

УДК 622.691.4

А.А. Филатов; И.И. Велиулин¹; Р.Р. Хасанов¹, e-mail: hasanov@eksikom.ru; Г.А. Шафигов², e-mail: 88347@mail.ru

¹ ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, Россия).

² Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (Национальный исследовательский университет)» (Москва, Россия).

Повышение эффективности транспорта газа путем моделирования работы мобильной компрессорной станции

Откачка газа с применением мобильной компрессорной станции является отработанной технологией, широко применяемой в ПАО «Газпром» при капитальном ремонте газопроводов методом переизоляции с частичной или полной заменой труб. Основными факторами, влияющими на выбор мобильных компрессорных станций, являются экономичность перекачки природного газа и экологическая составляющая. Поэтому ключевыми критериями, по которым можно оценить эффективность применения станции, является время, затраченное на перекачку газа, и его оптимизация, а также количество использованного топлива.

В статье представлена разработанная авторами модель расчета оптимального времени перекачки природного газа из отсеченного (локализованного) участка газопровода. В модели учитываются следующие факторы, влияющие на производительность станции: характеристики локализованного участка и газопровода, в который предполагается перекачивать природный газ, геометрические характеристики труб, характеристики поршневого компрессора, термодинамические свойства газа.

Приведен алгоритм, по которому действует расчетная модель. Представлены графики зависимостей производительности установки от давления на всасывании и времени перекачки от стоимости затраченного топлива (на примере расчета для Пермского края).

Разработанный комплекс позволяет определить оптимальные режимы перекачки природного газа с подбором характеристик оборудования, рассчитать расход топлива, осуществить подбор оборудования, соответствующего техническим требованиям ПАО «Газпром», с учетом экономической обоснованности применения, а также рассчитать время перекачки природного газа при использовании имеющегося оборудования.

Ключевые слова: мобильная компрессорная станция, капитальный ремонт, моделирование, метан, трубопровод откачки, отсеченный участок магистрального газопровода, топливо, экономическая эффективность.

.....

А.А. Filatov; I.I. Veliulin¹; R.R. Khasanov¹, e-mail: hasanov@eksikom.ru; G.A. Shafikov², e-mail: 88347@mail.ru

¹ EKSIKOM LLC (Moscow, Russia).

² Federal state budgetary institution of higher education "Bauman Moscow State Technical University (National Research University of Technology)" (Moscow, Russia).

Enhancement of Gas Transmission Efficiency by Modeling a Mobile Compressor Station Operation

Transmission of gas using a mobile compressor station is a well-established technology widely applied by Gazprom PJSC in gas pipeline overhauling by the reinsulation method with partial or complete retubing. Major factors influencing the choice of mobile compressor stations are natural gas transmission efficiency and environmental friendliness. Therefore, the key criteria for the station efficiency assessment are gas transmission time and its optimization, as well as fuel supplied.

The article presents the model to compute an optimal gas transmission time from a localized gas line section. The model accounts for the following factors affecting compressor station output: characteristics of a localized section and gas line planned for natural gas transfer, geometry of pipes, piston compressor parameters, thermodynamic gas properties.

The computable model algorithm is given. Two graphs are presented: compressor output-inlet pressure, and transmission time-consumed fuel price (by the example of computations for Perm area, Russian Federation). The complex developed

allows optimization of gas transfer conditions with selection of equipment characteristics, estimation of fuel consumption, selection of the equipment specified by Gazprom PJSC taking into account economic validity of its use, and gas transmission timing using available equipment.

Keywords: mobile compressor station, overhauling, modeling, methane, scavenge line, localized trunk line section, fuel, cost effectiveness.

Транспортировка природного газа не исключает стравливания метана, что оказывает негативное влияние на климат. По данным Межправительственной группы экспертов по изменению климата, способность метана задерживать тепло в атмосфере в течение 100 лет в 25 раз сильнее, чем такая способность углекислого газа (CO_2) [1]. При этом исследования, описанные в [1], показали, что 60 % возможностей сокращения выбросов природного газа связаны именно с системой транспортировки, особенно на компрессорных станциях.

