции  $f(x)$ , переменными аргументами в которой являются скорости вращения МН. Целевая функция формализует требования, предъявляемые к оптимизации. Критерий оптимальности позволяет определить, является ли найденное значение целевой функции оптимальным. Технологический режим работы нефтепровода является оптимальным, если он обеспечивает экстремум (максимум или минимум) целевой функции при выполнении системы ограничений, отражающих условия протекания технологического процесса перекачки и требования, предъявляемые к нему. При этом критерий оптимизации записывается в виде

$$f(\omega_1, \omega_1, \dots, \omega_n) \rightarrow \min \quad (1)$$

или

$$f(\omega_1, \omega_1, \dots, \omega_n) \rightarrow \max, \quad (2)$$

где  $f$  – целевая функция;  $\omega_1, \omega_1, \dots, \omega_n$  – угловые скорости вращения МН – управляемые переменные.

В зависимости от вида целевой функции все критерии оптимизации режимов работы МН (1) и (2) можно объединить в две группы. Первая группа включает в себя энергетические критерии, целевая функция в составе которых представляет собой зависимость энергозатрат от скорости вращения МН. Назначение оптимизации при критериях первой группы – снижение энергозатрат на перекачку [3, 4 5].

Одним из самых простых критериев первой группы является минимум потребляемой из электрической сети мощности [1]. Мощность, требуемая для привода МН:

$$P = \sum_{i=1}^m \frac{\rho \cdot g \cdot H_i \cdot Q}{\eta_i}, \quad (3)$$

где  $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости;  $g$  – ускорение свободного падения;  $H_i$  – напор, создаваемый  $i$ -м МН;  $Q$  – производительность нефтепровода;  $\eta_i$  – КПД  $i$ -го насосного агрегата, равный  $\eta = \eta_{\text{нас}} \cdot \eta_{\text{пч}} \cdot \eta_{\text{эд}}$ , где  $\eta_{\text{нас}}$ ,  $\eta_{\text{пч}}$  и  $\eta_{\text{эд}}$  – соответственно КПД МН, преобразователя частоты и электродвигателя.

Значение целевой функция в виде мощности изменяется во времени. При этом она неудобна для оценки эффективности технологического процесса перекачки за длительный интервал времени, когда мощность может принимать множество значений. В этих случаях удобнее использовать интегральный показатель – расход электроэнергии на перекачку. Минимум электроэнергии, потребляемой всеми МН технологического участка, является наиболее общим критерием первой группы [1, 6, 7].

Технологический участок нефтепровода содержит пять-шесть НПС, которые могут получать электрическую энергию от районных энергосистем с разной стоимостью электроэнергии. Поэтому минимум потребляемой электроэнергии всеми НПС технологического участка может не соответствовать минимуму затрат на электроэнергию. В этих случаях целесообразно использовать целевую функцию в виде затрат на электроэнергию [6, 8]. В [6] предлагается следующая формула для расчета затрат на электроэнергию

$$C = C \cdot \sum_{i=1}^I \varphi_i \sum_{j=1}^J \frac{Q \cdot H \cdot \left(\frac{n_{ij}}{n_{\text{ном.}}}\right)^4 \cdot \rho \cdot g}{3,672 \cdot 10^{-8} \cdot \eta_{\text{пр.ij}}} \cdot \eta \cdot \left[ 2 + \frac{n_{ij}}{n_{\text{ном.}}} \cdot \left(\frac{Q_{ij}}{Q}\right)^2 \right],$$

где  $C$  – отпускная стоимость 1 кВт электроэнергии, руб/кВт;  $I$  – количество НПС;  $\varphi_i$  – индикатор включения насоса ( $\varphi = 1$  – насос включен,  $\varphi = 0$  – насос выключен);  $Q, H$  – параметры насоса на номинальной частоте вращения;  $Q_{ij}$  – подача на  $j$ -ом режиме перекачки, м<sup>3</sup>/ч; и  $n_{\text{ном.}}$  – фактическая и номинальная частоты вращения насоса;  $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости;  $\eta$  – КПД насоса при работе на воде, о.е.;  $\eta_{\text{пр.ij}}$  – КПД привода насоса, о.е.

