

УДК № 622.691.4

**А.Ф. Калинин**, д.т.н., профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия); **А.А. Коновалов**, заместитель начальника отдела, «Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности» (Москва, Россия), e-mail: a.konovалov@econom.gazprom.ru

## Оптимизация работы компрессорного цеха компрессорной станции подземного хранилища газа, оснащенного агрегатами различной единичной мощности

В статье рассматривается метод повышения надежности эксплуатации и оптимизации работы компрессорного цеха компрессорной станции подземного хранилища газа (КС ПХГ) с установленными газоперекачивающими агрегатами (ГПА) различной единичной мощности. Проведено сопоставление различных вариантов загрузки разнотипных ГПА при изменении расхода газа через систему компримирования, что дает возможность найти оптимальное сочетание работающих в компрессорном цехе (КЦ) агрегатов при всех эксплуатационных характеристиках КЦ в период закачки, а также определить границы зон их наиболее эффективного использования. Результаты расчетов энергетического эффекта показывают, что оптимальный переход между различными схемами компримирования при работе цеха с неполной загрузкой позволяет получить экономию топливного газа порядка 1,3–5,5%.

**Ключевые слова:** компрессорные станции (КС) подземных хранилищ газа (ПХГ), газоперекачивающие агрегаты (ГПА) различной единичной мощности, компрессорный цех, снижение энергетических затрат, оптимизация работы компрессорного цеха.

Режимы работы КС ПХГ характеризуются значительными колебаниями подачи газа через КЦ, относительная амплитуда которых в период закачки на 30–50% больше аналогичного показателя для линейных компрессорных станций [3]. Подобные колебания вызывают необходимость формирования систем компримирования, способных обеспечивать закачку газа во всем диапазоне возможных режимов работы компрессорного цеха с наименьшими энергетическими затратами.

Анализ возможностей агрегатного парка, планируемого к установке на некоторых КС ПХГ в ходе реконструкции, показал, что при резких скачках расхода газа через цех могут возникать такие режимы, при которых ГПА будут работать либо в зонах неэффективной работы нагнетателей, либо в зонах низкой загрузки газотурбинных установок (ГТУ), а в некоторых случаях – в области, близкой к помпажным режимам центробежных нагнетателей (ЦБН), что вызовет необходимость в исполь-

зовании регуляторов давления. Все эти обстоятельства в случае длительного проявления могут повлечь за собой увеличение энергетических затрат на сжатие природного газа и снижение надежности работы газоперекачивающего оборудования в системе компримирования [3].

Подобных проблем можно избежать с помощью установки в КЦ агрегатов различной единичной мощности [3]. Однако при этом возникает задача определения энергетически обоснованного

Ссылка для цитирования (for references):

Калинин А.Ф., Коновалов А.А. Оптимизация работы компрессорного цеха компрессорной станции подземного хранилища газа, оснащенного агрегатами различной единичной мощности // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – No 2. – С. 91–95.

Kalinin A.F., Konovалov A.A. Optimizacija raboty kompressornogo tsekha kompressornoj stancii podzemnogo hranilishha gaza, osnashhennogo agregatami razlichnoj edinichnoj motshnosti [Performance optimization of a compressor shop equipped with power units of various unit capacities at underground gas storages]. *Territoriya «NEFTEGAZ» – Oil and Gas Territory*, 2015, No 2. P. 91–95.

перехода цеха на ту или иную схему компримирования, а также выбора режимов работы ГПА при изменении объемов закачки и степени повышения давления природного газа, обеспечивающих минимальные затраты топливного газа.

Рассмотрим компрессорный цех ПХГ, в котором установлено два агрегата «Солар» ( $N_{e0} = 3,3$  МВт,  $\eta_{e0} = 24\%$ ) и пять агрегатов ГПА-10ПХГ «Урал» ( $N_{e0} = 10,0$  МВт,  $\eta_{e0} = 31,4\%$ ), установленных после реконструкции.

При подобной конфигурации компрессорного цеха возможны режимы, при которых энергетически оправданно включать в работу как однотипные, так и разнотипные ГПА. Известно, что при работе однотипных агрегатов энергетически целесообразно распределять нагрузку между ними равномерно, несмотря на их техническое состояние [1].