Для снижения потерь природного газа, связанных с ремонтными работами, в ПАО «Газпром» используется технология, основанная на применении мобильной компрессорной станции (МКС) с трубопроводами откачки. Данная технология является альтернативой отсечению участка газопровода и стравливанию газа в атмосферу, поскольку возможности МКС в части полной перекачки газа ограничены. Очевидно, что использование технологии откачки газа предпочтительнее: газ сохраняется для реализации потребителю, выбросы метана в атмосферу сокращаются. По опыту отечественных и зарубежных газовых компаний, использование МКС наиболее эффективно при капитальном ремонте протяженных участков газопроводов, который является основным инструментом поддержания работоспособного состояния газотранспортной системы ПАО «Газпром».

Первые опытные работы по откачке природного газа были проведены в СССР учеными Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов в 1978 г. Но практическое применение было осуществлено только в 2006 г.

в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» на базе Алмазного линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ) при откачке природного газа из участка магистрального газопровода «Уренгой – Петровск» 1702–1727 км в «Уренгой – Новопсков» с помощью МКС, разработанной ОАО «Оргэнергогаз». Было перекачено 2032,4 тыс. м^3 газа, включая 34,9 тыс. м^3 топливного газа. МКС для откачки природного газа из газопровода была впервые применена в 1977 г. компанией TransCanada. В Европе работы по откачке газа были выполнены при помощи МКС LMF P-Pack 750 в 2010 г. на компрессорной станции Верне (Германия) и на трубопроводе Trans Europa Naturgas Pipeline (г. Вильштет, Германия). На компрессорной станции Верне выполнена перекачка 210 тыс. м^3 газа из участка газопровода DN 900 протяженностью 13 км, время откачки – 15 ч. На трубопроводе Trans Europa Naturgas Pipeline выполнена перекачка 1080 тыс. м^3 газа из участка газопровода DN 900 протяженностью 114 км, время откачки составило 106 ч [4].

В настоящее время откачка газа с применением МКС является отработанной технологией, широко применяемой в ПАО «Газпром» при капитальном ремонте газопроводов методом переизоляции с частичной или полной заменой труб. Поэтому для нормативного обеспечения работ по перекачке газа в 2006 г. были разработаны технические требования к эксплуатации, транспортировке и хранению МКС, а также требования к обвязке и оборудованию в составе МКС. В 2016 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был подготовлен межгосударственный стандарт «Мобильная компрессорная

станция. Технические требования», в котором были унифицированы технические требования к МКС, их контролю и испытаниям, а также рекомендованы оптимальные значения технических характеристик МКС, позволяющие повысить эффективность их использования с уменьшением продолжительности работ по перекачке газа из отсеченных участков магистральных газопроводов. Однако в этом стандарте вопрос подбора характеристик МКС к конкретному участку газопровода не был раскрыт. Следовательно, подбор характеристик оставлен на усмотрение производителя работ или поставщика МКС, которые, в свою очередь, в рамках пэкиджирования могут быть заинтересованы в выборе МКС, наиболее не востребованных в экономическом ракурсе.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА ИЗ ОТСЕЧЕННОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

Для создания модели расчета оптимального времени перекачки природного газа из отсеченного (локализованного) участка газопровода был использован программный комплекс Mathcad 15.0, основными преимуществами которого являются доступный математический язык, на котором формируются решаемые задачи, а также возможность не только провести необходимые расчеты, но и сформировать итоговый результат в виде удобного для пользователя отчета с применением графиков, рисунков, таблиц и математических формул. Рассмотрим факторы, влияющие на процесс перекачки газа из локализованного перед подготовкой к ремонту участка в газопровод, транспортирующий газ при

Для цитирования (for citation):

Филатов А.А., Велиулин И.И., Хасанов Р.Р., Шафиков Г.А. Повышение эффективности транспорта газа путем моделирования работы мобильной компрессорной станции // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 9. С. 62–66.

Filatov A.A., Veliyulin I.I., Khasanov R.R., Shafikov G.A. Enhancement of Gas Transmission Efficiency by Modeling a Mobile Compressor Station Operation. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 9, P. 62–66. (In Russ.)

