

УДК 62-52:656.56

**О.В. Крюков**

АО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

## **ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВМЕСТИМОСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ ГАЗА**

Предложен комплексный анализ перспектив совершенствования функциональных возможностей и энергетических характеристик центробежных нагнетателей газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Показано, что энергосберегающий подход к реализации требований повышения эффективности и полезного использования энергии технологических установок и агрегатов на объектах топливно-энергетического комплекса предусматривает необходимость проведения газодинамических исследований на газоперекачивающих агрегатах дожимных и линейных компрессорных станций. Обоснованы причины появления нерасчетных режимов работы магистральных газопроводов, которые связаны с изменением их конфигураций, изменением параметров агрегатов, с колебаниями рельефных и природных факторов, а также перераспределением нагрузок газа между цехами. Проведен анализ натурных испытаний различных центробежных нагнетателей с типовыми степенями сжатия и использованием сменных проточных частей. Сопоставлены основные характеристики нагнетателей типа 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 по температуре и потребляемой мощности. Исходные неэффективные их режимы на компрессорных станциях объясняются начальным рассогласованием газодинамических параметров агрегатов с характеристиками сети газопроводов и снижением производительности по сравнению с проектом. Рассмотрены принципы и состав технологической цепи реализации технических средств и алгоритмов энергоэффективных технологий с получением дополнительных эффектов энергосбережения. Показанные в статье косвенные резервы по снижению расхода электроэнергии на компрессорных станциях обеспечиваются, в частности, дозарядкой параллельно работающих агрегатов по подаче и по мощности, устойчивостью совместной работы в рамках цеха и ограничениями возможности попадания в зону помпажа. Предложены рекомендации по дальнейшему совершенствованию характеристик центробежных нагнетателей мегаваттного класса на газотурбинных компрессорных станциях.

**Ключевые слова:** центробежный нагнетатель; сопоставление характеристик, газоперекачивающий агрегат; компрессорная станция; энергоэффективность.

**O.V. Kryukov**

JSC «Giprogazcenter», Nizhny Novgorod, Russian Federation

## **CHARACTERISTICS OF COMPATIBILITY OF ENERGY EFFICIENT CENTRIFUGAL SUPERCHARGERS OF GAS**

The complex analysis of prospects of improvement of functionality and power characteristics of centrifugal superchargers of gas at compressor stations of the main gas pipelines is offered. It is shown that energy saving approach to implementation of requirements of increase in efficiency and useful use of energy technological installations and units on objects of fuel and energy complex provides need of

carrying out gas-dynamic researches on gas-distributing units of booster and linear compressor stations. The reasons of emergence of off-design operating modes of the main gas pipelines which are connected with change of their configurations, change of parameters of units, fluctuations of relief and natural factors, and also redistribution of loadings of gas between shops are proved. The analysis of natural tests of various centrifugal superchargers with standard extents of compression and use of replaceable flowing parts is provided. The main characteristics of superchargers of 235-21-1 and 235 type of HRC 1,32/76 – 5000 on temperature and power consumption are compared. Their initial inefficient modes at compressor stations have a talk an initial mismatch of gas-dynamic parameters of units with characteristics of network of gas pipelines and decline in production in comparison with the project. The principles and structure of a technological chain of realization of a technical means and algorithms of energy efficient technologies with obtaining additional effects of energy saving are considered. The indirect reserves shown in article on decrease in an expense of the electric power at compressor stations are provided, in particular, with additional charge in parallel of the working units on giving and on power, stability of collaboration within the shop and restriction of hit in a surge zone. Recommendations about further improvement of characteristics of centrifugal superchargers of a megawatt class at gas-turbine compressor stations are offered.

**Keywords:** centrifugal supercharger; comparison of characteristics, gas-distributing unit; compress weed station; energy efficiency.

**Введение.** Проблема эффективности эксплуатационных режимов центробежных нагнетателей (ЦБН) природного газа возникает в связи с неизбежными отклонениями в реальной работе магистральных газопроводов (МГ) от проектных условий [1–3]. Это объясняется тем, что при проектировании МГ и установленной мощности ЦБН на компрессорных станциях (КС) в основном рассматриваются 3 расчетных режима: зимний, летний и среднегодовой (межсезонный) [4–6]. Реже выполняется более детальное исследование с помесечными расчетами режимов ЦБН [7–10]. Практика проектирования и эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) показала, что в большинстве случаев для этого достаточно рассмотреть только стационарные режимы подачи газа [3, 11–13].

Однако в результате развития структуры Единой системы газоснабжения РФ, появления новых крупных источников и потребителей газа, изменения объемов добычи и потребления величина и даже направление газопотоков могут значительно изменяться, вплоть до реверсивных поставок [1, 14–17]. Поэтому режимы работы МГ и особенно производительность его ЦБН на отдельных участках могут существенно отличаться от расчетных. Кроме того, причинами возникновения нерасчетных режимов являются непроектное давление и температура газа у его поставщиков, которые чаще всего изменяются случайным образом [18–22]. Как правило, снижение начального давления МГ служит причиной снижения его производительности и увеличения удельной энергоемкости [23–26].