В работе рассматриваются варианты оптимального распределения нагрузки между разнотипными агрегатами, обеспечивающего минимальный расход топливного газа в цехе:

$$V_{ТГ\Sigma} \rightarrow \min. \quad (1)$$

Совместная работа разнотипных ГПА становится возможной с того момента, когда расход газа через цех  $Q_{кц}$  становится равным сумме минимально допустимых расходов через каждый агрегат, т.е. выполняется условие:

$$Q_{кц} = Q_{1min} + Q_{2min}, \quad (2)$$

где  $Q_{1min}$  – минимально допустимая подача газа ГПА «Солар», оснащенным нагнетателем С1607GKA;  $Q_{2min}$  – минимально допустимая подача газа ГПА-10ПХГ «Урал», оснащенным нагнетателем ГЦ-52/66,5-160М2.

Значения минимально допустимой подачи газа газоперекачивающими агрегатами определяются из приведенных газодинамических характеристик ЦБН с учетом номинального технического состояния нагнетателей и границы помпажа [2].

При совместной работе агрегатов различной единичной мощности в качестве одного из способов оптимизации

их загрузки предлагается распределение подачи газа между агрегатами пропорционально их располагаемой мощности [2]

$$\frac{Q_{к,i}}{Q_{к,кц}} = \frac{N_{eрi}}{\sum_{i=1}^n N_{eрi}}, \quad (3)$$

где  $Q_{к,i}$  – коммерческий расход природного газа через  $i$ -й ГПА;

$Q_{к,кц}$  – коммерческий расход природного газа через КЦ;

$N_{eрi}$  – располагаемая эффективная мощность газотурбинного привода  $i$ -го ГПА;

$\sum_{i=1}^n N_{eрi}$  – суммарная располагаемая эффективная мощность энергопривода системы компримирования.

При увеличении подачи газа КЦ в период закачки возможно также полностью компенсировать этот рост за счет изменения режима работы одного из агрегатов при работе другого ГПА с минимально возможной подачей.

Сопоставление эффективности указанных способов регулирования режимов работы агрегатов при увеличении расхода газа через КЦ проводилось по величине цехового расхода топливного газа  $V_{ТГ\Sigma} = f(Q_{кц}, \varepsilon)$ .

При этом цеховой расход топливного газа определялся по соотношению [2, 4]:

$$V_{ТГ} = \frac{N_e}{\eta_e \cdot Q_{нр}}, \quad (4)$$

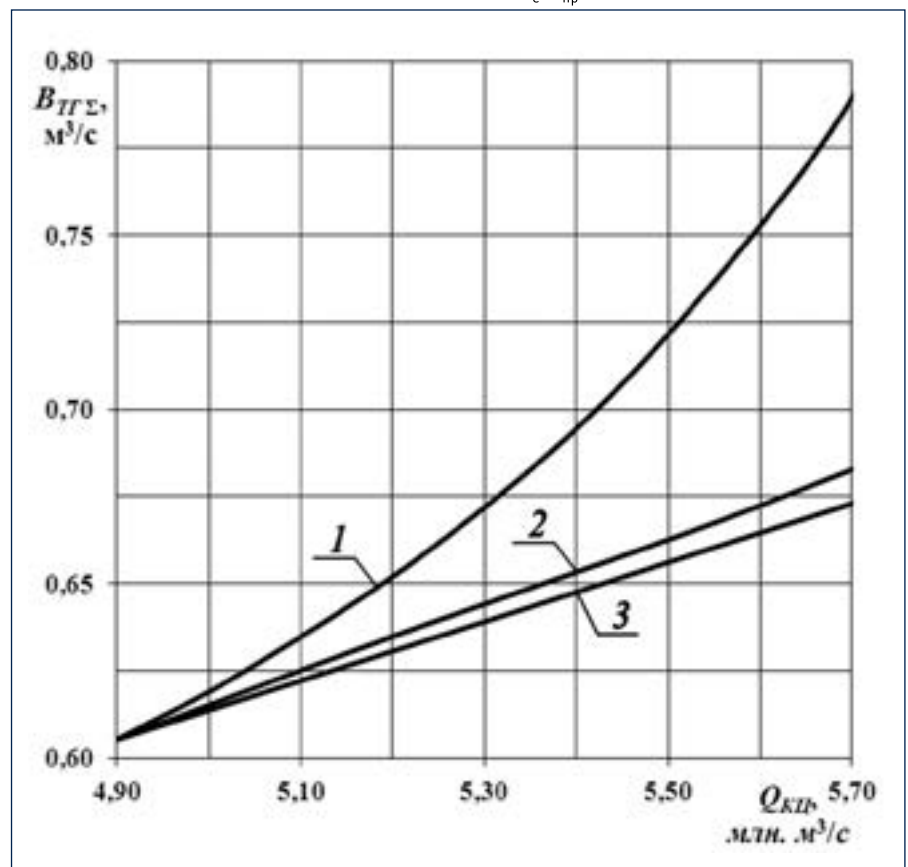


Рис. 1. Сопоставление эффективности способов регулирования режимов работы агрегатов различной единичной мощности при увеличении расхода газа через КЦ

