

# О НЕОБХОДИМОСТИ ЗАМЕНЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ИЛИ РАБОЧИХ КОЛЕС МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт, Е. В. Ходорева

Омский государственный технический университет,  
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11

**В статье представлены результаты исследования, связанные с определением необходимости замены насосного оборудования или рабочих колес магистральных насосов для повышения КПД при снижении объемов перекачки. Вычисления проводились на примере технологического участка конкретного нефтепровода. В работе продемонстрирован подход к оценке экономической целесообразности замены насосного оборудования или его модернизации в условиях изменения объемов транспортировки. Метод расчета может быть применен для любых нефтепроводов и продуктопроводов.**

**Ключевые слова:** перекачка нефти, энергоэффективность, магистральный насос, КПД, технологический режим, показатели эффективности, регулирование, сменное рабочее колесо.

Проекты магистральных нефтепроводов не всегда бывают реализованы в полном объеме в силу ряда экономических и политических причин. Случается, что часть насосных станций при требуемых объемах перекачки оказываются невостребованной, непостроенной или выведенной из эксплуатации [1–3]. Насосное оборудование оставшихся рабочих насосных станций часто по проекту рассчитано на большие производительности и недостаточно эффективно работает с малыми расходами. При этом КПД насосных агрегатов существенно понижен. Возникает вопрос о наиболее экономичной эксплуатации имеющегося насосного оборудования или целесообразности его замены и модернизации [4–9].

Оценку необходимости замены насосного оборудования при изменении производительности перекачки нефти и нефтепродуктов покажем на примере расчетов, выполненных для конкретного технологического участка магистрального нефтепровода. Расчеты производились для нефтепровода длиной 926 км, диаметром труб 720 мм, с пятью последовательно расположенными перекачивающими станциями, на которых установлены насосы НМ 2500-230 (1.0) с нормальным колесом  $D = 440$  мм. По трубопроводу перекачивается нефть плотностью  $860 \text{ кг/м}^3$  и с коэффициентом кинематической вязкости 17 сСт. Рассматривается целесообразность замены или модернизации насосного оборудования при пониженных производительностях (30–70 % от проектной).

Работу нефтепровода предполагаем на квазистационарных режимах. Считаем, что переходы при работе трубопровода с режима на режим по времени пренебрежимо мало по сравнению с работой на каждом режиме.

При работе отдельным режимом значение параметров режима не меняются во времени. Инерционными процессами, связанными с изменением режима, пренебрегаем. Учитывается распределение

свойств нефти, температура жидкости, диаметр трубопровода, высотное расположение точек трубопровода по его длине. Известно расположение головной промежуточных НПС, количество и схемы включения насосных агрегатов, потери давления на регуляторах.

Задавая комбинацию включения насосных агрегатов каждого технологического режима для получения рабочей точки, составляем уравнение баланса энергий технологического участка.

Потери напора на трение по длине в трубопроводе [10] определяют по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h_{mp} = \lambda \cdot \frac{dl}{D} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (1)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления, или коэффициент Дарси;

$w$  — скорость течения жидкости, м/с;

$D$  — внутренний диаметр трубы, м;

$L$  — длина нефтепровода, м.

Предлагается, что рассмотренные режимы находятся в области смешанного трения, поэтому для определения коэффициента гидравлического сопротивления используется эмпирическая формула А. Д. Альтшуля, хорошо соглашающаяся с фактическими данными.

В табл. 1 показаны комбинации включения насосов для различного уровня загрузки технологического участка.

При различных комбинациях включения насосов и функциях распределение свойств нефти, температура жидкости, давления, диаметра трубопровода, высотного расположения точек трубопровода по его длине находится величина  $Q$ , определяющая рабочую точку технологического режима. По найденной величине подачи для каждой станции определяется потребляемая мощность каждого  $m$ -го магистрального насоса (формула 1).

