

УДК 620.92

**И.Р. Байков**, д.т.н., профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (ФГБОУ ВПО УГНТУ) (Уфа, Республика Башкортостан, Россия); **Р.А. Молчанова**, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВПО УГНТУ (Уфа, Республика Башкортостан, Россия); **А.Р. Гатауллина**, аспирант, ФГБОУ ВПО УГНТУ (Уфа, Республика Башкортостан, Россия), e-mail: alinagataullina@mail.ru

## Энерготехнологический комплекс на базе детандер-генераторных агрегатов на компрессорной станции

В настоящее время на компрессорных станциях (КС) топливный газ для газоперекачивающих агрегатов (ГПА) отбирается из магистрального газопровода на входе в КС с давлением 4,5–6,5 МПа. Далее он очищается и дросселируется перед подачей в камеру сгорания до давления 1,5–2,5 МПа. При необходимости топливный газ подогревается. Эту схему использования топливного газа на КС можно дополнить детандер-генераторным агрегатом (ДГА) с целью использования энергии избыточного давления газа, заменяя процесс дросселирования детандированием.

При адиабатном расширении газа в детандере энтальпия потока не изменяется, но происходит уменьшение внутренней энергии и, соответственно, температуры. Энергия избыточного давления преобразуется в механическую энергию в детандере, а затем в электрическую, вырабатываемую на валу электрогенератора.

При этом можно получить два полезных потока: 1) электроэнергия, которая может вырабатываться в ДГА, 2) поток охлажденного в ДГА газа.

В свою очередь, в процессе компримирования газа происходит увеличение его температуры, что неблагоприятно сказывается на эффективности транспорта газа. Для предотвращения непрерывного нагревания газа по мере транспортирования по магистральному трубопроводу схемой компрессорного цеха предусмотрено охлаждение газа после компримирования. Обычно газ охлаждают в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), которые затрачивают значительную часть электроэнергии на привод вентиляторов. Предлагается охлаждать часть компримированного газа потоком охлажденного топливного газа после детандера, что позволит экономить электроэнергию на привод АВО и полезно использовать тепловые энергетические ресурсы нагнетателей природного газа.

В данной работе оценивается энергоэффективность схемы использования энергии избыточного давления топливного газа и получаемого потока холода на компрессорных станциях.

**Ключевые слова:** детандер-генераторный агрегат, компрессорная станция, энергия избыточного давления, энергосбережение, газотурбинные установки (ГТУ), аппараты воздушного охлаждения, вторичные энергетические ресурсы (ВЭР).

.....

**I.R. Baykov**, Federal State-Funded Educational Institution of Higher Professional Education Ufa State Petroleum Technological University (Ufa State Petroleum Technological University) (Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia), Doctor of Science (Engineering), Professor; **R.A. Molchanova**, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia), Candidate of Science (Engineering), assistant professor; **A.R. Gataullina**, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia), post-graduate student, e-mail: alinagataullina@mail.ru

## Energotechnological complex on the basis of expander-generator machinery at the compressor station

Currently at compressor stations fuel gas for the gas compressor unit is taken from the main gas pipeline at the inlet to the compressor station with pressure of 4.5–6.5 MPa. Further it is cleaned and flashed to pressure of 1.5–2.5 MPa prior to supply to the combustion chamber. If required, the fuel gas is heated. This fuel gas recovery scheme at the compressor station can be extended with an expander-generator machine in order to use the energy of excessive gas pressure, replacing the flashing process with expansion.

In case of adiabatic gas expansion in the expander the flow enthalpy does not change, but internal energy and, consequently, temperature are reduced. Excessive pressure energy transforms into mechanical energy in the expander, and further transforms into electric power generated at the power generator shaft.

Two useful flows can be obtained: 1) electric power generated in the expander-generator machine, 2) flow of gas cooled in the expander-generator machine.

In the process of gas compression its temperature rises, and it negatively affects the gas transportation efficiency. In order to stop continuous gas heating as it is being transported through the main gas pipeline, gas cooling after compression is provided for in the compressor shop flow-chart. Usually gas is cooled in air coolers, which spend a significant amount of electric power for the ventilators drive. It is proposed to cool part of the compressed gas with a flow of cooled fuel gas downstream expander, allowing saving of electric power for air coolers and use heat power sources of the natural gas compressor efficiently.