1 – увеличение загрузки ГПА «Солар», ГПА-10ПХГ работает с минимально возможной загрузкой;

2 – распределение нагрузки между агрегатами пропорционально их располагаемой мощности;

3 – увеличение загрузки ГПА-10ПХГ, ГПА «Солар» работает с минимально возможной загрузкой

Fig. 1. Comparing the efficiency of the methods for regulating the operation modes of the units with various unit capacities when consumption of gas through a compressor shop increases

1 – increasing the load borne by Solar gas pumping unit, ГПА-10ПХГ operates with a minimum possible load;

2 – distribution of load between the units in proportion to their available capacity;

3 – increasing the load borne by ГПА-10ПХГ gas pumping unit, Solar gas pumping unit operates with a minimum possible load

Таблица. Экономия топливного газа при использовании ГПА различной единичной мощности  
Table. Fuel gas saving when using gas pumping units with various unit capacities

Степень повышения давления, ε Degree of pressure increase, ε	Расход топливного газа при совместной работе агрегатов ГПА-10ПХГ и «Солар», B <sub>ГТГ</sub> , м <sup>3</sup> /час Fuel gas consumption during joint operation of ГПА-10ПХГ and Solar units, B <sub>ГТГ</sub> , m <sup>3</sup> /hour	Расход топливного газа при работе двух агрегатов ГПА-10ПХГ, B <sub>ГТГ</sub> , м <sup>3</sup> /час Fuel gas consumption during operation of two ГПА-10ПХГ units, B <sub>ГТГ</sub> , m <sup>3</sup> /hour	Относительная экономия топливного газа Δ, % Relative fuel gas saving Δ, %
1,5	941,8	962,9	2,2
1,6	2231,6	2322,9	3,9
1,7	3561,6	3767,0	5,5
1,8	2597,5	2706,3	4,0
1,9	2893,2	3014,3	4,0
2,0	2564,9	2644,6	3,0
2,1	2011,1	2057,2	2,2
2,2	1115,2	1130,3	1,3

где N<sub>e</sub> – эффективная мощность ГТУ агрегата;

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{\text{мех}}} = \frac{G}{\eta_{\text{мех}}} \cdot \left| \frac{k}{k-1} \cdot \rho_1 v_1 \cdot \left( 1 - \varepsilon^{\frac{k-1}{\eta_{\text{пол}}}} \right) \right| \quad (5)$$

где η<sub>e</sub> – эффективный КПД ГТУ агрегата;

$$\eta_e = \frac{\eta_{e0} \cdot \bar{N}_{\text{енр}}}{1 - 0,75 \cdot (1 - \bar{N}_{\text{енр}})} \quad (6)$$

где Q<sub>нр</sub> – низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м<sup>3</sup>;

G – массовый расход газа через ЦБН, кг/с;

η<sub>мех</sub> – механический КПД ГПА;

k – показатель адиабаты природного газа при температуре и давлении на входе ЦБН;

ρ<sub>1</sub>v<sub>1</sub> – потенциальная функция природного газа при температуре и давлении на входе ЦБН, Дж/кг;

ε – степень повышения давления газа в ЦБН;

η<sub>пол</sub> – средний политропный КПД процесса сжатия в системе компримирования КЦ;

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{\sum_{i=1}^n \eta_{\text{пол}i} \cdot N_{ii}}{N_{i\Sigma}} \quad (7)$$

где η<sub>полi</sub> – политропный КПД процесса сжатия в центробежном нагнетателе i-го ГПА с учетом технического состояния ЦБН;

n – число ГПА, работающих при параллельной схеме;

N<sub>iΣ</sub> – суммарная внутренняя мощность, затрачиваемая на сжатие природного газа в цехе;

η<sub>e0</sub> – паспортное значение эффективного КПД ГТУ;

$\bar{N}_{\text{енр}}$  – приведенная относительная мощность установки;

$$\bar{N}_{\text{енр}} = \frac{N_e}{N_{e0}} \cdot \sqrt{\frac{T_{a0} \cdot p_{a0}}{T_a \cdot p_a}} \quad (8)$$