Таблица 1. Комбинации включения насосных агрегатов, определяющие технологические режимы  
Table 1. Combinations of switching on pumping units that determine the technological modes

Уровень загрузки участка, %	27	39	41	52	61	69	77	83	95	100
ПНС	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
НПС-1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3
НПС-2	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3
НПС-3	0	1	1	1	2	2	2	1	2	3
НПС-4	0	0	1	1	1	1	1	2	3	3
НПС-5	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3

$$N_{b,m} = \Delta P_m \cdot Q_{ч,m} \quad (2)$$

где  $\Delta P_m$  — перепад давления, создаваемый насосом, МПа;

$Q_{ч,m}$  — часовой расход насоса, м<sup>3</sup>/час.

Суммарная потребляемая электрическая мощность насосного оборудования для  $i$ -го технологического участка определяется

$$N_{НПСj} = \sum_i \sum_m^{m+1} \left( \frac{N_{b,m}}{\eta_{н,м} \cdot \eta_{эл,м}} \right) \quad (3)$$

где  $\eta_{н,м}$  — КПД центробежного насоса, определяемый по паспортной характеристике в зависимости от подачи;

$\eta_{эл,м}$  — КПД электродвигателя насоса, зависящий от мощности на валу.

Считается, что при сниженных производительностях наилучшим решением может быть замена насосных агрегатов на насосы и электродвигатели, рассчитанные на меньшую производительность [11, 3]. Например, замена агрегатов с насосами НМ 2500-230 на агрегаты с насосами НМ 1250-60. Проверим, так ли это.

На рис. 1 представлена зависимость суммарной потребляемой электрической мощности насосного оборудования технологического участка для различных режимов перекачки. График показывает, что при работе насосами НМ 1250-260 с расходом менее 1550 м<sup>3</sup>/час требуемая мощность для перекачки по технологическому участку меньше, чем при работе насосами НМ 2500-230. Это объясняется более высокими значениями КПД насосов НМ 1250-260 (рис. 2).

Также на графике можно отметить, что при производительностях выше 1500 м<sup>3</sup>/час КПД насосов резко падает и на этих производительностях насосы НМ 1250-260 работают менее эффективно.

Ранее выполненными исследованиями авторами данной статьи был предложен способ оценки эффективности работы насосного оборудования по показателю эффективности [9, 12–14].

Обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования для каждого технологического режима находится по формуле:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n N_{Hi,\alpha}}{\sum_{j=1}^n N_{НПСj,\alpha}} \quad (4)$$

где  $N_{Hi,\alpha}$  — суммарная гидравлическая мощность, необходимая для перекачки нефти с производи-

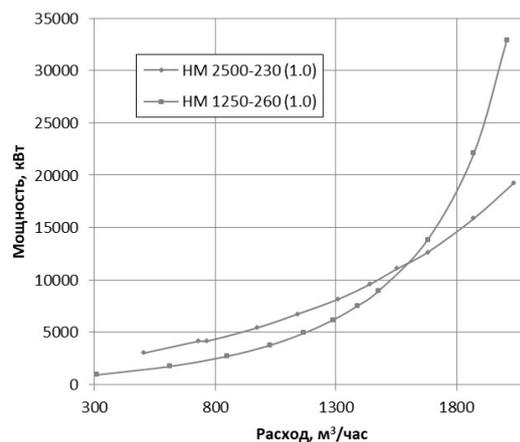


Рис. 1. Зависимость потребляемой мощности насосов технологического участка от производительности перекачки  
Fig. 1. Dependence of the power consumption of the pumps of the technological section on the pumping capacity

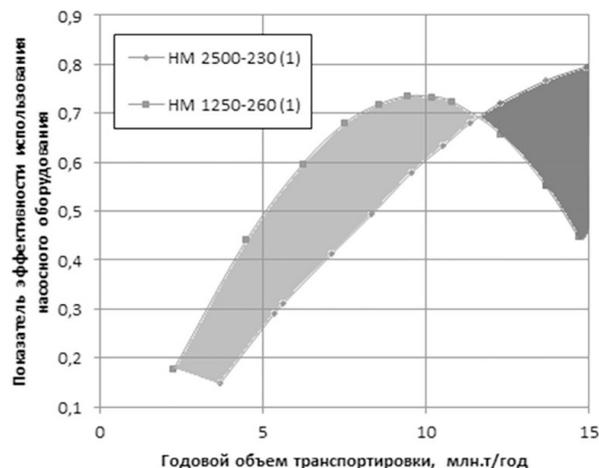


Рис. 2. Зависимость показателя эффективности насосного оборудования при равномерной годовой поставке  
Fig. 2. Dependence of the efficiency indicator of pumping equipment with a uniform annual supply