This paper evaluates energy efficiency of the recovery scheme of the fuel gas excessive gas pressure energy and obtained cool flow at compressor stations.

**Keywords:** expander-generator machine, compressor station, excessive pressure energy, energy saving, gas turbine plants (GTP), air coolers, secondary energy sources (SES).

Реализуемые схемы использования ДГА различаются способом подогрева газа, источниками теплоты для подогрева, получаемыми продуктами. В зависимости от технологической схемы при применении ДГА может вырабатываться только электроэнергия либо дополнительно холод и сжиженный природный газ.

При использовании ДГА температура газа существенно снижается, что требует дополнительного подвода энергии для нагрева газа перед подачей потребителю [1]. Подогрев газа может осуществляться до или после ДГА.

В работе разработана схема утилизации ВЭР на КС магистральных газопроводов, которая предполагает использование энергии избыточного давления топливного газа. Для подогрева потока охлажденного топливного газа после ДГА предлагается утилизировать теплоту части транспортируемого газа после компримирования. Это решение позволяет частично отказаться от использования аппаратов воздушного охлаждения газа и получить бестопливную схему энерготехнологического комплекса на базе ДГА для выработки электроэнергии.

Использование всего потока транспортируемого газа нецелесообразно, т.к. его расход несоизмеримо больше расхода топливного газа, в результате

чего температура транспортируемого газа после теплообменного аппарата практически не изменится. Предлагаемая схема представлена на рисунке 1. Природный газ в количестве, необходимом для обеспечения собственных нужд ГТУ, отбирается из магистрального газопровода перед нагнетателем, проходит очистку и дополнительную осушку (1) и далее поступает в ДГА (2), где за счет энергии избыточного давления газа происходит выра-

ботка электроэнергии. После ДГА охлажденный поток газа поступает в теплообменный аппарат (ТОА) (3), где подогревается частью потока газа, транспортируемого после компримирования. Подогретый в ТОА (3) топливный газ поступает в коллектор топливного газа КС, откуда подается в камеру сгорания ГТУ.

Основной поток транспортируемого газа после компримирования на КС направляется для охлаждения в аппа-

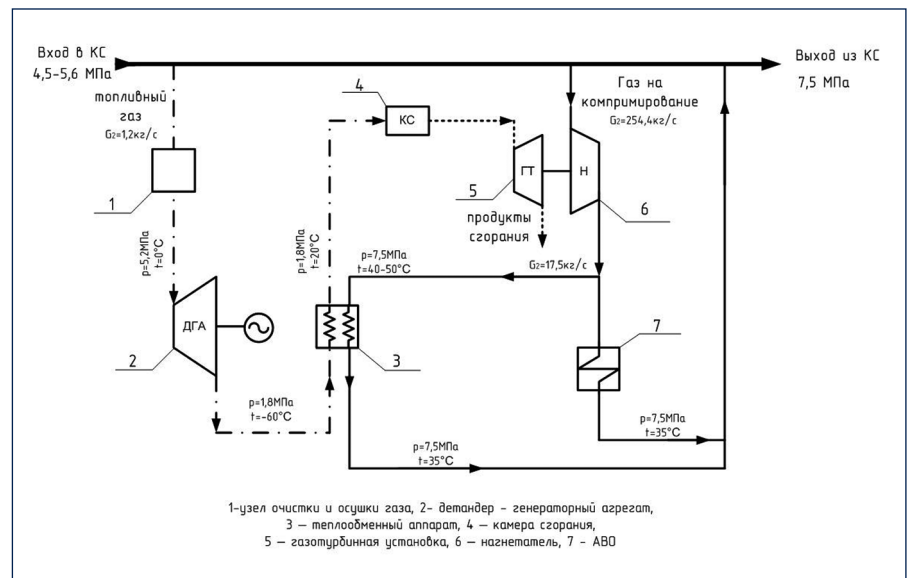


Рис. 1. Энерготехнологический комплекс на базе ДГА на КС

Fig. 1. Energotechnological complex on the basis of expander-generator machinery at the compressor station

Ссылка для цитирования (for references):

Байков И.Р., Молчанова Р.А., Гатауллина А.Р. Энерготехнологический комплекс на базе детандер-генераторных агрегатов на компрессорной станции // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 6. – С. 114–118.