где T<sub>a0</sub>, p<sub>a0</sub> – температура и давление атмосферного воздуха при стандартных стационарных условиях (T<sub>a0</sub> = 288 К, p<sub>a0</sub> = 760 мм рт. ст.);

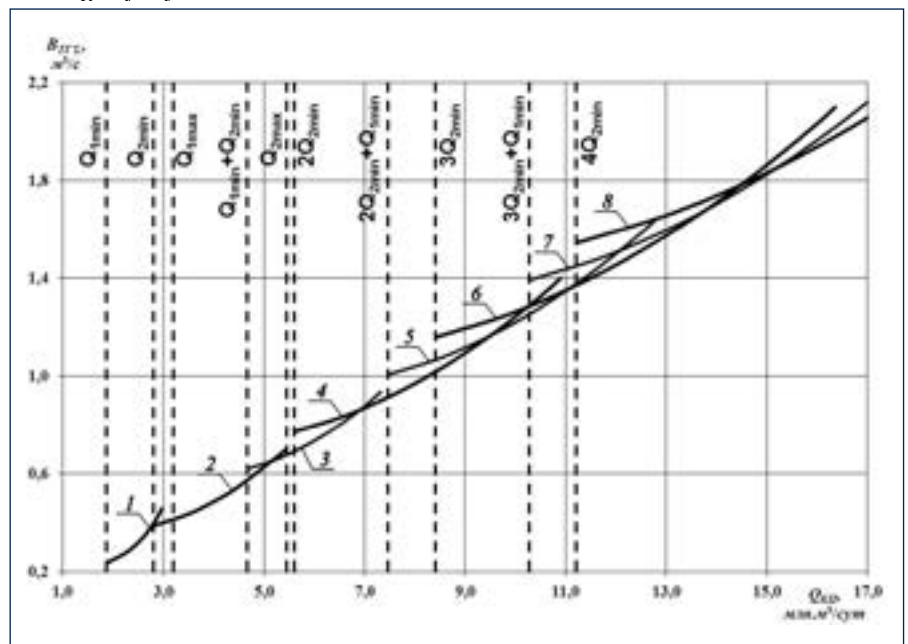


Рис. 2. Зависимости расхода топливного газа ВТГ от расхода технологического газа по цеху при степени повышения давления = 1,7 и использовании различных схем компримирования с оптимальным распределением загрузки ГПА

1 – один ГПА «Солар»; 2 – один ГПА-10ПХГ; 3 – ГПА «Солар» + ГПА-10ПХГ; 4 – два ГПА-10ПХГ; 5 – ГПА «Солар» + два ГПА-10ПХГ; 6 – три ГПА-10ПХГ; 7 – ГПА «Солар» + три ГПА-10ПХГ; 8 – четыре ГПА-10ПХГ

Fig. 2. Dependence of fuel gas BTG consumption by the vortex heat generator on process gas consumption at the shop with the degree of pressure increase = 1.7 and use of various compressing diagrams with optimal distribution of gas pumping unit load

1 – one Solar gas pumping unit; 2 – one ГПА-10ПХГ gas pumping unit; 3 – Solar gas pumping unit + ГПА-10ПХГ gas pumping unit; 4 – two 10ПХГ gas pumping units; 5 – Solar gas pumping unit + two ГПА-10ПХГ gas pumping units; 6 – three ГПА-10ПХГ gas pumping units; 7 – Solar gas pumping unit + three ГПА-10ПХГ gas pumping units; 8 – four ГПА-10ПХГ gas pumping units

$T_a, p_a$  – температура и давление атмосферного воздуха;  
 $N_{e0}$  – паспортное значение эффективной мощности ГТУ.

Следует отметить, что термодинамические свойства природного газа, необходимые для расчета расхода топливного газа в системе компримирования КЦ, определялись по эмпирическим соотношениям, полученным на основе обработки опытных данных [2].