тельностью режима по технологическому участку нефтепровода, кВт;

$\alpha$  — количество используемых при перекачке режимов.

$N_{НПСj,\alpha}$  — суммарная потребляемая электрическая мощность всех работающих на режиме магистральных насосных агрегатов, кВт.

На рис. 2 показана зависимость обобщенного КПД насосов (показателя эффективности эксплу-

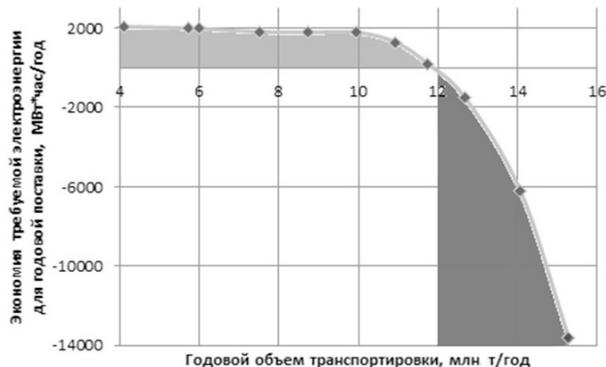


Рис. 3. Экономия электроэнергии в зависимости от годовой поставки  
Fig. 3. Energy savings depending on the annual supply

атации насосного оборудования) при различных объемах годовой поставки. Зеленая область показывает зону повышения КПД насосов в случае их замены. Максимальный выигрыш по повышению КПД достигает 20 % и зависит от объема транспортировки. Желтая область указывает на снижение КПД насосов после замены.

Для наглядности обоснования целесообразности замены насосного оборудования был получен график годовой экономии электроэнергии (рис. 3).

Экономия электроэнергии рассчитывалась как разница годового энергопотребления при равномерной поставке с различным объемом годовой транспортировки в случае замены насосов НМ 2500-230 на насосы НМ 1250-260.

Как видно из графика (рис. 3), эффект экономии электроэнергии при одноставочном тарифе на электроэнергию 2,9 руб/кВт/час положителен до годовой производительности 12 млн т/год, а затем экономии не наблюдается. Следовательно, при производительности выше 12 млн т/год отсутствует необходимость замены насосного оборудования. Максимальная экономия электроэнергии при объемах поставки менее 10 млн т в год составляет 2000 МВт·час/год и мало зависит от производительности. При этом в денежном выражении при одноставочном тарифе платы за электроэнергию 2,9 руб. за 1 кВт·час годовая выгода при закупке электроэнергии может составить 5,8 млн рублей.

Из табл. 2 следует, что реконструкция насосной станции с заменой насосов НМ 2500-230 на НМ 1250-260 в количестве три штуки целесообразна лишь при равномерных объемах поставки нефти менее 6 млн т/год. В остальных случаях при больших производительностях или неравномерной поставке замена насосного оборудования не приносит выгоды.

Менее значительное увеличение КПД насосов при пониженных производительностях даёт применение сменных колёс, рассчитанных на определенные подачи.

На рис. 4 представлены графики зависимости мощности насосов НМ 2500-230 с нормальными колёсами (1,0) и с колёсами половинной производительности (0,5) от подачи.