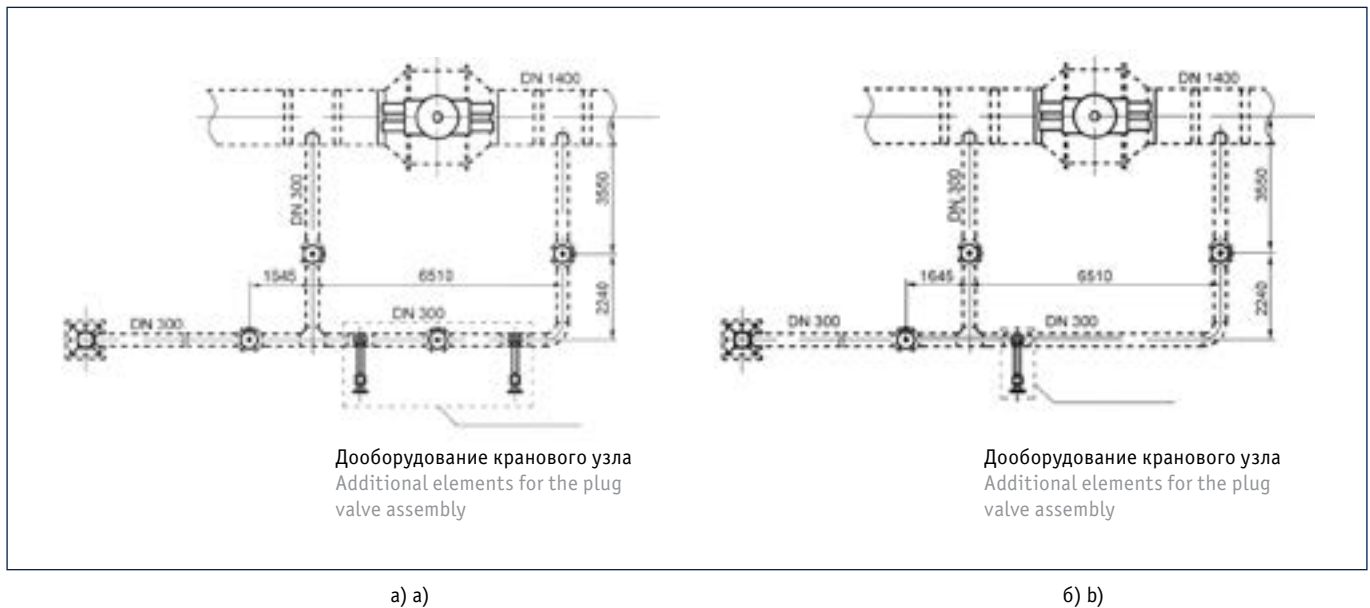


Рис. 1. Варианты доработки крановой обвязки для подключения:

а) к прилегающему участку газопровода; б) к параллельному газопроводу

Fig. 1. Modifications for plug valve connections to:

a) an adjacent gas line section; b) a parallel gas line

Таблица 1. Термодинамические и геометрические характеристики локализованного и рабочего участков трубопровода

Table 1. Thermodynamic and geometry of localized and operating pipe run

Характеристика, единица измерения Parameter, unit of measurement	Величина Value
Начальное давление в локализованном участке, МПа Localized pipe run initial pressure, MPa	7,2
Конечное давление в локализованном трубопроводе, МПа Localized pipe run terminal pressure, MPa	1,0
Температура газа в локализованном участке, К Localized pipe run gas temperature, K	288
Давление газа в рабочем трубопроводе, МПа Operating pipeline gas pressure, MPa	7,2
Длина локализованного трубопровода, км Localized pipe run length, km	25
Площадь поперечного сечения трубы диаметром 1400 мм, м ² Sectional area of 1400 mm diameter pipe, m ²	1,539
Площадь поперечного сечения трубы диаметром 300 мм, м ² Sectional area of 300 mm diameter pipe, m ²	0,071
Площадь поперечного сечения трубы диаметром 150 мм, м ² Sectional area of 150 mm diameter pipe, m ²	0,018

рабочем давлении. В техническом плане первой задачей, которую необходимо решить при применении для откачки газа МКС, является соединение локализованного участка с обвязкой МКС и газопроводом, в который предполагается перекачивать газ. В зависимости от выбранного варианта перекачивания газа – либо в прилегающий к ло-

кализованному участку (рис. 1а), либо в параллельный газопровод (рис. 1б) данный вопрос решается дооборудованием крановых узлов байпасными трубопроводами DN 300.