Таким образом, нерасчетные режимы связаны с техническим, технологическим и климатическим состоянием МГ и возникают по причинам:

- отклонения от проекта по конфигурации газопровода;
- изменения по составу и характеристикам производственных мощностей;
- неудовлетворительного состояния оборудования ГПА, КС и линейного производственного участка (ЛПУ);
- значительных колебаний метеорологических факторов (по сравнению с расчетными), связанных с изменениями климата в России в последние годы;
- неоптимального управления МГ, включая нештатное распределение нагрузки между КС, цехами на многоцеховых КС и отдельными ГПА в КС.

Поскольку режим работы КС МГ практически определяется производительностью газопровода, главной задачей ГПА является необходимость постоянно поддерживать номинальное давление газа на выходе КС независимо от влияния всех внешних возмущений детерминированной или стохастической природы [27–30]. Системное решение этой задачи позволяет обеспечить оптимальную загрузку ГПА, максимальную энергоэффективность линейных участков, КС МГ и высокую надежность [31–35].

Все это обуславливает необходимость внедрения комплекса современных инновационных энергосберегающих технологий при реконструкции и модернизации КС с ГПА, а также при новом строительстве КС [3, 36–38], а именно:

- 1) увеличение единичной мощности ГПА до 50 МВт с учетом планируемых объемов транспортируемого газа и долгосрочных перспектив МГ;
- 2) применение осевых компрессоров на ГПА с КПД до 90 %, обеспечивающих снижение энергопотребления, в том числе снижение потерь газа до 8 %;
- 3) повышение эффективности низконапорных режимов транспорта газа на разгруженных МГ или на отдельных участках с экономией до 10 %;
- 4) согласование газодинамических и энергетических характеристик ГПА и газопроводов за счет внедрения новых высокоэкономичных

сменных проточных частей ЦБН и перевода цехов на более экономичное полнапорное сжатие с переобвязкой агрегатов (эффект экономии электроэнергии до 10 %);

5) внедрение новых конструкторских решений ГПА с объединением ЦБН и привода в едином корпусе с реализацией безредукторных и безмасляных технологий электромагнитного подвеса с минимизацией площадей, повышения надежности и снижения эксплуатационных расходов.

При этом обеспечивается также возможность реализации инновационных энергосберегающих технологий эксплуатации МГ:

- оптимизация режимов электроприводных КС на основе применения системных программно-оптимизированных комплексов с экономией газа до 4 %;

- регулирование режимов работы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа на основе применения преобразователей частоты (ПЧ) в приводе вентиляторов АВО газа с эффектом экономии электроэнергии до 20 %;

- внедрение турбодетандерных установок на газораспределительных станциях с возможностью выработки электроэнергии до 50 млрд. кВт·ч/год;

- повышение гидравлической эффективности ЛПУ с учетом потоковой загрузки ЛПУ МГ на основе установки комплектов камер приема-запуска очистных устройств, позволяющих проводить очистку полости трубопроводов, своевременную диагностику и ремонт для поддержания гидравлической эффективности МГ на нормативном уровне (сокращение затрат до 2 %).

**Характеристики нагнетателей и их влияние на привод.** Как известно, центробежные нагнетатели представляют собой лопаточные компрессорные машины с соотношением давления сжатия свыше 1,1, которые не имеют специальных устройств для охлаждения газа в процессе его сжатия. Они могут быть неполнонапорными (одноступенчатые) и полнонапорными. Первые, имеющие степень сжатия в одном ЦБН 1,25–1,27, используются при последовательной схеме компримирования газа на КС, вторые – полнонапорные, имеющие  $\varepsilon = 1,45 \dots 1,51$ , используются при коллекторной схеме обвязки КС.

Типовой параметрический ряд ЦБН, используемых в транспорте природного газа, представлен в табл. 1, а современный технический

уровень эффективности серийно выпускаемых газовых компрессоров – в табл. 2.

Важной характеристикой нагнетателя является его производительность. Применительно к МГ различают объемную  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{мин}$ ), массовую  $G$  ( $\text{кг}/\text{ч}$ ) и коммерческую подачу газа  $Q_k$  ( $\text{млн}\cdot\text{Нм}^3/\text{сут}$ ). Перевод величин в другие осуществляется с использованием уравнения Клапейрона с поправкой на сжимаемость газа:  $z, Pv = zRT$ .

