

ВЫБОР РЕЖИМОВ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт, В. А. Гриневич

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

В статье представлены результаты исследования, связанные с выбором режимов и регулированием давления для экономии электроэнергии. Вычисления проводились на примере технологического участка конкретного нефтепровода. В работе продемонстрирован подход к оценке экономической эффективности каждого из вариантов регулирования расхода для получения требуемой производительности. Приведенные рассуждения и способы выбора режимов могут быть применены для любых нефтепроводов и продуктопроводов.

Ключевые слова: перекачка нефти, трубопроводный транспорт, транспортировка нефтепродуктов, энергоэффективность, магистральный насос, КПД, технологический режим, показатели эффективности, регулирование, выбор режимов.

При работе трубопровода планами перекачки задается требуемая производительность. Технологического режима, обеспечивающего данную производительность включением какой-либо комбинации насосов, может не существовать. В этом случае задача транспортировки углеводородов решается выбором из возможных режимов работы трубопровода или регулированием давления [1–3]. Имея ряд вариантов решения задачи, необходимо определить, какие из них являются наиболее подходящими с точки зрения экономии электроэнергии и простоты регулирования [4–5].

Варианты решения задачи для простоты изложения рассмотрены на примере обеспечения требуемой производительности для конкретного технологического участка магистрального нефтепровода.

Предположим, что нефтепровод имеет длину 926 км, диаметр труб 720 мм, пять перекачивающих станций, на которых установлены насосы НМ 2500-230. По трубопроводу перекачивается нефть плотностью 860 кг/м³ с коэффициентом кинематической вязкости 17 сСт. Для этих исходных данных известного профиля прокладки трубопровода и уровней взливов резервуаров выполнены гидравлические расчеты для разных комбинаций включения насосов, получены рабочие технологические режимы, удовлетворяющие условиям надежной и безопасной перекачки. Для каждого режима определены производительности перекачки, количество единиц задействованных магистральных насосов, полезные и потребляемые мощности насосного оборудования, настройки регуляторов давления.

Рис. 1 отображает зависимость потребляемой мощности от часового расхода насосов при возможных рабочих технологических режимах. На графике рабочие точки режимов обозначены кружками, соединенными между собой линией.

Пусть, для примера, планами поставки нефти или нефтепродуктов необходимо обеспечить производительность перекачки 1770 м³/час. В исходном наборе рабочих технологических режимов нет такой комбинации насосов, которая без дополнительного регулирования обеспечивала бы нужную

подачу. Решить эту проблему можно, рассмотрев следующие варианты получения требуемой производительности (рис. 2):

1. Работа с последовательным переключением с режима А, ближайшей меньшей производительности, на режим В, ближайшей большей производительности, и обратно. Поочередный переход с одного режима на другой с заданным соотношением временных интервалов работы каждым из режимов позволяет за больший промежуток времени требуемую поставку нефти или нефтепродуктов (точка D лежит на прямой линии, соединяющей точки А и В). В этом случае требуется большое количество переходов с режима А на режим В и обратно, что приводит к повышенному износу оборудования, ухудшению контроля процесса перекачки, к работе трубопровода на нестационарных режимах [6–9].

2. Работа ближайшим большим режимом В, обеспечивающим заданный объем поставки нефти или нефтепродукта с условием периодической остановки трубопровода (точка F). К недостаткам способа следует отнести необходимость периодической остановки перекачки и последующего запуска насосных станций.

3. Работа режимом С, обеспечивающим наивысший КПД насосного оборудования с условием периодической остановки (точка E). Так же как и режим В, требуется периодическая остановка трубопровода, но на более длительный промежуток времени. При работе режимом С задействовано максимальное количество насосных агрегатов и расходуется максимальная электрическая мощность.

4. Использование регулятора давления для уменьшения производительности ближайшего большего режима В созданием дополнительного гидравлического сопротивления потоку (точка G). Данный способ позволяет работать непрерывно на установившемся режиме с требуемой производительностью. К недостаткам способа следует отнести постоянные непроизводительные потери гидравлической мощности на регуляторе давления.