Необходимо отметить, что давление в локализованном участке не сильно влияет на подбор МКС современных производителей, таких как Ariel (Ка-

нада), OGE (Германия), LMF (Австрия) и др. Основными факторами, влияющими на выбор МКС, являются экономичность перекачки природного газа и экологическая составляющая этого процесса. Поэтому конечными критериями, по которым можно произвести оценку эффективности применения МКС, являются расчет времени, затраченного на перекачку, и его оптимизация, а также определение количества использованного топлива.

В модели расчета времени откачки учитываются следующие факторы, влияющие на производительность МКС:

- характеристики локализованного участка и газопровода, в который предполагается перекачивать природный газ (табл. 1);
- геометрические характеристики труб (табл. 1);
- характеристики поршневого компрессора (табл. 2);
- термодинамические свойства газа.

При построении модели осуществлялась оценка вклада каждого фактора в конечное значение времени откачки до конечного давления в локализованном участке газопровода, равного 1 МПа. Как показало моделирование производительности МКС, количество факторов может быть уменьшено, если параметры,

Таблица 2. Характеристика поршневого компрессора

Table 2. Piston compressor description

Характеристика, единица измерения Parameter, unit of measurement	Величина Value
Диаметр поршня, мм Piston diameter, mm	200
Диаметр штока, мм Rod diameter, mm	38,1
Ход поршня, мм Piston stroke, mm	88,9
Кол-во цилиндров двойного действия The number of double-acting cylinders	2
Общее кол-во цилиндров Total number of cylinders	6
Доля «мертвого» объема, % Percentage of «inactive» volume, %	3
Частота вращения кривошипа, об/мин Crank rotary speed, rpm	1800
Коэффициент полезного действия компрессорной установки, % Compressor system efficiency, %	80

характеризующие фактор, связанный с параметрами локализованного участка и газопровода, в который предполагается перекачивать природный газ, объединить с параметрами, характеризующими фактор, учитывающий геометрические параметры труб. Рассматривая возможности варьирования параметров, характеризующих факторы, влияющие на производительность МКС, нужно отметить, что были просчитаны все варианты, кроме варианта расчета при наличии подкладных колец. В результате моделирования было также установлено, что наличие местных сопротивлений по всей протяженности трубопроводов от точки подключения к локализованному участку до точки закачки газа в газопровод, по которому предполагается перекачивать природный газ, практически не влияет на конечный результат, как и выбор источников [3–4], режима течения турбулентного потока перекачки газа. Расчетная модель включает также вычисление газовой постоянной смеси, по величине которой можно оценивать достоверность результатов расчета [5].

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА

На первом этапе вычисляются термодинамические свойства природного газа. Для этого рассчитывается газовая постоянная смеси:

$$R_r = \frac{R_\mu}{\mu_{см}} = \frac{R_\mu}{(m_{см} \div v_{см})} = \frac{R_\mu}{[\sum_i (v_i \cdot \mu_i) \div v_{см}]} \quad (1)$$

где R_μ – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); $m_{см}$ – масса газовой смеси, г; $\mu_{см}$ – молярная масса газовой смеси, г/моль; v_i – молярная доля компонента газа; $v_{см}$ – сумма парциальных объемов компонентов газовой смеси, м³; μ_i – молярная масса компонента смеси, г/моль.

Учитываются теплоемкость, показатель изоэнтропы, коэффициент сжимаемости природного газа, плотность газа при нормальных условиях.

После этого производится вычисление параметров поршневого компрессора. Для этого рассчитывается средняя скорость поршня по формуле:

$$v_{пор.ср.} = \left(\frac{2L_{ход}}{rev} \right) \cdot n_{вр} \quad (2)$$

где $L_{ход}$ – длина хода поршня в одну сторону, мм; rev – число оборотов; $n_{вр}$ – частота вращения, мин⁻¹.