Baykov I.R., Molchanova R.A., Gataullina A.R. Jenergotehnologicheskij kompleks na baze detander-generatornyh agregatov na kompressornoj stancii [Energotechnological complex on the basis of expander-generator machinery at the compressor station]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 6. P. 114–118.

Таблица 1. Результаты расчета показателей работы ДГА  
Table 1. Results of the expander-generator machine operation indicators calculation

Расход газа G, кг/с Gas flow rate G, kg/s	Давление газа на входе $p_{вх}, \text{ МПа}$ Gas pressure at the inlet $p_{in}, \text{ МПа}$	Давление газа на выходе $p_{вых}, \text{ МПа}$ Gas pressure at the outlet $p_{out}, \text{ МПа}$	Температура газа на входе $t_{вх}, ^\circ\text{C}$ Gas temperature at the inlet $t_{in}, ^\circ\text{C}$	Удельная работа Lд, кДж/кг Specific work Ld, kJ/kg	Мощность Ne, кВт Capacity Ne, kW	Продолжительность календарного года, ч Duration of the calendar year, h	Относительное время нахождения ГТУ в работе Relative time of the gas turbine plant in operation	Годовая выработка электроэнергии Э, МВт-ч Annual generation of electric power E, MW-h
1,2	5,2	1,8	0	133,6	129,5	8760	0,384	435,533

раты воздушного охлаждения и затем поступает в магистральный газопровод. Наиболее распространенными газоперекачивающими агрегатами в системе газоснабжения с газотурбинным приводом являются агрегаты ГТК-10 (791 шт.) и ГПА-Ц-16 (536 шт.) [2]. Расход топливного газа для агрегата ГТК-10 составляет 0,7 кг/с, а для ГПА-Ц-16 – 1,2 кг/с. В связи с этим для анализа принят энерготехнологический комплекс на базе агрегата ГПА-Ц-16. Исходные данные, принятые для расчета: транспортируемый газ – чистый

метан, давление на входе и выходе станции технологического понижения давления топливного газа – 5,2/1,8 МПа, расход топливного газа – 1,2 кг/с, температура газа на входе в КС – 0 °С, температура в коллекторе топливного газа КС – 20 °С, температура газа после нагнетателя – 40 °С, температура газа после КС – 35 °С, производительность нагнетателя (при 20 °С и 0,1013 МПа) – 33,3 млн м³/сут., внутренний относительный КПД детандера – 0,85, электромеханический КПД генератора – 0,95, КПД теплообменного аппарата –

0,95, относительное время нахождения ГТУ в работе – 0,384, продолжительность календарного года – 8760 часов. Определенная зависимость температуры газа на выходе из ДГА от температуры на входе при перепаде давлений 5,2/1,8 МПа представлена на рисунке 2. Из рисунка 2 видно, что при температуре топливного газа перед детандером 0 °С температура после ДГА будет составлять –60 °С.

Количество газа, необходимого для подогрева топливного газа после ДГА, определим из уравнения теплового баланса с учетом потерь тепла в окружающую среду при заданных изменениях температур теплоносителей [3].

Характер изменения температур при противотоке и исходные данные для данного случая представлены на рисунке 3.

Количество теплоты для подогрева топливного газа составляет:

$$Q = \eta G_1 c_{p1} (t'_1 - t''_1) = G_2 c_{p2} (t'_2 - t''_2) = 1,2 \cdot 2,386 \cdot (20 + 60) = 229 \text{ кВт.}$$

Количество газа, необходимого для подогрева топливного газа после ДГА, из уравнения теплового баланса составляет 17,5 кг/с, или 7% расхода газа, перекачиваемого агрегатом ГПА-Ц-16. Количество вырабатываемой в ДГА энергии определено по методике, представленной в [4].