Как показывают результаты расчетов, наименее эффективным способом регулирования является вариант увеличения загрузки агрегата меньшей мощности при увеличении расхода газа через КЦ, а наименьшие затраты топливного газа ВТГ наблюдаются при увеличении загрузки ГПА-10ПХГ и одновременной работе ГПА «Солар» с минимальным расходом газа через ЦБН (рис. 1). При этом вариант с распределением нагрузки между ГПА пропорционально их располагаемой мощности близок по затратам к оптимальному и при некоторых условиях

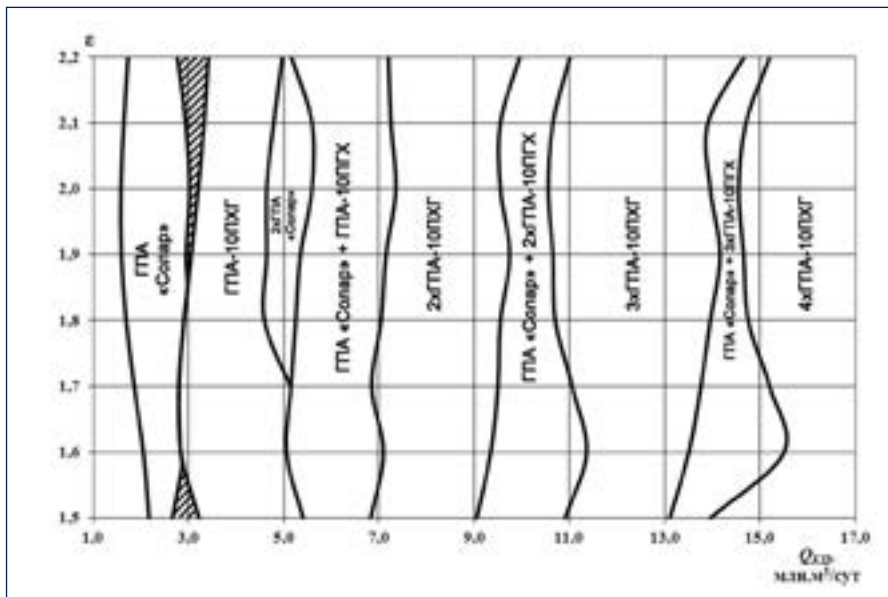


Рис. 3. Оптимальные схемы компримирования и области их энергетически целесообразного использования при оснащении КЦ ПХГ агрегатами различной единичной мощности  
 ■ – области, где можно осуществить закачку агрегатами ГПА-10ПХГ с использованием перепуска

Fig. 3. Optimal compressing diagrams and fields of their energy-reasonable use with compressor shops of underground gas storages equipped with units of various unit capacities  
 ■ – areas where pumping can be performed with ГПА-10ПХГ units using a bypass



**РМЭФ**

Российский Международный Энергетический Форум

**19 – 22  
 МАЯ  
 2015**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
 ЭКСПОФОРУМ  
 Петербургское шоссе, 64/1

**XXII  
 МЕЖДУНАРОДНАЯ  
 ВЫСТАВКА**



**ЭНЕРГЕТИКА И  
 ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

www.energetika.expoforum.ru  
 www.rief.expoforum.ru  
 energetika@expoforum.ru  
 rief@expoforum.ru  
 +7 812 240 40 40  
 доб. 154, 160, 213, 217

**EXPOFORUM**

Выставочное объединение  
**РЕСТЭК®**

www.energetika-restec.ru  
 energo@restec.ru  
 +7 812 303 88 68

**12+**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР  
**ГАЗПРОМ  
 ЭНЕРГОХОЛДИНГ**

ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР  
 КОНГРЕССНОЙ ЧАСТИ  
 РМЭФ-2015

www.biointernational.ru  
**BIOENERGY**  
 международная биоэнергетика International

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
 ИНФОРМАЦИОННЫЙ  
 СПОНСОР

**ЭНЕРГЕТИКА  
 И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ  
 РОССИИ**

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ  
 ИНТЕРНЕТ-СПОНСОРЫ

**RusCable.Ru**

**elec.ru**

ИНФОРМАЦИОННЫЙ  
 СПОНСОР

**ЭЛЕКТРО  
 ЭНЕРГИЯ**

работы цеха может стать предпочтительным.

Определение энергетически целесообразного способа регулирования ГПА различной единичной мощности в КЦ дает возможность провести сопоставление и найти оптимальные схемы компримирования во всем диапазоне изменения подачи газа через цех при различных значениях степени повышения давления с учетом технически возможных диапазонов работы ЦБН и ГТУ (рис. 2).

Анализ полученных результатов расчета показывает, что при степени повышения давления  $\varepsilon = 1,7$  за счет одного ГПА «Солар» можно обеспечивать закачку лишь до  $Q_{\text{КЦ}} = 2,97$  млн м<sup>3</sup>/сут., а в диапазоне значений расхода газа от  $Q_{\text{КЦ}} = Q_{2\text{min}}$  до 5,2 млн м<sup>3</sup>/сут. энергетически целесообразно обеспечивать работу цеха одним

агрегатом ГПА-10ПХГ. В диапазоне значений расхода газа  $Q_{\text{КЦ}} = 5,2 \div 7,0$  млн м<sup>3</sup>/сут. энергетически оправданно использовать разнотипные агрегаты с минимальным расходом газа через ГПА «Солар», обеспечивая увеличение подачи за счет изменения режима работы ГПА-10ПХГ, и т.д.