Для сравнения между собой режимов с разной производительностью нефтепровода удобнее использовать удельные затраты мощности (или электроэнергии) на перекачку одной тонны нефти. Удельные затраты мощности представляют собой отношение потребленной мощности  $P_{\text{ст.}}$  к количеству перекачиваемого нефтепродукта  $Q$  [1, 4, 9]:

$$E_{\text{уд.}} = \frac{P_{\text{ст.}}}{Q \cdot \rho} = \frac{g \cdot H_{\text{ст.}}}{\eta_{\text{ст.}}},$$

где  $H_{\text{ст.}}$  – напор насосов на станции;  $\eta_{\text{ст.}}$  – КПД насосной станции.

Для оценки работы участка магистрального нефтепровода удельные затраты электроэнергии рассчитываются по формуле

$$E_{\text{уд.}} = \frac{1}{V_{\text{пл.}}} \sum_{j=1}^1 (E_{\text{уд.}j} \cdot Q_j \cdot \tau_j), \quad (4)$$

где  $V_{\text{пл.}}$  – плановый объем перекачки нефти, м<sup>3</sup>;  $\tau_j$  – время работы на режиме.

Аналогичная формула может быть записана для удельного расхода электроэнергии на тонну перекачиваемой нефти. Удельный расход электроэнергии по (4) используется в настоящее время при оптимизации режимов работы трубопровода с нерегулируемыми МН. Эффективность работы НПС технологического участка оценивается также по таким удельным показателям, как: стоимость электроэнергии на перекачку заданного или максимально допустимого количества нефтепродукта [10, 11]; стоимость электроэнергии, израсходованной на перекачку одной тонны нефти за определенный промежуток времени [12]; КПД регулирования [1] или коэффициент потерь на регулирование; КПД насосной станции [12, 13]; КПД перекачки [14].

Все перечисленные критерии могут использоваться для оптимизации режимов работы нефтепроводов, как при регулируемых, так и при нерегулируемых МН. Однако при частотно-регулируемом электроприводе МН алгоритмы оптимизации и вид целевой функции усложняются из-за необходимости учета влияния скорости вращения регулируемых МН как на целевую функцию, так и на условия выполнения многочисленных ограничений. При этом одной из проблем использования изложенных критериев становится необходимость учета влияния технологических ограничений на давления, напоры и подпоры, ограничений по КПД электродвигателей и МН и т.д. на допустимые скорости вращения МН. Поэтому процесс оптимизации технологического процесса перекачки при частотно-регулируемых МН становится многоэтапным.

В [15] задача оптимизации решается в два этапа. На первом этапе все насосы каждой из НПС представляют за единичный агрегат и с учетом ограничений для каждой НПС определяются перепады давлений, требуемые для обеспечения максимальной (или заранее заданной) производительности нефтепродуктопровода при известных уровнях в резервуарах резервуарных парков. На втором этапе по полученным перепадам давления выполняется оптимизация схем включения или расходно-напорных характеристик фактического числа насосов (с учетом регулирования частоты вращения) на каждой НПС. На первом этапе за критерий оптимизации принимается условие максимальной производительности трубопровода при соблюдении ограничений по давлениям, а за варьируемые параметры – характеристики насосных станций. На втором этапе производится оптимизация по критерию минимума энергозатрат. Используется метод сопряженных градиентов в программном пакете Mathcad.

В статье [16] при оптимизации по минимуму потребляемой электроэнергии учтены ограничения по минимальным подпорам и максимальным напорам, а также ограничения на нижний и верхний пределы частоты вращения МН. Ограничение на нижний предел частоты вращения получено, исходя из условия допустимого снижения КПД при снижении скорости вращения. Верхний предел ограничивается техническими возможностями насосов и электродвигателей и принят на 10 % выше номинальной скорости. Оптимизация выполнена методом перебора, что требует значительного машинного времени и большого числа итераций.