Таблица 1

Типовой параметрический ряд ЦБН

Тип КС и ЦБК	Отношение давлений	Давление газа на выходе ЦБК, МПа					
ЛКС, «полнонапорный» ЦБК	1,25	5,5	7,45				
	1,35	5,5	7,45				
	1,44 (1,50) 1,70	5,5	7,45	8,3	10,0	12,0	
ДКС, многоступенчатый ЦБК (длинный корпус)	1,25	–	–	7,45	–	–	
	1,44	4,0	5,5	7,45	–	–	
	1,70	2,8	4,5	7,45	9,5	12,5	
	2,20	2,0	4,0	7,45	9,5	12,5	
	3,00	1,5	3,0	6,00	9,5	12,5	
	5,00			6,6			
КС ПХГ, многоступенчатый ЦБК традиционной схемы	1,70	–	4,5	7,45	12,5	–	
	2,20	2,0	4,0	7,45	14,7	–	
	3,00	–	–	7,45	14,7	21,0	
КС ПХГ, двухсекционный ЦБК (компрессорная установка типа «тандем» с переключением секций по схеме	Парал. 1,44 Послед. 2,20	5,5	7,45	10,5	14,7		
	Парал. 1,75 Послед. 3,00	5,5	8,3	10,5	14,7	12,5	25,0
	Парал. 2,20 Послед. 5,00	10,5	16,0	22,0	29,0	24,0	36,0
НКС	2,70					22,8	
	3,60					22,0	

При использовании  $G$ , характеризующей количество газа, протекающего в единицу времени через сечение всасывающего патрубка, применяется уравнение Клапейрона–Менделеева с использованием также поправки на сжимаемость газа  $z, PQ = GzRT$ .

Таблица 2

Технический уровень эффективности серийно выпускаемых газовых ЦБН

Класс мощности, МВт	Отношение давления	Политропный КПД (%) при выходном давлении, МПа												
		2,0	2,8	4,0	4,5	5,5	6,0	6,5	7,45	9,5	12,5	14,7	15,7	
2-4	1,25					84								
	2,7											72		
6-8	1,25			82		85	85		85					
	1,44			80	80	82			84					
	1,70		80	78	78	80		80	82		76			
	2,20	77	75	76		75		75	76		76	74	74	
10-12,5	1,25					85			85					
	1,35					83								
	1,44					84			85					
	1,50													
	1,70			78						80				
	2,40												70	
16-25	5,00							78						
	1,25					85			85					
	1,35								84					
	1,44			82		85			86	82				
	1,70		74		80	78			80	78	78	70		
	2,20	80		80		80			75			70		
	3,00		74				78							

Примечание. Показатели относятся к серийной товарной продукции. Перспективные разработки и прототипы могут иметь показатели КПД на 1,5–3 % больше

Коммерческая подача  $Q_k$  определяется по параметрам состояния во всасывающей патрубке, приведенным к нормальным физическим условиям ( $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $P = 0,101 \text{ МПа}$ ). Для определения коммерческой подачи используется уравнение Клапейрона для стандартных условий:  $P_0 v_0 = RT_0$ ;  $Q_k = G / \rho_0$  и  $\rho_0 = P_0 / RT_0$ . Особенности и эксплуатационные качества каждого ЦБН определяются его характеристиками при натуральных испытаниях.

Совокупность характеристик нагнетателей – это зависимости степени сжатия  $\epsilon$ , политропического КПД ( $\eta_{пол}$ ) и удельной приведенной мощности  $(N_i / \rho_n)_{пр}$  от приведенного объемного расхода газа  $Q_{пр}$ . Строятся такие характеристики для заданного значения газовой постоянной  $R_{пр}$ , коэффициента сжимаемости  $z_{пр}$ , показателя адиабаты, принятой расчетной температуры газа на входе в нагнетатель  $T_v$  в принятом диапазоне изменения приведенной относительной частоты вращения  $(n / n_0)_{пр}$ . Типовая характеристика нагнетателя типа 370-18-1 приведена на рис. 1.