Рис. 5 показывает, что область повышения КПД насосов, закрашенная цветом до пересечения двух кривых, сместилась в сторону большей производительности, и при этом ширина её уменьшилась по сравнению с рис. 2, что указывает на меньший эф-

Таблица 2. Экономическая оценка целесообразности замены насосных агрегатов

Table 2. Economic assessment of the feasibility of replacing pumping units

Кол-во требуемых к замене насосов, шт.	1	2	3	4	5	6
Годовая поставка, млн т./год	2,3	4,5	6,2	7,5	8,5	9,4
Стоимость замены, млн руб	50	100	150	200	250	300
Окупаемость, лет	9	17	26	35	43	52

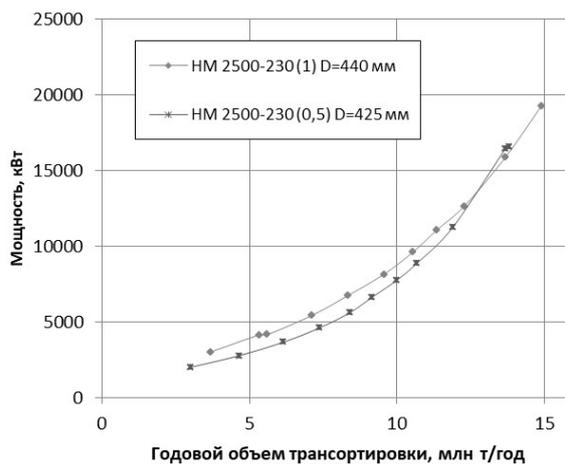


Рис. 4. Зависимость потребляемой мощности насоса от годовой поставки  
Fig. 4. Dependence of the pump power consumption on the annual supply

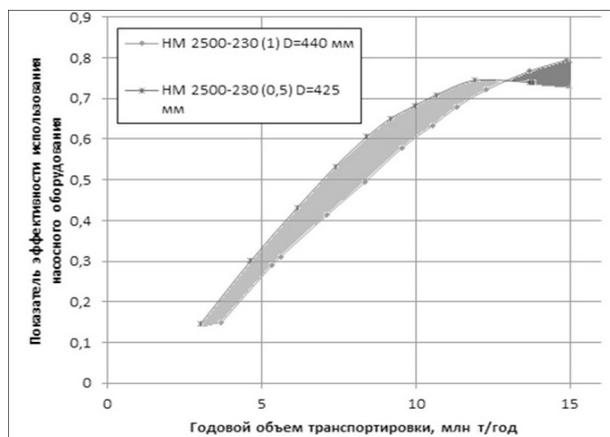


Рис. 5. Зависимость показателя эффективности насосного оборудования от годовой поставки  
Fig. 5. The dependence of the efficiency indicator on the annual supply

фект повышения КПД насосов при замене рабочего колеса.

Использование колеса на уменьшенную производительность (0,5) позволяет повысить КПД насосов на 10 % при объемах поставки менее 12 млн т/год. При этом максимальная экономия электроэнергии составляет величину порядка 1000 МВт·час/год.

В денежном выражении при одноставочном тарифе платы за электроэнергию 2,9 руб за 1кВт·час

**Таблица 3. Экономическая оценка целесообразности замены колёс**  
**Table 3. Economic assessment of the feasibility of replacing wheels**

Кол-во требуемых к замене насосов, шт	1	2	3	4	5	6	7	8
Годовая поставка, млн т/год	3,0	4,6	6,2	7,4	8,4	9,2	10,0	10,7
Стоимость замены, млн руб	1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12
Окупаемость, лет	1	1	2	2	3	3	4	4

годовая выгода при закупке электроэнергии может составить 3 млн рублей.

Экономическая оценка целесообразности замены колёс (табл. 3) показывает, что в зависимости от требуемой производительности перекачки необходима замена различного числа колёс, при этом срок окупаемости изменяется от полугода до четырех лет с условием равномерной поставки нефти. При объемах перекачки более 11 млн т/год применение колёс насосов на пониженную производительность нецелесообразно.

Рассмотренный подход возможно применить для любого технологического участка магистральных нефтепроводов. При этом путём несложных вычислений решается задача о необходимости замены насосного оборудования или целесообразности установки других рабочих колёс магистральных насосов при изменении производительности перекачки нефти или нефтепродукта.