При отсутствии дросселирования экономический эффект при частотном регулировании получают за счет повышения КПД насосов и электродвигателей по сравнению с режимами без регулирования. Поэтому для оценки энергетической эффективности, при сравнении различных способов регулирования режимов между собой, достаточно определить КПД насосов и электродвигателей или найти потери мощности в них. При этом для сравнения различных способов регулирования режимов перекачки удобно использовать непосредственно сами значения КПД насосов, электродвигателей и преобразователей частоты без определения

потребляемой мощности или потерь мощности. Сравнение режимов перекачки при этом удобно производить по величине эквивалентного КПД перекачки [14].

Эквивалентный КПД при частотном регулировании описывается выражением

$$\eta_{\text{чр}} = \frac{H_{\text{тр}}}{\sum_1^{N_1} \frac{H_{\text{н}i}}{\eta_{\text{нас}i} \cdot \eta_{\text{эд}i}} + \sum_1^{N_2} \frac{H_{\text{р}i}}{\eta_{\text{нас}i} \cdot \eta_{\text{эд}i} \cdot \eta_{\text{пч}}}} \quad (5)$$

где  $H_{\text{тр}}$  – потери напора в трубопроводе;  $N_1$  – число нерегулируемых насосов;  $H_{\text{н}}$  – напор, развиваемый нерегулируемым насосом;  $N_2$  – число регулируемых МН;  $H_{\text{р}}$  – напор, развиваемый регулируемым насосом.

Вторая группа включает в себя критерии надежности (увеличение межремонтного периода и остаточного ресурса оборудования) и эксплуатационные критерии, целевая функция в составе которых представляет собой зависимость эксплуатационных расходов от скорости вращения МН. Назначение оптимизации при критериях второй группы – повышение надежности и снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт объектов магистрального трубопровода. Обычно критерии второй группы используются в сочетании с критериями первой группы. При этом помимо затрат на техническое обслуживание, амортизацию и ремонт объектов магистрального трубопровода учитываются также и затраты на электроэнергию [1, 6, 17]. В качестве такого комбинированного критерия оптимизации при часто изменяющихся режимах работы нефтепровода в [1] предложен минимум эксплуатационных расходов

$$\min S_n = \min[S_{\text{эл}}(j) + S_a + S_{\text{обс.}}(j) + S_{\text{рем}}(j)], \quad (6)$$

где  $j$  – возможные варианты режима работы нефтепровода;  $S_{\text{эл}}(j)$ ,  $S_a$ ,  $S_{\text{обс.}}(j)$ ,  $S_{\text{рем}}(j)$  – зависящие от числа  $j$  текущие затраты соответственно на электроэнергию, амортизацию, техническое обслуживание и ремонт объектов магистрального трубопровода.

Рассмотренные критерии оптимизации режима перекачки с регулируемыи МН содержат в своем составе производительность трубопровода  $Q$ . Эта производительность в свою очередь также должна быть оптимальной. Для определения оптимальной производительности нефтепровода применяются методы «потокowego программирования». В [8, 18, 19] в качестве критериев оптимизации рассматриваются максимум прибыли от потока и минимум затрат на транспортировку продукта по сети. Оптимизация потокораспределения с учетом качества нефти рассмотрена в [20]. На основе заявок грузоотправителей на перекачку партий по узлам приема и потребления, данных о пропускных способностях участков сети и о тарифах на транспортировку вычисляются значения мощностей в узлах трубопровода и ставится задача о минимизации тарифной стоимости перекачки нефти. В результате решения получают оптимальный коммерческий поток. В общем слу-

чае, задача оптимизации потокораспределения и задача оптимизации режимов перекачки должны рассматриваться как единая задача оптимизации технологического процесса перекачки по системе трубопроводов с единым критерием оптимальности – минимум стоимости перекачки. Однако применение такого обобщенного критерия потребует расширения числа управляемых переменных и резко усложнит процедуру поиска оптимальных скоростей вращения МН. Поэтому на этапе оптимизации режимов перекачки в пространстве переменных скоростей вращения МН целесообразно использовать фиксированное значение производительности нефтепровода, заданное в исходных данных.