Вырабатываемую в ДГА электроэнергию предполагается использовать для собственных нужд КС, в частности для привода электродвигателей АВО. Была определена экономия электроэнергии на привод аппаратов воздушного охлаждения при охлаждении части транспортируемого газа после компримиро-

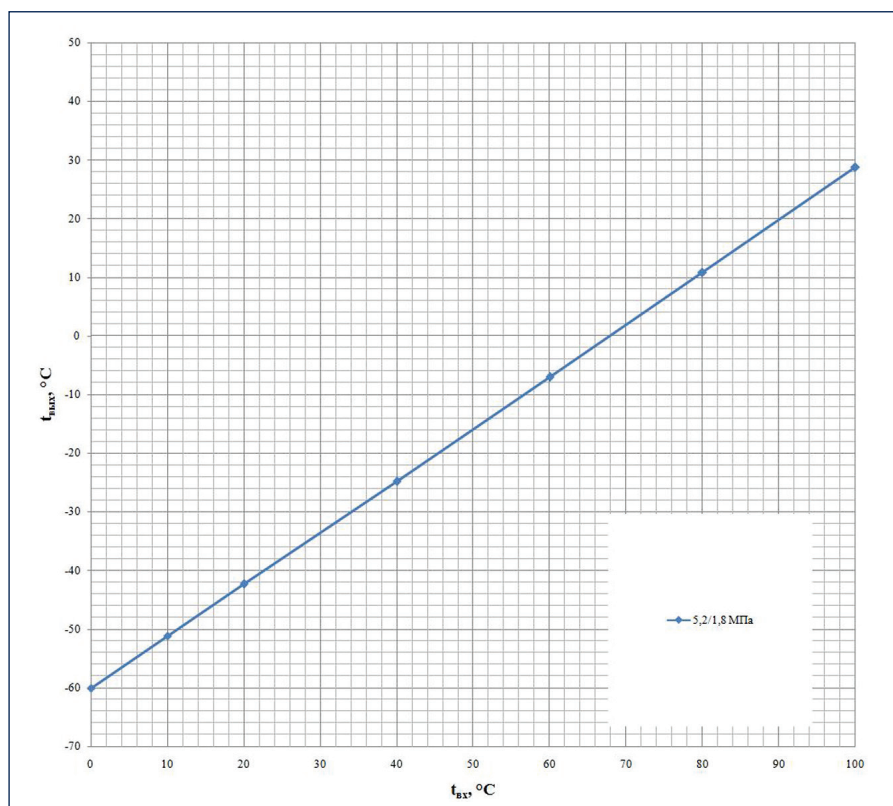


Рис. 2. Зависимость температуры газа на выходе из ДГА от температуры на входе  
Fig. 2. Dependence of gas temperature at the outlet of expander-generator machine on the inlet temperature

Таблица 2. Основные экономические показатели энерготехнологического комплекса на базе ДГА

Table 2. Main economic indicators of the energotechnological complex on the basis of the expander-generator machinery

Наименование Description	Значение Value
Капитальные затраты, тыс. руб. Capital expenditures, ths rub.	2797,200
Текущие затраты, тыс. руб. Current expenditures, ths rub.	807,030
Выработка электроэнергии, кВт·ч Electric power generation, kW·h	435533
Экономия электроэнергии на приводе АВО, кВт·ч/год Saving electric power at the air cooler drive, kW·h/year	10428
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч Production cost of electric power, rub/kW·h	1,85
ЧДД, тыс. руб. NPV, ths rub.	22654,4
ВНД, % GNI, %	37,9
ИД PI	9,1
Дисконтированный срок окупаемости, лет Discounted pay-back period, years	4,4

вания потоком топливного газа после детандера.

Зададимся расходом охлаждающей среды 50 тыс. нм<sup>3</sup>/ч и по номограмме аэродинамической характеристики вентилятора и секций с трубами с коэффициентом обрешетки  $\phi = 14,6$  аппаратов воздушного охлаждения горизонтального типа [5] определим мощность вентилятора, которая составляет 3,1 кВт при числе оборотов 213 об./мин. и угле поворота лопастей вентилятора 10° (тип колеса – ЦАГИ УК-2М, диаметр колеса – 2800 мм, число лопастей – 8).