#### **Выводы**

1. При уменьшении производительности перекачки больший экономический эффект даёт замена колёс насосов (вследствие их невысокой стоимости по сравнению со стоимостью замены насосных агрегатов), несмотря на то, что экономия электроэнергии и повышение КПД в этом случае будет ниже.

2. В рассмотренном случае ввиду значительных сроков окупаемости замена насосного оборудования нецелесообразна.

3. При равномерной сниженной поставке нефти или нефтепродукта целесообразна замена рабочих колёс насосов. Количество заменяемых колёс и срок окупаемости зависит от требуемой производительности трубопровода.

#### **Список источников**

1. Богданов Р. М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 58–68.
2. Воробьев В. А. Исследование методов повышения эффективности эксплуатации и прогнозирования нештатных ситуаций магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2002. 135 с.
3. Башта Т. М., Руднев С. С., Некрасов Б. Б. [и др.]. Гидравлика, гидромашин и гидроприводы. Москва: Машиностроение, 1982. 423 с.
4. Вязунов Е. В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1968. № 5. С. 10–13.
5. Зайцев Л. А., Ясинский Г. С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1980. 187 с.
6. Barreto C. V., Gonzalves Pires L. F., Azevedo Alzuguir L. F. Optimization of Pump Energy Consumption in Oil Pipelines // Materials of International Pipeline Conference. 2004. Vol. 1-3. IPC 2004-0385. P. 23–27. DOI: 10.1115/IPC2004-0385.

7. Revel-Muroz P. Development of Energy Saving Technologies in Oil Pipeline Transportation / Book of abstracts // The International Committee for the History of Technology (ICONTTEC) 42 Annual meeting, IEEE-HISTELCON 4th meeting. Tel Aviv, 2015. 30 p.

8. Мызников М. О., Гильдебрандт М. И. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов // Трубопроводный транспорт-2018 / редкол.: Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов [и др.]. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. С. 351–353. ISBN 978-5-7831-1645-2.

9. Пат. № 2727511 Российская Федерация, МПК F 04 D 15/0072 (2020.02), F 17 D 1/08 (2020.02). Способ повышения эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов / Кононова М. И., Мызников М. О., Шалай В. В., Иванов Р. Н. № 2020103491; заявл. 28.01.20; опубл. 22.07.20. 2 с.

10. 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.

11. Михайлов А. В. Эффективность применения различных типов насосных агрегатов в условиях снижения производительности магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 1999. 197 с.

12. Шалай В. В., Мызников М. О., Кононова М. И. Определение эффективности эксплуатации существующего насосного оборудования нефтеперекачивающих станций // Технологии нефти и газа. 2020. № 4. С. 49–53. DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-46-50.

13. ГОСТ 31531-2012. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Введ. 2015–01–01. Москва: Стандартинформ, 2019. 8 с.

14. Шалай В. В., Мызников М. О., Гильдебрандт М. И. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: материалы 8-й Междунар. науч.-техн. конф. (Омск, 26 февраля–2 марта 2018) / ОмГТУ. Омск, 2018. С. 206–207.

**ШАЛАЙ Виктор Владимирович**, доктор технических наук, профессор (Россия), заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», президент Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск.  
 SPIN-код: 2322-6820

AuthorID (РИНЦ): 9913  
 ORCID: 0000-0003-0635-4849  
 AuthorID (SCOPUS): 35792469000  
 AuthorID (SCOPUS): 56755298300  
 AuthorID (SCOPUS): 57190972363  
 ResearcherID: P-8233-2015

**МЫЗНИКОВ Михаил Олегович**, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 9468-8443  
 AuthorID (РИНЦ): 391135  
 AuthorID (SCOPUS): 57204374759