### **Выводы**

1. Приведена классификация критериев оптимизации режимов перекачки при частотно-регулируемом электроприводе МН. Рассмотрены энергетические критерии, целевая функция которых представляет собой зависимость энергозатрат от скорости вращения магистральных насосов. Приведены критерии, в которых помимо затрат на электроэнергию учитываются также затраты на техническое обслуживание и ремонт объектов магистрального трубопровода,

2. Несмотря на большое количество публикаций в области оптимизации частотно-регулируемых МН, пока мало освещены методы оптимизации по критерию надежности и увеличению остаточного ресурса силового оборудования, не учитывается влияние частотного привода МН на снижение волн давления.

3. Актуальной является проблема разработки обобщенных оптимизационных алгоритмов, которые сочетали бы как энергетические критерии, так и критерии, использующие влияние частотного регулирования на эксплуатационные расходы и надежность силового оборудования.

### **Литература**

1. Гумеров А.Г., Борисов К.А., Козловский А.Ю. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 85 - 88.

2. Вязунов Е.В. Расчет оптимального режима перекачки по магистральному трубопроводу при регулировании давления методом дросселирования потока // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1969. № 12. С. 7 - 9.

3. Васильковский В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте // Нефтепереработка и нефтехимия. 1989. № 6. С. 36 - 38.

4. Нечваль А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. 81 с.

5. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1980. 187 с.

6. Щербань А.И., Борисов К.А., Ахиярtdинов Э.М. К вопросу разработки технологии транспорта нефтепродуктов на основе регулирования частоты вращения перекачивающих насосных агрегатов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2007. № 6. С. 7 - 10.

7. Шаммазов А.М., Козачук Б.А., Пирогов Н.Е., Ретюннн Ю.П., Новиков А.И., Храмова Л.М. Комплекс программ «Расчет режимов работы нефтепроводов» // Трубопроводный транспорт нефти. 2001. №9. Приложение к журналу. С. 16 - 17.

8. Евлахов С.К. Методические предпосылки исследования задач оптимального управления потоками в сети магистральных нефтепроводов // Нефть, газ и бизнес. 2007. № 1 - 2. С. 28 - 30.

9. Гольянов А.И., Михайлов А.В., Нечваль А.М., Гольянов А.А. Выбор рационального режима работы магистрального трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1998. № 10. С. 16 - 18.

10. Шилин Ю.И., Мороз П.А. К постановке задачи об оптимальном управлении магистральным нефтепроводом, работающем в режиме "из насоса в насос" // Нефтяное хозяйство. 1966. № 1. С. 63 - 66.

11. Гафаров Р.Р., Данилин О.Е. Двухуровневая система оптимизации работы нефтеперекачивающих станций на участке магистрального нефтепровода // Нефтегазовое дело. 2008. Том 6. № 2. С. 105 - 112.

12. Бобровский С.А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1965. № 6. С. 19 - 22.

13. Русов Е.В., Володин В.Г., Кудояров Г.Ш., Голощапов В.Г. Об основных факторах эффективности применения на магистральных нефтепроводах насосного агрегата с регулируемым электроприводом // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978. № 10. С. 23 - 26.

14. Шабанов В.А., Кабаргина О.В., Павлова З.Х. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. № 6. С. 24 - 29. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_8.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf)

15. Ахмадуллин К.Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. № 3. 2005. С. 100 - 103.

16. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 8. С. 11 - 14.

17. Гумеров А.Г., Павлова З.Х., Григорьева Н.В., Азметов Х.А. Экономия ресурсов на перекачку нефти в условиях недогрузки магистральных нефтепроводов // Материалы IV конгресса нефтепромышленников России. Уфа, 2003.

18. Велиев М.М. Некоторые задачи оптимизации распределения грузопотоков по сети магистральных нефтепроводов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1999. № 2. С. 49 - 53.