5. Точка H, лежащая на аппроксимирующей кривой, соединяющей рабочие точки режимов,

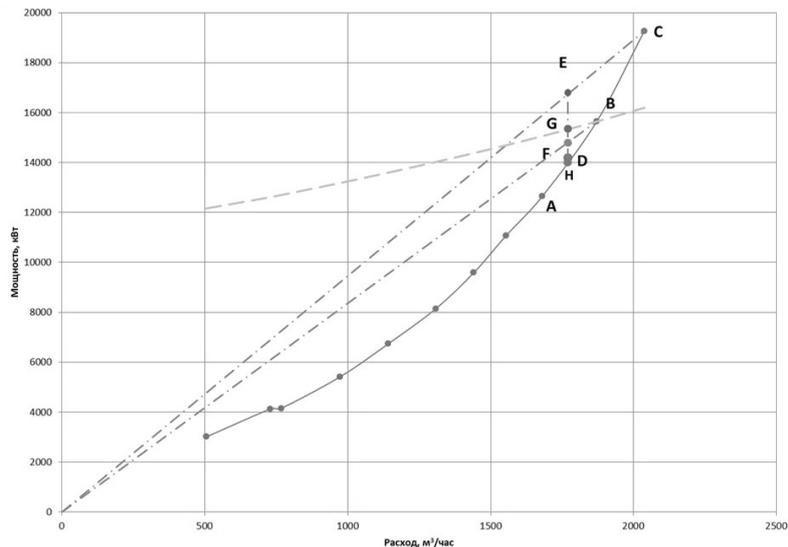


Рис. 1. Зависимость потребляемой мощности насосного оборудования от производительности трубопровода при рабочих технологических режимах
Fig. 1. Dependence of the power consumption of pumping equipment on the pipeline performance under operating technological conditions

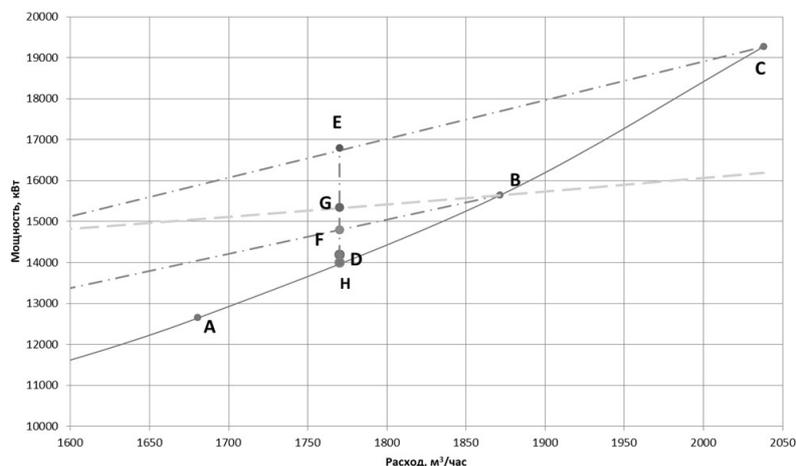


Рис. 2. Варианты регулирования расхода для получения требуемой производительности
Fig. 2. Flow control options for obtaining the required performance

определяет минимум затрат энергии на перекачку нефти и нефтепродуктов. Попаст в эту точку можно путём изменения расходно-напорных характеристик насосов, например, с помощью обточки рабочих колёс насосов [7, 10]. При максимально допустимой обточке колёс, которая составляет 20 % изменения от заводского диаметра рабочего колеса, определяется изменение напора насоса:

$$\Delta H = H_3 - H_y \quad (1)$$

где H_3 — напор насоса, развиваемый на режиме G, м; H_y — напор насоса после обточки рабочего колеса, м.