Адрес для переписки: myzn@mail.ru



**ГИЛЬДЕБРАНДТ** Маргарита Ивановна, старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 8369-6750

AuthorID (РИНЦ): 829999

AuthorID (SCOPUS): 57201776013

Адрес для переписки: rita.kononova.94@mail.ru

**ХОДОРЕВА** Елена Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ОмГТУ, г. Омск.

AuthorID (РИНЦ): 591427

AuthorID (SCOPUS): 56610293100

Адрес для переписки: l.khodoreva@yandex.ru

#### Для цитирования

Шалай В. В., Мызников М. О., Гильдебрандт М. И., Ходорева Е. В. О необходимости замены насосного оборудования или рабочих колес магистральных насосов при изменении производительности перекачки нефти и нефтепродуктов // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2022. Т. 6, № 1. С. 22–28. DOI: 10.25206/2588-0373-2022-6-1-22-28.

Статья поступила в редакцию 08.02.2022 г.

© В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт, Е. В. Ходорева

# ABOUT THE NEED TO REPLACE PUMPING EQUIPMENT OR IMPELLERS OF MAIN PUMPS WHEN THE PUMPING CAPACITY OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS CHANGES

V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt, E. V. Khodoreva

Omsk State Technical University, Russia, Omsk, Mira Ave., 11, 644050

The article presents the results of a study related to determining the need to replace pumping equipment or impellers of main pumps to increase efficiency while reducing pumping volumes. Calculations are carried out on the example of a technological section of a specific oil pipeline. The paper demonstrates an approach to assessing the economic feasibility of replacing pumping equipment or upgrading it in conditions of changing transportation volumes. The calculation method can be applied to any oil pipelines and product pipelines.

**Keywords:** oil pumping, energy efficiency, main pump, efficiency, technological mode, efficiency indicators, regulation, replaceable impeller.