Проведение подобных расчетов для различных значений степени повышения давления газа во всем диапазоне ее изменения дает возможность найти оптимальное сочетание работающих в цехе агрегатов при всех эксплуатационных характеристиках компрессорного цеха в период заправки (рис. 3).

Оценка энергетического эффекта оптимального выбора схемы компримирования при использовании ГПА различной единичной мощности проводилась по значению относительной экономии то-

пливного газа при переходе от схемы компримирования, в которую включены однотипные агрегаты ГПА-10ПХГ, к оптимальной схеме.

Так, к примеру, при расходе газа через КЦ на уровне  $Q_{\text{КЦ}} = Q_{2\text{min}} \approx 5,7$  млн м<sup>3</sup>/сут. переход от системы компримирования с использованием двух агрегатов ГПА-10ПХГ к системе, включающей два ГПА различной единичной мощности, позволяет получить экономию топливного газа порядка 1,3–5,5% (табл.).

Таким образом, использование ГПА различной единичной мощности в компрессорном цехе КС ПХГ позволяет не только расширить диапазон возможных режимов работы цеха, но и в некоторых случаях подобрать такую схему компримирования, которая позволяет снизить расход топливного газа при работе компрессорного цеха с неполной загрузкой.

#### Литература:

1. Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В. Интенсификация магистрального транспорта газа. – М.: Недра, 1991. – 271 с.
2. Калинин А.Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов: Учебное пособие. – М.: МПА-Пресс, 2011. – 264 с.
3. Калинин А.Ф., Коновалов А.А. Особенности формирования систем компримирования при реконструкции компрессорных станций подземных хранилищ газа // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 45–49.
4. Р Газпром 2-3.5-438-2010 «Расчет теплотехнических, газодинамических и экологических параметров газоперекачивающих агрегатов на переменных режимах». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 70 с.

**A.F. Kalinin**, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia), Doctor of Technical Sciences, professor of the department of thermodynamics and heat engines;

**A.A. Konovalov**, Scientific-Research Institute of Economics and Management Organization in Gas Industry LLC (Moscow, Russia), deputy chief of department, e-mail: a.konovalov@econom.gazprom.ru

### Performance optimization of a compressor shop equipped with power units of various unit capacities at underground gas storages

*This article deals with the method to enhance reliability of operation and optimization of performance of the compressor shop of the underground gas storage facilities with installed gas pumping units of various unit capacities. Various options for various types of gas pumping units loading were compared when changing the gas flow through the compression system, which allows finding the optimal combination of units operating in the compressor shop under all operating characteristics of the compressor shop during injection, as well as determining the boundaries of areas of their most efficient use. Results of the energy effect calculation show that optimal transition between various compression schemes during the shop part-load operation allows getting fuel gas savings of about 1.3–5.5%.*

**Keywords:** compressor station of underground gas storage, compressor units with different power, compressor shed, cost reduction, optimization of compressor shed operation.

#### References:

1. Galiullin Z.T., Leontyev Ye.V. *Intensifikatsiya magistral'nogo transporta gaza* [Intensification of mainline gas transport]. Moscow, Nedra, 1991. 271 p.
2. Kalinin A.F. *Raschet, regulirovanie i optimizatsiya rezhimov raboty gazoperekachivayuschikh agregatov* [Calculation, control and optimization of gas pumping units operation]: Teaching aid. Moscow, MPA-Press, 2011. 264 p.
3. Kalinin A.F., Konovalov A.A. *Osobennosti formirovaniya sistem komprimirovaniya pri rekonstruktsii kompressornykh stantsiy podzemnykh khranilish gaza* [Special aspects of forming compression systems when reconstructing compressor stations of underground gas storage facilities]. *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse = Quality management in the oil and gas industry*, 2013, No. 3. P. 45–49.
4. R Gazprom 2-3.5-438-2010 «*Raschet teplotekhnicheskikh, gazodinamicheskikh i ekologicheskikh parametrov gazoperekachivayutshikh agregatov na peremennykh rezhimakh*» [«Calculation of thermotechnical, gas-dynamic and environmental characteristics of gas pumping units and variable mode»]. Moscow, Gazprom JSC, 2010. 70 p.