Далее производится расчет времени двойного хода поршня, рабочего, полного, «мертвого» и полезного объемов камеры. Вычисляется производительность одного цилиндра в зависимости от давления всасывания:

$$Q_{к1}(P_{вс.}) = \frac{V_{пол1}(P_{вс.})}{t_{2ход}} \quad (3)$$

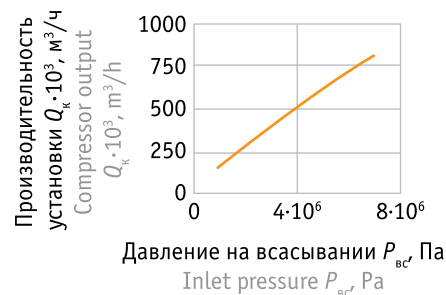


Рис. 2. График зависимости производительности установки от давления на всасывании

Fig. 2. Compressor output vs. inlet pressure

где $V_{пол1}$ – полезный объем камеры, м³; $t_{2ход}$ – время двойного хода поршня, мин. С учетом полученных результатов рассчитывается производительность компрессорной установки.

В соответствии с алгоритмом определяются суммарные потери давления на участке перекачки (потери давления во всасывающей и нагнетательной ветках).

Наконец, вычисляется время откачки, производится проверка по закону сохранения массы и осуществляется расчет компрессора, включая мощность нагнетателя, затрачиваемую на сжатие газа по формуле:

$$N_k(t) = L_k(t) \cdot G_k(t), \quad (4)$$

где L_k – удельная работа компрессорной установки, Дж/кг; G_k – расход газа, м³, а также расчет затрат на топливо при газопоршневом, дизельном и электрическом приводах.

Таким образом, задавая нужные (гипотетические) характеристики либо параметры реальных компрессоров, можно рассчитать производительность МКС по формуле:

$$Q_k(P_{вс.}) = k_{ц} \cdot (Q_{к1}(P_{вс.}) + Q_{к2}(P_{вс.})), \quad (5)$$

где Q_k – производительность компрессорной установки, м³/ч; $Q_{к1}$, $Q_{к2}$ – составляющие производительности, м³/ч, отличающиеся крайними положениями поршня в цилиндре; $P_{вс.}$ – давление на входе в компрессор, Па; $k_{ц}$ – число цилиндров.

На рис. 2 представлен график зависимости производительности компрессорной установки от давления всасывания,

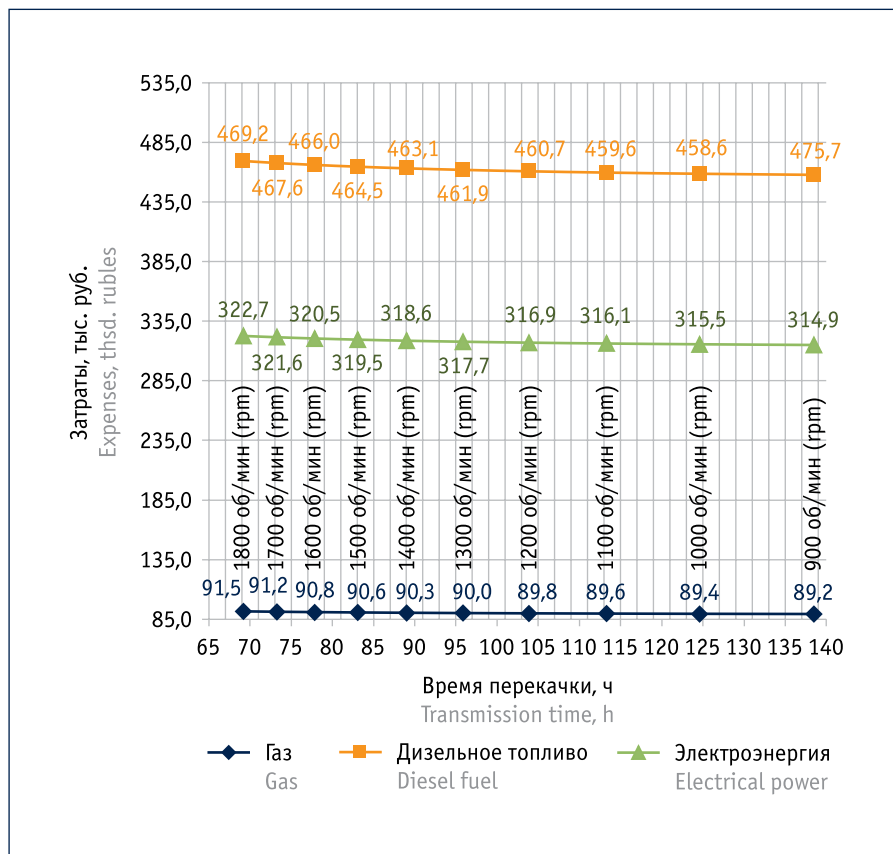


Рис. 3. График зависимости времени перекачки с давления в локализованном участке 7,2 МПа до 1,0 МПа от стоимости затраченного топлива (при DN 1400, длине участка 25 км) при изменении частоты вращения кривошипа с 1800 до 900 об/мин