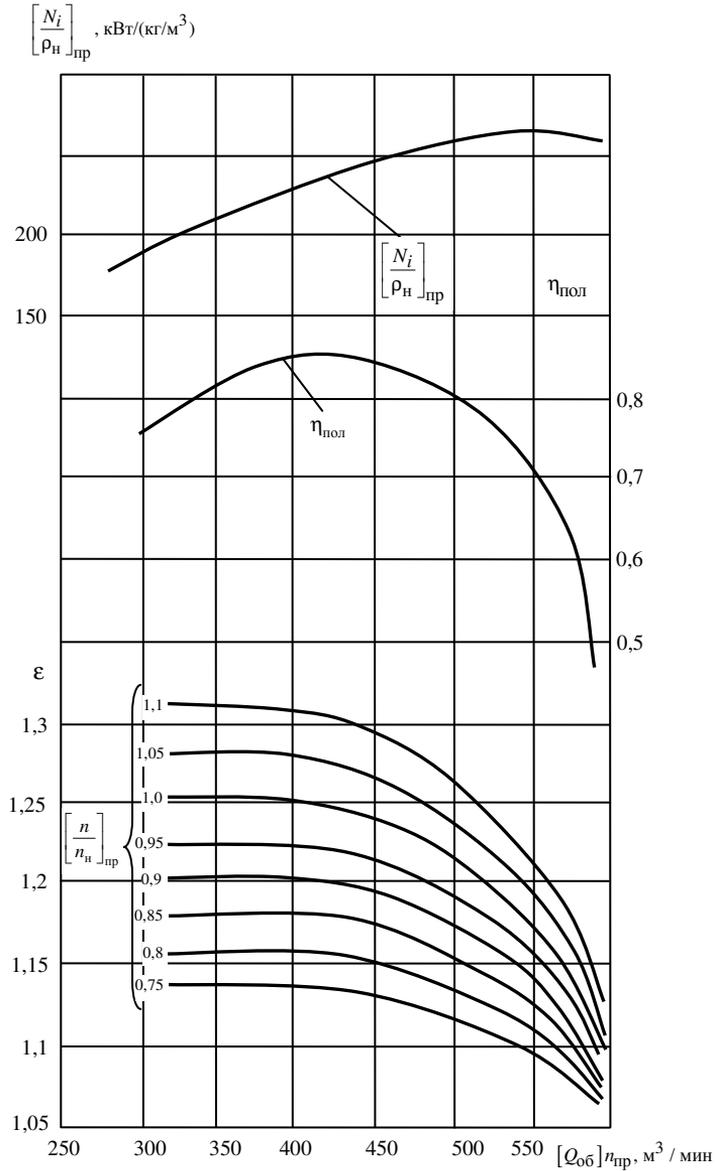


Рис. 1. Характеристики ЦБН 370-18-1  
при  $T_{н пр} = 288 \text{ К}$ ;  $z_{пр} = 0,9$ ;  $R_{пр} = 490 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$

По этим характеристикам определяют политропический КПД  $\eta_{пол}$  и приведенную внутреннюю мощность нагнетателя  $(N_i / \rho_n)_{пр}$  :

$$\left( \frac{n}{n_0} \right)_{пр} = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} T_{пр}}{z_B R T_B}}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{в}} \cdot \frac{n_0}{n}. \quad (2)$$

Внутренняя мощность, потребляемая ЦБН, определяется соотношением:

$$N_i = \left( \frac{N_i}{\rho_{\text{н}}} \right)_{\text{пр}} \cdot \left( \frac{n}{n_0} \right)_{\text{пр}}^3 \cdot \rho_{\text{н}}. \quad (3)$$

В соотношениях (1)–(3) индексом «0» отмечен номинальный режим работы нагнетателя; индексом «в» – параметры на входе в нагнетатель. Плотность газа  $\rho$  при всасывании, кг/м<sup>3</sup>, определяется по соотношению:

$$\rho = P_{\text{вх}} \cdot 10^6 / zRT, \quad (4)$$

где  $P_{\text{вх}}$ ,  $T$  – абсолютное давление (МПа) и температура (К) при всасывании.

Несмотря на различие характеристик ЦБН, условий их работы и особенностей режимов отдельных МГ, все турбокомпрессоры природного газа имеют следующие закономерности, определяющие их нагрузочные свойства для привода ГПА:

1) зависимость момента нагрузки (квадратическая) и мощности на валу (кубическая) от скорости вращения в соответствии с выражениями (1)–(3);

2) продолжительный режим работы (S1 – по общепринятой классификации) с постоянной нагрузкой и редкими пускорегулирующими режимами;

3) отсутствие реверсов и интенсивных торможений, включая противовключение и рекуперативное торможение;

4) ограниченный диапазон регулирования скорости по условиям штатного режима МГ (чаще всего до 2:1);

5) отсутствие перегрузок, скачков момента, рывков и толчков момента;

6) обеспечение высокой надежности ЦБН запасом устойчивости и моторесурса в связи с максимальной категоричностью технологического процесса;

7) приоритетами достижения максимальных энергетических характеристик (КПД и коэффициент мощности) в отличие от динамики.

При разработке и модернизации систем электропривода ЦБН следует также учитывать, что каждой скорости вращения соответствует определенная критическая производительность компрессора, ниже которой возникает неустойчивый помпажный режим. Однако регулирование скорости вниз от номинальной приводит к сокращению зоны помпажа.

### **Испытания нагнетателей со сменными проточными частями.**

В настоящее время экономичность компримирования единицы объема газа электроприводными ГПА уступает соответствующим газотурбинным установкам в связи с отсутствием плавного регулирования скорости СТД. Однако, как показали испытания и анализ работы электроприводных КС, имеются резервы по снижению расхода электроэнергии на компримирование газа даже в нерегулируемом варианте ГПА. Это относится, прежде всего, к нагнетателям серии 235 с приводом от электродвигателей СТД-12500.