19. Сенкевич И.В., Тамразьянц Л.П. Информационно-аналитическое сопровождение планирования грузопотоков в системе нефтепродуктопроводного транспорта // Транспорт и хранение нефтепродуктов. № 9. 2005. С. 7 - 9.

20. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. Модели и методы расчета оптимального потокораспределения в сети магистрального транспорта с учетом качества нефти // Нефть, газ и бизнес. 2006. № 12. С. 66 - 68.

**OBJECTIVE FUNCTIONS AND THE OPTIMIZATION CRITERIA  
PUMPING OIL BY PIPELINE  
WITH VARIABLE FREQUENCY DRIVES MAIN PUMPS**

V.A. Shabanov<sup>1</sup>, O.V. Bondarenko

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>ShabanovVAI@yandex.ru*

**Abstract.** *The article is devoted to analysis of target functions and criteria of pipeline operation optimization. The energy criteria, target function which represents the dependence of the energy on the speed of rotation of main pumps, are considered. Criteria, which in addition to the electricity costs are also taken into account costs for technical maintenance and repair of objects of the main pipeline, are shown.*

**Keywords:** *objective function, optimization criteria, pipeline mode, main pump, variable frequency drive*

**References**

1. Gumerov A.G., Borisov K.A., Kozlovskii A.Yu. Vnedrenie energosberegayushchikh tekhnologii v truboprovodnom transporte nefi i nefteproduktov (Introduction of energy-saving technologies in pipeline transport of oil and oil products), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 3, pp. 85 - 88.

2. Vyazunov E.V. Raschet optimal'nogo rezhima perekachki po magistral'nomu truboprovodu pri regulirovanii davleniya metodom drosselirovaniya potoka (Calculating the optimal regime of pumping through the pipeline when pressure regulated by flow throttling), *Transport i khranenie nefteproduktov*, 1969, Issue 12, pp. 7 - 9.

3. Vasil'kovskii V.V. Chastotno-reguliruemyi elektroprivod nasosnykh agregatov v nefteproduktoprovodnom transporte (Variable frequency electric drive of pumps in petroleum products pipeline transport), *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 1989, Issue 6, pp. 36 - 38.

4. Nechval' A.M. Osnovnye zadachi pri proektirovanii i ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov. Uchebnoe posobie (The main problems of the design and operation of main oil pipelines. Study guide). Ufa, UGNTU, 2005. 81 p.

5. Zaitsev L.A., Yasinskii G.S. Regulirovanie rezhimov magistral'nykh nefteprovodo (Control of main oil pipelines). Moscow, Nedra, 1980. 187 p.

6. Shcherban' A.I., Borisov K.A., Akhiyartdinov E.M. K voprosu razrabotki tekhnologii transporta nefteproduktov na osnove regulirovaniya chastoty vrashcheniya perekachivayushchikh nasosnykh agregatov (On the technology development of petroleum products transport based on variable-speed pumping pumps), *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2007, Issue 6, pp. 7 - 10.

7. Shammazov A.M., Kozachuk B.A., Pirogov N.E., Retyunin Yu.P., Novikov A.I., Khramova L.M. Kompleks programm «Raschet rezhimov raboty nefte-

provodov»» (Software system "Pipeline operation mode calculation"), *Truboprovodnyi transport nefiti*, 2001, Issue 9. Appendix, pp. 16 - 17.

8. Evlakhov S.K. Metodicheskie predposylki issledovaniya zadach optimal'nogo upravleniya potokami v seti magistral'nykh nefteprovodov (Methodological background for investigation of optimal flow control in trunk pipelines network), *Neft', gaz i biznes*, 2007, Issue 1 - 2, pp. 28 - 30.

9. Gol'yanov A.I., Mikhailov A.V., Nechval' A.M., Gol'yanov A.A. Vybor ratsional'nogo rezhima raboty magistral'nogo truboprovoda (Selecting the rational operating mode of trunk pipeline), *Transport i khranenie nefteproduktov*, 1998, Issue 10, pp. 16 - 18.