Fig. 3. Graph of the dependences: transmission time at 7,2 MPa – 1,0 MPa localized section pressure vs. consumed fuel price (at DN 1400, 25 km pipe run) when crank rotary speed changes from 1800 to 900 rpm

на рис. 3 – график зависимости времени перекачки от стоимости затраченного топлива в Пермском крае. За стоимость единицы топлива в Пермском крае взяты цены, актуальные на начало 2018 г. В частности, 1 кВт·ч = 3,92 руб., средняя стоимость 1 т межсезонного дизельного топлива в 2018 г. в Пермском крае по состоянию на 01.09.2018 составляет 39 тыс. руб.

Следует отметить, что удовлетворительные результаты по времени перекачки природного газа на максимальных оборотах связаны прежде всего со сравнительно большим диаметром поршня цилиндра D_c , равным в расчете 200 мм.

ВЫВОДЫ

Созданный программный комплекс является инструментом, позволяющим определить оптимальные режимы перекачки природного газа с подбором характеристик оборудования, а также рассчитать расход топлива. Кроме того, комплекс моделирования работы МКС позволяет произвести расчеты по подбору экономически оправданного оборудования, соответствующего техническим требованиям ПАО «Газпром». К достоинствам разработки следует отнести возможность расчета времени перекачки природного газа при наличии готового оборудования.

Литература:

- Ishkov A., Akopova G., Evans M., et al. Understanding Methane Emissions Sources and Viable Mitigation Measures in the Natural Gas Transmission Systems: Russian and U.S. Experience. In: Proceedings of the International Gas Union Research Conference 2011 [Электронный источник]. Режим доступа: http://www.globalchange.umd.edu/data/publications/IGU_Research_Conference_2011_Paper_2011-0715-finalv2.pdf (дата доступа: 10.09.2018).
- Михайлов А.К., Ворошилов В.П. Компрессорные машины: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 288 с.
- Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М.О. Штейнберга. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Машиностроение, 1992. 672 с.
- Ширяпов Д.И. Разработка межгосударственных стандартов: доклад на заседании ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность» [Электронный источник]. Режим доступа: http://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/meeting/kabardinka_2016/files/11_shiryapov_mks_2016-10-24.pdf (дата обращения: 13.09.2018).
- Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газ, 1999. 463 с.

References:

- Ishkov A., Akopova G., Evans M., et al. Understanding Methane Emissions Sources and Viable Mitigation Measures in the Natural Gas Transmission Systems: Russian and U.S. Experience. In: Proceedings of the International Gas Union Research Conference 2011 [Electronic source]. Access mode: http://www.globalchange.umd.edu/data/publications/IGU_Research_Conference_2011_Paper_2011-0715-finalv2.pdf (access date – September 10, 2018).
- Mikhailov A.K., Voroshilov V.P. Compressor Machines. Textbook for colleges. Moscow, Energoatomizdat, 1989, 288 p. (In Russian)
- Idelchik I.E. Hand Book on Wall Frictions. Ed. by M.O. Shteinberg, 3-d edition, revised and enlarged. Moscow, Mashinostroenie [Machine Industry], 1992, 672 p. (In Russian)
- Shiryapov D.I. Development of Inter-Governmental Standards: the Report on the Meeting of Technical Commission 23 “Oil and Gas Industry” [Electronic source]. Access mode: http://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/meeting/kabardinka_2016/files/11_shiryapov_mks_2016-10-24.pdf (access date – September 13, 2018). (In Russian)
- Kozachenko A.N. Operation of Trunk Pipeline Compressor Stations. Moscow, Neft' i gaz [Oil and gas], 1999, 463 p. (In Russian)