Газодинамические испытания, проведенные в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на четырех из 94 аналогичных ЦБН, имеющих суммарную установленную мощность 1,175 млн кВт (19,5 % всего парка ГПА ПАО «Газпром»), показали, что два из этих ЦБН имели штатную СПЧ 235-21-3 с номинальной степенью сжатия  $\epsilon_{\text{ном}} = 1,44$ , а два других – новую низконапорную проточную часть 235 СПЧ 1,32/76-5000 ( $\epsilon_{\text{ном}} = 1,32$ ), созданную на ОАО «Невский завод».

Результаты испытаний штатной СПЧ 235-21-3 показали, что ее реальные газодинамические характеристики близки к паспортным. Однако, как установили исследования, штатные ЦБН работали на КС с низкими степенями сжатия ( $\epsilon_{\text{ном}} = 1,22 \div 1,30$ ), большими объемными расходами ( $Q_{\text{пр}} > 300 \text{ м}^3/\text{мин}$ ) и низкими паспортными значениями КПД ( $\eta_{\text{пол}} = 0,635 \div 0,73$ ). Такая работа приводит к перерасходу электроэнергии на 8–15 % и более по сравнению с штатной работой в номинальном режиме.

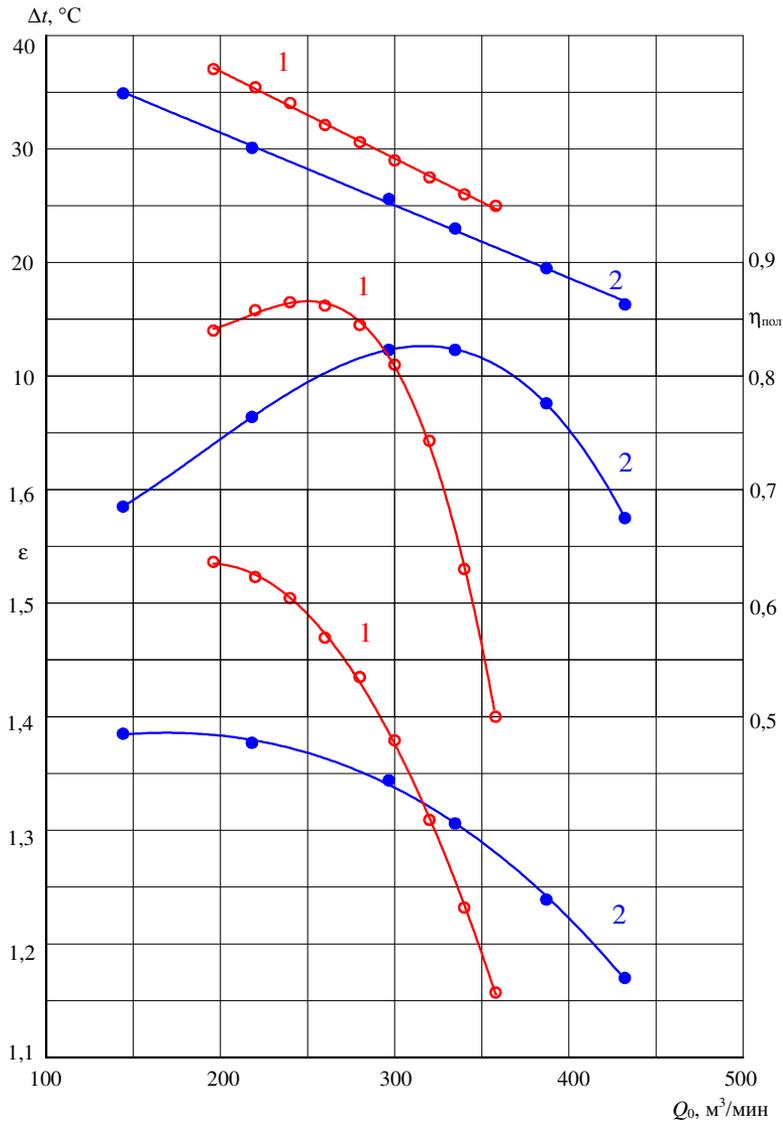
Данные неэффективные режимы работы ЭГПА на КС объясняются:

– начальным несогласованием газодинамических характеристик компрессоров и гидравлических характеристик сети газопроводов;

– снижением производительности ГТС по сравнению с проектом.