10. Shilin Yu.I., Moroz P.A. K postanovke zadachi ob optimal'nom upravlenii magistral'nym nefteprovodom, rabotayushchem v rezhime "iz nasosa v nasos" (To formulating the problem of optimal control of the pipeline network running in the "out of the pump to the pump" regime), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1966, Issue 1, pp. 63 - 66.

11. Gafarov R.R., Danilin O.E. Dvukhurovnevaya sistema optimizatsii raboty nefteperekachivayushchikh stantsii na uchastke magistral'nogo nefteprovoda (Two-level optimization system to work of petropumping stations on a site of the main oil pipeline), *Neftgazovoe delo – Oil and Gas Business*, 2008, Volume 6, Issue 2, pp. 105 - 112. <http://www.ngdelo.ru/2008/2/105-112.pdf>

12. Bobrovskii S.A. Otsenka effektivnosti regulirovaniya raboty nasosnykh stantsii truboprovodov (The effectiveness assessment of the regulation of pipeline pump stations operation), *Transport i khranenie nefteproduktov*, 1965, Issue 6, pp. 19 - 22.

13. Rusov E.V., Volodin V.G., Kudoyarov G.Sh., Goloshchapov V.G. Ob osnovnykh faktorakh effektivnosti primeneniya na magistral'nykh nefteprovodakh nasosnogo agregata s reguliruemym elektroprivodom (The key performance factors of use the main oil pumping units with variable-frequency drives), *Transport i khranenie nefteproduktov*, 1978, Issue 10, pp. 23 - 26.

14. V.A. Shabanov, O.V. Kabargina, Z.Kh. Pavlova. Evaluating the effectiveness of adjustable-frequency electric drives of main pumps (Otsenka effektivnosti chastotnogo regulirovaniya magistral'nykh nasosov po ekvivalentnomu koeffitsientu poleznogo deistviya). *Electronic scientific journal "Neftgazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2011, Issue 6, pp. 24-29.

[http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_8.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf)

15. Akhmadullin K.R. Metody rascheta i regulirovaniya rezhimov raboty nasosnykh stantsii magistral'nykh nefteproduktoprovodov (Methods for calculation and regulation of operating regimes of pump stations on oil and products pipeline), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, Issue 3, 2005, pp. 100 - 103.

16. Tumanskii A.P. Optimizatsiya rezhimov perekachki po magistral'nym truboprovodam s perekachivayushchimi stantsiyami, oborudovannymi chastotno-reguliruemym privodom (Optimization of pumping through pipelines with pumping stations

equipped with variable frequency drive), *Transport i khranenie nefteproduktov*, 2005, Issue 8, pp. 11-14.

17. Gumerov A.G., Pavlova Z.Kh, Grigor'eva N.V., Azmetov Kh.A. Ekonomiya resursov na perekachku nefi v usloviyakh nedogruzki magistral'nykh nefteprovodov (Saving resources to pump oil in underloaded main pipelines) in *Materialy IV kongressa neftepromyshlennikov Rossii (Proceedings of IV Congress of Russian Oil and Gas producers)*. Ufa, 2003.

18. Veliev M.M. Nekotorye zadachi optimizatsii raspredeleniya gruzopotokov po seti magistral'nykh nefteprovodov (Some problems of optimization of the distribution network traffic in trunk pipelines), *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*, 1999, Issue 2, pp. 49 - 53.

19. Senkevich I.V., Tamraz'yants L.P. Informatsionno-analiticheskoe soprovozhdenie planirovaniya gruzopotokov v sisteme nefteproduktoprovodnogo transporta (Information and analytical support in the planning of freight flows in petroleum transport system nefteproduktoprovodnogo), *Transport i khranenie nefteproduktov*, Issue 9, 2005, pp. 7 - 9.

20. Evlakhov S.K., Kozobkova N.A. Modeli i metody rascheta optimal'nogo potokoraspredeleniya v seti magistral'nogo transporta s uchetom kachestva nefi (Models and methods for calculating the optimal flow distribution in the gas transportation network in view of oil quality), *Neft', gaz i biznes*, 2006, Issue 12, pp. 66 - 68.