Напор насоса, развиваемый на режиме G, находится по формуле:

$$H_3 = a - b \cdot Q_3^2 \quad (2)$$

$$H_3 = 281,5 - 7,84 \cdot 10^{-6} \cdot 1770^2 = 256,94 \text{ м.}$$

Напор насоса после обточки рабочего колеса можно найти из условия подобия рабочих характеристик колёс [10] в зависимости от диаметра рабочего колеса:

$$\frac{D_y}{D_3} = \sqrt{\frac{H_y + b \cdot Q^2}{a}} \quad (3)$$

$$H_y = 0,8^2 \cdot 281,5 - 7,84 \cdot 10^{-6} \cdot 1770^2 = 155,59 \text{ м.}$$

Уменьшение напора насоса на требуемой производительности в результате обрезки определяется по формуле 1:

$$\Delta H = 256,94 - 155,59 = 101,34 \text{ м.}$$

Чтобы попасть в точку H, необходимо убрать дросселирование, величина которого для точки F составляет 305 метров (рис. 2). Для этого потребуются обточка и замена трёх рабочих колёс насосов. В результате обточки КПД насосов снижается

Таблица 1. Результаты расчётов вариантов обеспечения требуемой производительности
Table 1. Results of calculations of options for ensuring the required performance

Способ регулирования	1. Работа режимами А и В (точка D)	2. Работа режимом В (точка F)	3. Работа режимом С (точка E)	4. Дросселирование (точка G)	5. Обрезка колёс насосов (точка H)
Кол-во часов работы в год, час.	4200 (А) 4200 (В)	7950	7288	8400	8400
Потребляемая мощность, кВт	12700 (А) 15900 (В)	15900	19200	15350	14000
КПД насосного оборудования, %	75	77	80	75	74
Требуемая электроэнергия для годовой поставки, МВт·час/год	118440	126405	139929	128940	117600
Годовая стоимость электроэнергии, млн руб.	343,476	366,574	405,794	373,926	341,040
Годовая экономия, млн руб	62,321	39,219	0	31,868	64,754

до 74 %. Работа с обточенными колёсами позволяет вести перекачку на постоянном режиме без дросселирования на регуляторах.

Результаты расчёта энергетических показателей вариантов обеспечения требуемой производительности сведены в табл. 1.

Расчёт проводился для годового цикла обеспечения заданной производительности, предполагающего 8400 часов работы нефтепровода. Первый вариант предполагает работу режимом А в течение года 4200 часов, режимом В — 4200 часов. При таком соотношении времени работы режимом А и В обеспечивается производительность 1770 м³/час. Второй вариант предполагает работу режимом В в течение года 7950 часов и остановки 450 часов. Третий вариант требует работу режимом С в течение 7288 часов и остановки 1112 часов. Четвертый и пятый варианты предполагают работу соответствующими технологическими режимами (точки G и H) с требуемой производительностью непрерывно.

Обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования [11–13; 4, 14] для режимов определялся по формуле:

$$k_{\tau} = \frac{\tau_1 \cdot \sum_{i=1}^n N_{Hi,1} + \dots + \tau_{\alpha} \cdot \sum_{i=1}^n N_{Hi,\alpha}}{\tau_1 \cdot \sum_{j=1}^n N_{HPCj,1} + \dots + \tau_{\alpha} \cdot \sum_{j=1}^n N_{HPCj,\alpha}}, \quad (4)$$

где τ — время работы соответствующим режимом;

α — количество используемых при перекачке режимов;

N_{Hi} — суммарная гидравлическая мощность, необходимая для перекачки требуемого объема нефти по нефтепроводу, кВт;

N_{HPCj} — суммарная требуемая электрическая мощность, потребляемая всеми работающими магистральными насосными агрегатами при работе режимом, обеспечивающим требуемую производительность перекачки, кВт, которая определялась по паспортным характеристикам насосов для соответствующих производительностей режимов.

Наибольшее значение обобщенного показателя эффективности насосного оборудования (КПД) 80 % имеет третий вариант (точка E). Наименьшее значение 74 % получается при работе пятым вариантом с обточенными колёсами на постоянной тре-

буемой производительности. Казалось бы, с точки зрения эффективного использования электроэнергии следует выбирать третий вариант с наибольшим КПД насосов.

Но если посмотреть на величину потребляемой электрической энергии за период транспортировки (год) и на стоимость её приобретения, то оказывается, что вариант 3 на основе режима С с наивысшим КПД насосов требует наибольших энергозатрат и стоимости покупки электроэнергии. Это связано с тем, что при работе режимом С требуются большие скорости потока перекачиваемой нефти или продукта. При этом гидравлические потери значительно возрастают и для их преодоления требуется включение дополнительных насосных мощностей.