Как свидетельствуют результаты комплексных испытаний и сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре (рис. 2) и по потребляемой мощности (рис. 3), эффект от установки новой низконапорной СПЧ для одного компрессора достигает:

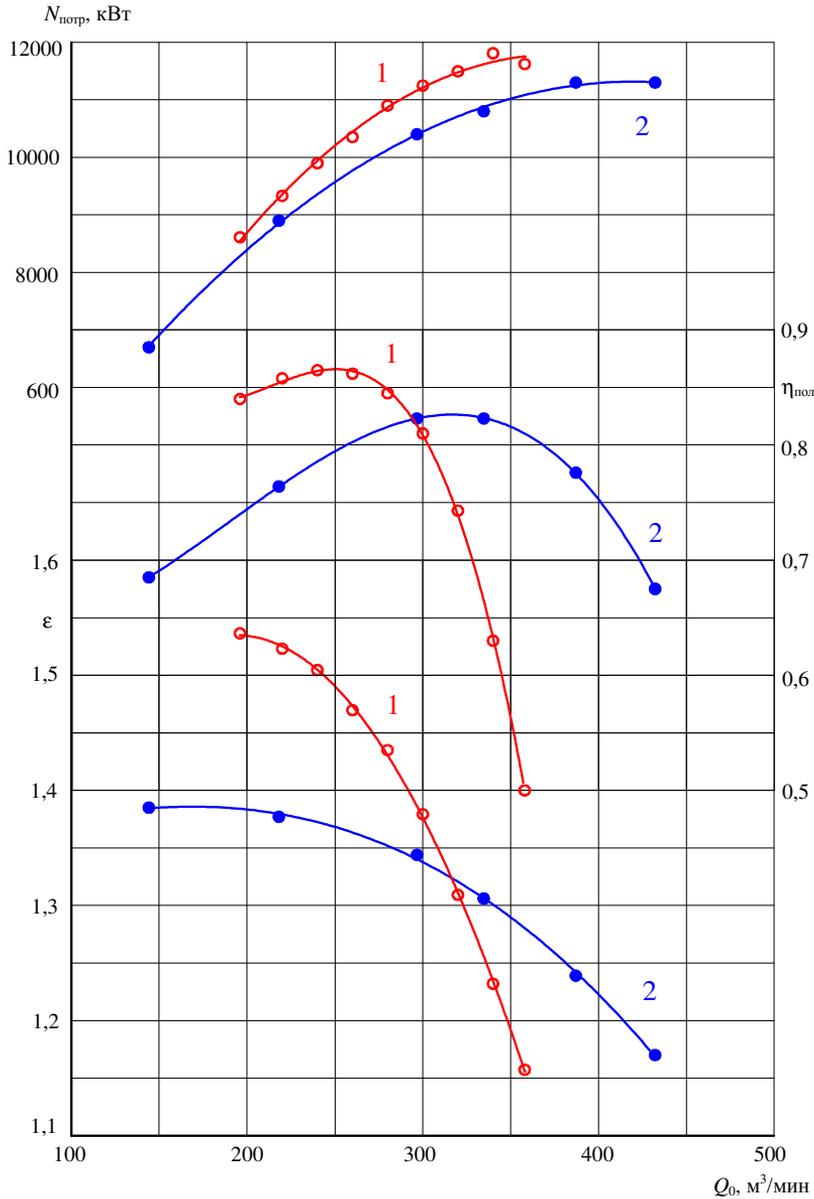
- повышение КПД более 8–15 %;
- рост производительности ЭГПА на 6–8 %;
- снижение потребляемой мощности на 500–700 кВт;
- уменьшение температуры компримированного газа на 3,0–3,3 °С.



Обозначения:  
 1 – нагнетатель 235-21-1  
 2 – нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

Начальные условия:  
 Частота вращения, об/мин 5000  
 Температура начальная, К 288  
 Давление конечное, МПа 7,45  
 Показатель адиабаты 1,311  
 Газовая постоянная, ДЖ/кг·К 452,6

Рис. 2. Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре



Обозначения:

1 – нагнетатель 235-21-1  
2 – нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

Начальные условия:

Частота вращения, об/мин 5000  
Температура начальная, К 288  
Давление конечное, МПа 7,45  
Показатель адиабаты 1,311  
Газовая постоянная, Дж/кг·К 452,6

Рис. 3. Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по потребляемой мощности

Кроме того, имеются косвенные резервы по снижению расхода электроэнергии на КС с различными типами агрегатов за счет: дозагрузки ГПА по производительности и по мощности; устойчивой работы 2–4 ГПА в одном цехе в широком диапазоне производительности как при совместной, так и при автономной работе цехов без попадания ЦБН в помпажную зону.

Проведенный анализ позволяет определить технологический облик современного ЦБН с учетом адаптации к режимам МГ и возможностям ГПА:

- мощностной ряд: 2,5–4–6,3(8,2)–10(12,5)–16–25–32;
- компрессор разрабатывается на основе базового корпуса с вертикальным разъемом, предусматривающего возможность установки комплекта сменных проточных частей с номинальными параметрами в диапазоне значений степени сжатия из типоразмерного ряда, определяемом ГПА:

- линейные модификации: 1,25–1,35–1,44(1,50)–1,70;
- дожимные модификации: 1,25–1,44–1,70–2,20–3,00–5,00;
- для линейных КС предпочтителен вариант применения полностью «сухого» исполнения ЦБН (магнитный подвес с системой уплотнений);
- для дожимных модификаций ЦБН предпочтительным вариантом является «полусухое» исполнение центробежных компрессоров;
- базовые корпуса и их «крышки» должны без доработок допускать применение СПЧ в «масляном», «полусухом» или «сухом» исполнении.