## References

1. Bogdanov R. M. Metodika rascheta struktury potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefi [Methodic of electric energy consumption pattern calculation in oil transportation via pipelines] // Neftegazovoye delo. *Petroleum Engineering*. 2012. No. 1. P. 58–68. (In Russ.).
2. Vorobyev V. A. Issledovaniye metodov povysheniya effektivnosti ekspluatatsii i prognozirovaniya neshtatnykh situatsiy magistral'nykh nefte- i nefteproduktoprovodov [Investigation of methods for improving the efficiency of operation and forecasting emergency situations of trunk oil and petroleum product pipelines]. Ufa, 2002. 135 p. (In Russ.).
3. Bashta T. M., Rudnev S. S., Nekrasov B. B. [et al.]. Gidravlika, gidromashiny i gidroprivody [Hydraulics, hydraulic machines and hydraulic drives: textbook for engineering universities]. Moscow, 1982. 423 p. (In Russ.).
4. Vyazunov E. V. Opredeleniye optimal'nykh kharakteristik nasosnykh agregatov magistral'nykh nefteprovodov [Determination of optimal characteristics of pumping units of trunk oil pipelines] // Transport i khraneniye nefi i nefteroduktov. *Transport and Storage of Oil and Petroleum Products*. 1968. No. 5. P. 10–13. (In Russ.).
5. Zaytsev L. A., Yasinskiy G. S. Regulirovaniye rezhimov magistral'nykh nefteprovodov [Regulating regimes of main oil pipelines]. Moscow, 1980. 187 p. (In Russ.).
6. Barreto C. V., Gonzalves Pires L. F., Azevedo Alzuguir L. F. Optimization of Pump Energy Consumption in Oil Pipelines // Materials of International Pipeline Conference. 2004. Vol. 1-3. IPC 2004-0385. P. 23–27. DOI: 10.1115/IPC2004-0385. (In Engl.).
7. Revel-Muroz P. Development of Energy Saving Technologies in Oil Pipeline Transportation / Book of abstracts // The International Committee for the History of Technology (ICOHTEC) 42 Annual meeting, IEEE-HISTELCON 4th meeting. Tel Aviv, 2015. 30 p. (In Engl.).
8. Myznikov M. O., Gildebrandt M. I. Effektivnost' raboty magistral'nykh nasosov v usloviyakh nepolnoy zagruzki nefteprovodov [Efficiency of trunk pumps in conditions of incomplete loading of oil pipelines] // Truboprovodnyy transport-2018. Pipeline Transport-2018 / Ed. Staff: R. N. Bakhtizin, S. M. Sultanmagomedov [et al.]. Ufa, 2018. P. 351–353. ISBN 978-5-7831-1645-2. (In Russ.).
9. Patent No. 2727511 Russian Federation, IPC F 04 D 15/0072 (2020.02), F 17 D 1/08 (2020.02). Sposob povysheniya effektivnosti ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov [Method for improving the efficiency of operation of trunk oil pipelines] / Kononova M. I., Myznikov M. O., Shalai V. V., Ivanov R. N. No. 2020103491. 2 p. (In Russ.).
10. 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 main transport network, taking into account the quality of oil] // Neft', gaz i biznes. *Oil, Gas and Business*. 2006. No. 12. P. 66–68. (In Russ.).
11. Mikhaylov A. V. Effektivnost' primeneniya razlichnykh tipov nasosnykh agregatov v usloviyakh snizheniya proizvoditel'nosti magistral'nykh nefteprovodov [The efficiency of the use of various types of pumping units in the face of reduced productivity of main oil pipelines]. Ufa, 1999. 197 p. (In Russ.).
12. Shalai V. V., Myznikov M. O., Kononova M. I. Opredeleniye effektivnosti ekspluatatsii sushchestvuyushchego nasosnogo oborudovaniya nefteperekachivayushchikh stantsiy [Determination of efficiency of operation of the existing pumping equipment of oil-pumping stations] // Tekhnologii nefi i gaza. *Oil and Gas Technologies*. 2020. No. 4. P. 49–53. DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-46-50. (In Russ.).
13. GOST 31531-2012. Energoberezheniye. Metody podtverzheniya sootvetstviya pokazateley energeticheskoy effektivnosti energopotreblayushchey produktsii ikh normativnym znacheniyam [Energy conservation. Methods of assurance for energy efficiency indicators of energy consumed products to its normative values. General requirements]. Moscow, 2019. 8 p. (In Russ.).
14. Shalai V. V., Myznikov M. O., Hildebrandt M. I. Ekonomiya energii i resursov pri transportirovke uglevodorodov [Saving energy and resources during transportation of hydrocarbons] // Tekhnika i tekhnologiya neftekhimicheskogo i neftegazovogo proizvodstva. *Technique and Technology of Petrochemical and Oil and Gas Production*. Omsk, 2018. P. 206–207. (In Russ.).

**SHALAY Viktor Vladimirovich**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, President of Omsk State Technical University (OmSTU), Omsk.

SPIN-code: 2322-6820

AuthorID (RSCI): 9913



ORCID: 0000-0003-0635-4849

AuthorID (SCOPUS): 35792469000

AuthorID (SCOPUS): 56755298300

AuthorID (SCOPUS): 57190972363

ResearcherID: P-8233-2015

**MYZNIKOV Mikhail Olegovich**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 9468-8443

AuthorID (RSCI): 391135

AuthorID (SCOPUS): 57204374759

Correspondence address: myzn@mail.ru

**GILDEBRANDT Margarita Ivanovna**, Senior Lecturer of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, OmSTU, Omsk.

SPIN code: 8369-6750

AuthorID (RSCI): 829999

AuthorID (SCOPUS): 57201776013

Correspondence address: rita.kononova.94@mail.ru

**KHODOREVA Elena Viktorovna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, OmSTU, Omsk.

AuthorID (RSCI): 591427

AuthorID (SCOPUS): 56610293100

Correspondence address: l.khodoreva@yandex.ru

#### For citations

Shalay V. V., Myznikov M. O., Gildebrandt M. I., Khodoreva E. V. About the need to replace pumping equipment or impellers of main pumps when the pumping capacity of oil and petroleum products changes // Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering. 2022. Vol. 6, no. 1. P. 22–28. DOI: 10.25206/2588-0373-2022-6-1-22-28.

Received February 08, 2022.

© V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt,  
E. V. Khodoreva