Возьмём вариант 3, как имеющий наивысший обобщенный КПД работы насосного оборудования, за базу для сравнения экономического эффекта остальных вариантов. Сопоставляя различные способы регулирования, обнаруживаем, что наиболее экономичным является вариант 5 с обточкой рабочих колёс, имеющий наименьший обобщенный КПД насосного оборудования, но который позволяет сэкономить 64,8 млн рублей за год при одноставочном тарифе на электроэнергию 2,9 тыс руб·МВт/час. При этом следует учитывать, что потребуются дополнительные затраты на приобретение, обточку и замену рабочих колёс трёх насосов, оцениваемые величиной порядка 4 млн рублей.

Следующим по экономической эффективности является первый вариант поочередной работы режимом А и В (точка D), позволяющий сэкономить 62 млн рублей, КПД насосного оборудования будет несколько выше, чем у варианта 5, но потребуются периодические переходы с режима А на В и обратно.

Работа ближайшим большим режимом В (точка F) с периодической остановкой позволяет ещё приподнять обобщенный КПД насосного оборудования, но при этом экономия электроэнергии и стоимости её приобретения будет меньше (39 млн руб).

Выводы. Сравнивая размеры получаемой годовой экономии и издержки, связанные с недостатками разных способов регулирования, риски аварий и отказов, делаем вывод, что наиболее предпочтительными для получения требуемой производительности являются варианты, обеспечивающие равномерную надежную бесперебойную, контролируемую работу нефтепровода. Если не учитывать



возрастающие риски аварий и отказов оборудования на переходных режимах, предпочтение следует отдать циклической работе чередующимися режимами А и В, ближайшими к требуемой производительности, которые, несмотря на пониженный обобщенный показатель эффективности использования насосного оборудования, позволяют получить наибольшую экономию электроэнергии. Работа режимом С нежелательна, несмотря на самый высокий обобщенный показатель КПД, поскольку требует работы максимального количества единиц насосного оборудования и в то же время самой высокой мощности энергопотребления, количества и стоимости потребляемой электроэнергии.

Данные рассуждения и подобные расчёты могут применяться для любого технологического участка магистральных нефтепроводов и продуктопроводов. Они позволяют осуществить выбор варианта регулирования при любой рабочей производительности трубопровода с целью обеспечения требуемого объема перекачки нефти и нефтепродуктов и дать оценку целесообразности выбора режимов для экономии электроэнергии.

Список источников

1. Богданов Р. М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 58–68.
2. Зайцев Л. А., Ясинский Г. С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1980. 187 с.
3. 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.
4. Салашенко Г. С. Оценка эффективности регулирования работы насосной станции отключением насоса // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1973. № 6. С. 6–9.
5. Самоленков С. В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: дис. ... канд. техн. наук. Санкт-Петербург, 2014. 145 с.
6. Кутуков С. Е. Разработка методов функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. 365 с.
7. Бархатов А. Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2017. 160 с.
8. Ясин Э. М., Березин В. Л., Ращепкин К. Е. Надежность магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1972. 183 с.
9. Barreto C. V., Gonzales 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.
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. Шалай В. В., Мызников М. О., Кононова М. И. Определение эффективности эксплуатации существующего насосного оборудования нефтеперекачивающих стан-

ций // Технологии нефти и газа. 2020. № 4. С. 49–53. DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-46-50.

12. Мызников М. О. Оптимизация режимов и энергосбережение при транспортировке углеводородов // Neftegaz.RU. 2017. № 12 (72). С. 52–57.

13. 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.

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

ГРИНЕВИЧ Валентина Александровна, доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 3814-9402

AuthorID (РИНЦ): 685986

AuthorID (SCOPUS): 57194546789

Адрес для переписки: grinevich_v@mail.ru

Для цитирования

Шалай В. В., Мызников М. О., Гильдебрандт М. И., Гриневич В. А. Выбор режимов и регулирование давления при перекачке нефти и нефтепродуктов для экономии электроэнергии // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2022. Т. 6, № 1. С. 29–34. DOI: 10.25206/2588-0373-2022-6-1-29-34.