Таким образом, можно выделить следующие перспективные направления совершенствования ГПА:

- 1) замена неполнонапорных проточных частей ЦБН на полнонапорные с реконструкцией «гитары» в коллекторную;
- 2) повышение мощности ГПА и установка СПЧ большей напорности;
- 3) повышение рабочего давления магистральных газопроводов;
- 4) применение ЦБН модульного исполнения на мощности до 50 МВт;
- 5) двухсекционные ЦБН в одном корпусе с охлаждением между секциями;
- 6) замена ротора ЦБН и подрезка его рабочего колеса.

### **Библиографический список**

1. Milov V.R., Suslov B.A., Kryukov O.V. Intellectual management decision support in gas industry // Automation and Remote Control. – 2011. – Т. 72. – № 5. – С. 1095–1101.
2. Крюков О.В. Сравнительный анализ приводной техники газоперекачивающих агрегатов // Приводная техника. – 2010. – № 5. – С. 2–11.
3. Крюков О.В. Опыт создания эффективных электроприводов газоперекачивающих агрегатов // Труды VIII Междунар. (XIX Всерос. конф. по автоматизированному электроприводу АЭП-2014: в 2 т.; отв. за вып. И.В. Гуляев. – Саранск, 2014. – С. 157–163.
4. Проектирование систем управления электроприводными ГПА / Д.А. Аникин, И.Е. Рубцова, О.В. Крюков, Н.В. Киянов // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 44–47.
5. Пужайло А.Ф., Крюков О.В., Рубцова И.Е. Энергосбережение в агрегатах компрессорных станций средствами частотно-регулируемого электропривода // Компрессорная техника и пневматика. – 2012. – № 5. – С. 29–34.
6. Kryukov O.V. Intelligent electric drives with IT algorithms // Automation and Remote Control. – 2013. – Vol. 74. – № 6. – P. 1043–1048.
7. Крюков О.В. Анализ и техническая реализация факторов энергоэффективности инновационных решений в электроприводных турбокомпрессорах // Автоматизация в промышленности. – 2010. – № 10. – С. 50–53.
8. Степанов С.Е., Крюков О.В., Плехов А.С. Принципы автоматического управления возбуждением синхронных машин газоконпрессорных станций // Автоматизация в промышленности. – 2010. – № 6. – С. 29–31.
9. Kryukov O.V. Electric drive systems in compressor stations with stochastic perturbations // Russian Electrical Engineering. – 2013. – Vol. 84. – P. 135–138.
10. Бабичев С.А., Крюков О.В., Титов В.Г. Автоматизированная система безопасности электроприводных ГПА // Электротехника. – 2010. – № 12. – С. 24–31.
11. Степанов С.Е., Крюков О.В. Энергосберегающие технические решения для регулируемых электроприводов мегаваттного класса // Электротехника: сетевой электрон. науч. журнал. – 2016. – Т. 3. – № 3. – С. 55–67.

12. Крюков О.В., Степанов С.Е. Пути модернизации электроприводных ГПА // *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. – 2012. – № 3(19). – С. 209–212.

13. Степанов С.Е., Крюков О.В. Современные электростартеры для пуска газотурбинных агрегатов // *Машиностроение: сетевой электрон. науч. журнал*. – 2016. – Т. 4. – № 3. – С. 14–21.

14. Крюков О.В., Краснов Д.В. Перспективы применения преобразователей частоты для регулирования производительности электроприводных ГПА // *Газовая промышленность*. – 2014. – № 6(707). – С. 86–89.

15. Крюков О.В. Регулирование производительности электроприводных газоперекачивающих агрегатов преобразователями частоты // *Компрессорная техника и пневматика*. – 2013. – № 3. – С. 21–25.

16. Крюков О.В. Анализ моноблочных конструкций электрических машин для газоперекачивающих агрегатов // *Машиностроение: сетевой электрон. науч. журнал*. – 2015. – Т. 3. – № 4. – С. 53–58.

17. Крюков О.В. Стратегии инвариантных систем управления электроприводами объектов ОАО «Газпром» // *Идентификация систем и задачи управления SICPRO'15: тр. X Междунар. конф. / Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН*. – М., 2015. – С. 368–386.

18. Крюков О.В. Прикладные задачи теории планирования эксперимента для инвариантных объектов газотранспортных систем // *Идентификация систем и задачи управления SICPRO'12: тр. IX Междунар. конф. / Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН*. – М., 2012. – С. 222–236.

19. Захаров П.А., Крюков О.В. Принципы инвариантного управления электроприводами газотранспортных систем при случайных возмущениях // *Вестник Иванов. гос. энергетич. ун-та*. – 2008. – № 2. – С. 98–103.