Таким образом, годовая экономия электроэнергии при относительном времени нахождения ГТУ в работе 0,384 составит:

$$Э_{эл-э} = 3,1 \cdot 8760 \cdot 0,384 = 10,428 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет мощности детандера и выработки электроэнергии сведен в таблицу 1. Расчет экономических показателей производился в соответствии с общепринятыми методиками.

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА:

- срок службы оборудования – 20 лет;
- затраты на монтажные и пусконаладочные работы, дополнительное обо-

рудование, КИП – 20% от общей стоимости установки.

### В КАЧЕСТВЕ БАЗОВЫХ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- срок окупаемости.

Экономическая эффективность оценивается для схемы энерготехнологического комплекса на базе ДГА для газотурбинной установки ГПА-Ц-16.

Годовая выработка электроэнергии ДГА составляет 435,533 МВт·ч.

Эффект получается за счет снижения затрат на покупную электроэнергию.

Кроме того, при расчете экономических показателей учитывается дополнительная экономия электроэнергии на привод АВО газа в количестве 10,428 МВт·ч.

Средний тариф на электроэнергию принимается в размере 3,1 руб./кВт·ч.

Расчет стоимости оборудования производится по удельным показателям: капитальные затраты на энергоблок со станционной электротехнической частью составляют около 18 тыс. руб. за 1 кВт установленной мощности.

В результате исследований получены значения срока окупаемости, внутрен-

ней нормы доходности и индекса доходности. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

### ВЫВОДЫ

Таким образом, рассчитаны основные показатели работы энерготехнологического комплекса на базе ДГА на компрессорной станции.

Энерготехнологический комплекс рассчитывался для одной газотурбинной установки ГПА-Ц-16 с расходом топливного газа 1,2 кг/с.

Детандер-генераторный агрегат устанавливается на линии редуцирования топливного газа, перепад давлений в которой составляет 5,2/1,8 МПа.

Подогрев охлажденного газа после детандера осуществляется частью потока газа после компримирования в количестве 17,5 кг/с (количество теплоты на подогрев газа 229 кВт), что составляет 7% перекачиваемого газа.

Мощность детандера составляет 129,5 кВт. Годовая выработка электроэнергии при относительном времени нахождения ГТУ в работе 0,384 составляет 435,533 МВт·ч.

Мощности, вырабатываемой детандером, достаточно для привода около 3–4 вентиляторов с установленной мощностью 37 кВт. Например, аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-75(100)

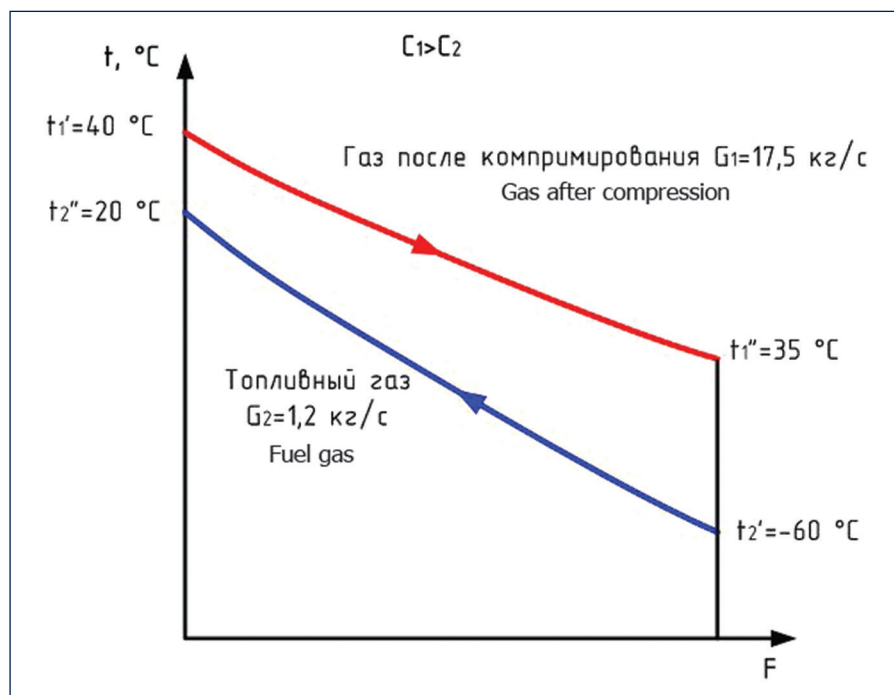


Рис. 3. Характер изменения температур при противотоке при  $C_1 > C_2$   
 Fig. 3. Temperature behavior upon counter flow, if  $C_1 > C_2$

с расходом среды 62,5 кг/с при изменении температуры газа от 70 до 45 °С имеет два вентилятора с установленной мощностью 37 кВт.