Статья поступила в редакцию 08.02.2022 г.

© В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт, В. А. Гриневич

SELECTION OF MODES AND PRESSURE REGULATION WHEN PUMPING OIL AND OIL PRODUCTS TO SAVE ENERGY

V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt, V. A. Grinevich

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

The article presents the results of a study related to the choice of modes and pressure regulation to save electricity. 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 efficiency of each of the flow control options to obtain the required performance. The above arguments and methods of selecting modes can be applied to any oil pipelines and product pipelines.

Keywords: oil pumping, pipeline transport, transportation of petroleum products, energy efficiency, main pump, efficiency, technological mode, efficiency indicators, regulation, mode selection.

References

1. Bogdanov R. M. Metodika rascheta struktury potrebleniya elektroenergii v truboprovodnom transporte nefiti [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. Zaytsev L. A., Yasinskiy G. S. Regulirovaniye rezhimov magistral'nykh nefteprovodov [Regulation of the modes of trunk oil pipelines]. Moscow, 1980. 187 p. (In Russ.).
3. 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.).
4. Salashchenko G. S. Otsenka effektivnosti regulirovaniya raboty nasosnoy stantsii otklyucheniym nasosa [Evaluation of the effectiveness of regulation of work of pump station pump shutdown] // *Transport i khraneniye nefiti i nefteproduktov. Transport and Storage of Oil and Oil Products*. 1973. No. 6. P. 6–9. (In Russ.).
5. Samolenkov S. V. Obosnovaniye energosberegayushchikh rezhimov raboty nefteperekachivayushchikh tsentrobezhnykh nasosov s reguliruyemym privodom [The rationale for energy-saving operating modes of operation of pump centrifugal pumps with adjustable drive]. St. Petersburg, 2014. 145 p. (In Russ.).
6. Kutukov S. E. Razrabotka metodov funktsional'noy diagnostiki tekhnologicheskikh rezhimov ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov [Development of methods of functional diagnostics of technological modes of operation of trunk oil pipelines]. Ufa, 2003. 365 p. (In Russ.).
7. Barkhatov A. F. Razrabotka metodov energoefektivnoy ekspluatatsii magistral'nykh nefteprovodov na osnove optimizatsii tekhnologicheskikh rezhimov [Development of methods for energy-efficient operation of main oil pipelines based on rational technological regimes]. Moscow, 2017. 160 p. (In Russ.).
8. Yasin E. M., Berezin V. L., Rashchepkin K. E. Nadezhnost' magistral'nykh nefteprovodov [Reliability of trunk oil pipelines]. Moscow, 1972. 183 p. (In Russ.).
9. 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.).
10. Evlakhov S. K., Kozobkova N. A. Modeli i metody rascheta optimal'nogo potokoraspredeleniya v seti magistral'nogo transporta s uchetom kachestva nefiti [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. 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 nefiti i gaza. Oil and Gas Technologies*. 2020. No. 4. P. 49–53. DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-46-50. (In Russ.).
12. Myznikov M. O. Optimizatsiya rezhimov i energoresursoberezeniye pri transportirovke uglevodorodov [Optimization of modes and energy conservation during transportation of hydrocarbons] // *Neftegaz.RU. Neftegaz.RU*. 2017. No. 12. P. 52–57. (In Russ.).
13. 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.).
14. Shalai V. V., Myznikov M. O., Gildebrandt 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

GRINEVICH Valentina Alexandrovna, Associate Professor of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, OmSTU, Omsk.

Correspondence address: grinevich_v@mail.ru

SPIN code: 3814-9402

AuthorID (RSCI): 68598

AuthorID (SCOPUS): 57194546789

For citations

Shalay V. V., Myznikov M. O., Gildebrandt M. I., Grinevich V. A. Selection of modes and pressure regulation when pumping oil and oil products to save energy // Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering. 2022. Vol. 6, no. 1. P. 29–34. DOI: 10.25206/2588-0373-2022-6-1-29-34.

Received February 08, 2022.

© V. V. Shalay, M. O. Myznikov, M. I. Gildebrandt,
V. A. Grinevich