Кроме того, за счет использования части перекачиваемого газа для подогрева топливного газа после ДГА достигается дополнительный экономический

эффект 10,428 МВт·ч в виде экономии электроэнергии на привод вентиляторов АВО, которые в данном случае исключаются из схемы.

Предложенная схема позволяет комплексно использовать часть вторичных энергетических ресурсов компрессорной станции, а именно:

1) полезно использовать нереализованный потенциал избыточного давления топливного газа на КС для выработки электроэнергии в ДГА для собственных нужд станции или продажи сторонним потребителям;

2) использовать часть потенциала тепловых ВЭР нагнетателей природного газа, подогревая охлажденный поток топливного газа после ДГА частью потока газа после компримирования;

3) получить экономию покупной электроэнергии на компрессорной станции на привод вентиляторов АВО за счет охлаждения части потока газа после компримирования потоком охлажденного топливного газа после ДГА.

Из приведенных технико-экономических расчетов следует, что проект экономически эффективен, так как за 20 лет реальный доход (ЧДД) > 0 и индекс доходности ИД > 1, то есть дисконтированные выгоды превышают капиталовложения.

ЧДД, который может обеспечить данный проект за расчетный период, составляет 22,654 млн руб.

Внутренняя норма доходности ВНД составляет 37,9%.

Эффект, приходящийся на единицу инвестиций (ИД), составляет 9,1.

Дисконтированный срок окупаемости составляет 4,4 года.

Литература:

1. Байков И.Р., Гатауллина А.Р., Молчанова Р.А., Кулагина О.В. Использование энергии давления транспортируемого природного газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 2. – С. 37–40.
2. Козаченко А.Н., Никишин В.Н., Поршаков В.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов: Учебное пособие. – М.: ГУП «Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина», 2001. – 400 с.
3. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. – М.-Л.: Энергия, 1965
4. Байков И.Р., Молчанова Р.А., Гатауллина А.Р., Кулагина О.В. Предложения по представлению информации о вторичных энергетических ресурсах (ВЭР) в энергетическом паспорте // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 9. – С. 76–83.
5. Методика теплового и аэродинамического расчета аппаратов воздушного охлаждения. – М.: ВНИИНефтемаш, 1971. – 318 с.

References:

1. Baykov I.R., Gataullina A.R., Molchanova R.A., Kulagina O.V. Ispol'zovanie jenerгии davlenija transportiruемого prirodnogo gaza [Use of the pressure energy of natural gas transported]. *Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ja = Oil products and hydrocarbon crude transportation and storage*, 2013, No. 2. P. 37–40.
2. Kozachenko A.N., Nikishin V.N., Porshakov V.P. *Jenergetika truboprovodnogo transporta gazov* [Power engineering of the pipeline gas transportation]: Textbook. Moscow, Neft i Gaz Publishing House SUE, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2001. 400 p.
3. Isachenko V.P., Osipova V.A., Sukomel A.S., *Teploperedacha* [Heat transfer]. Moscow, Leningrad, Energiya Publ., 1965
4. Baykov I.R., Molchanova R.A., Gataullina A.R., Kulagina O.V. Predlozhenija po predstavleniju informacii o vtorichnyh jenergeticheskih resursah (VJeR) v jenergeticheskom pasporte [Proposals on representation of information on secondary energy sources (SER) in energy performance certificate]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2013, No. 9. P. 76–83.
5. *Metodika teplovogo i aerodinamicheskogo rascheta apparatov vozdušnogo ohlazhdenija* [Methods of heat and aerodynamic calculation of air coolers]. Moscow, VNIINEftemash, 1971. 318 p.