20. Захаров П.А., Крюков О.В. Методология инвариантного управления агрегатами компрессорных станций при случайных воздействиях // *Известия вузов. Электромеханика*. – 2009. – № 5. – С. 64–70.

21. Крюков О.В., Киянов Н.В. Электрооборудование и автоматизация водооборотных систем предприятий с вентиляторными градирнями: монография. – Н. Новгород: Изд-во НГТУ, 2007. – 260 с.

22. A Concept for the development of invariant automated electric drives for water recycling systems with fan cooling towers / N.V. Kiyarov,

O.V. Kryukov, D.N. Pribytkov, A.V. Gorbatushkov // Russian Electrical Engineering. – 2007. – Vol. 78. – № 11. – P. 621–627.

23. Крюков О.В. Стратегии инвариантных электроприводов газотранспортных систем // Интеллектуальные системы: тр. XI Междунар. симпозиума / под ред. К.А. Пупкова. – М.: Изд-во РУДН, 2014. – С. 458–463.

24. Крюков О.В., Степанов С.Е., Бычков Е.В. Инвариантные системы технологически связанных электроприводов объектов магистральных газопроводов // Тр. VIII Междунар. (XIX Всерос.) конф. по автоматизиров. электроприводу АЭП-2014: в 2 т. / отв. за вып. И.В. Гуляев. – Саранск, 2014. – С. 409–414.

25. Крюков О.В., Васенин А.Б. Функциональные возможности ветроэнергетических установок при питании удаленных объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 2. – С. 50–56.

26. Васенин А.Б., Крюков О.В., Серебряков А.В. Алгоритмы управления электромеханическими системами магистрального транспорта газа // Труды VIII Междунар. конф. по автоматизированному электроприводу АЭП-2014: в 2 т. / отв. за вып. И.В. Гуляев. – Саранск, 2014. – С. 404–409.

27. Крюков О.В. Частотное регулирование производительности электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 6. – С. 39–43.

28. Милов В.Р., Суслов Б.А., Крюков О.В. Интеллектуализация поддержки управленческих решений в газовой отрасли // Автоматизация в промышленности. – 2009. – № 12. – С. 16–20.

29. Babichev S.A., Zakharov P.A., Kryukov O.V. Automated monitoring system for drive motors of gas-compressor units // Automation and Remote Control. – 2011. – Vol. 72. – № 6. – P. 175–180.

30. Крюков О.В., Горбатушков А.В., Степанов С.Е. Принципы построения инвариантных электроприводов энергетических объектов // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: тр. IV ВНПК / под общ. ред. В.Ю. Островляника. – Новокузнецк, 2010. – С. 38–45.

31. Крюков О.В., Репин Д.Г. Системы оперативного мониторинга технического состояния энергоустановок для энергетической безопасности компрессорных станций // Газовая промышленность. – 2014. – № 712. – С. 84–87.

32. Серебряков А.В., Крюков О.В. О новых возможностях технологий Smart Grid // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2013. – № 2. – С. 47–48.

33. Крюков О.В. Методология и средства нейронечеткого прогнозирования состояния электроприводов газоперекачивающих агрегатов // Электротехника. – 2012. – № 9. – С. 52–60.

34. Крюков О.В., Степанов С.Е., Титов В.Г. Встроенные системы мониторинга технического состояния электроприводов для энергетической безопасности транспорта газа // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. – № 2. – С. 5–10.

35. Babichev S.A., Kryukov O.V., Titov V.G. Automated safety system for electric driving gas pumping units // Russian Electrical Engineering. – 2010. – Vol. 81. – № 12. – P. 649–655.

36. Крюков О.В., Серебряков А.В., Васенин А.Б. Диагностика электромеханической части энергетических установок // Електро-механічні і енергозберігаючі системи. – 2012. – № 3(19). – С. 549–552.

37. Крюков О.В. Виртуальный датчик нагрузки синхронных машин // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 3. – С. 45–50.

38. Крюков О.В., Серебряков А.В. Метод и система принятия решений по прогнозированию технического состояния электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Электротехнические системы и комплексы. – 2015. – № 4(29). – С. 35–38.

### References

1. Milov V.R., Suslov B.A., Kryukov O.V. Intellectual management decision support in gas industry. *Automation and Remote Control*, 2011, vol. 72, no. 5, pp. 1095-1101.

2. Kriukov O.V. Sravnitel'nyi analiz privodnoi tekhniki gazoperekachivaiushchikh agregatov [Comparative analysis of gas compressor unit driven equipment]. *Privodnaia tekhnika*, 2010, no. 5, pp. 2-11.

3. Kriukov O.V. Opyt sozdaniia energoeffektivnykh elektroprivodov gazoperekachivaiushchikh agregatov [Creation experience of energy-efficient electric motors for gas-compressor units]. *Trudy VIII Mezhdunarodnoi (XIX Vserossiiskoi) konferentsii po avtomatizirovannomu elektroprivodu AEP-2014*. Saransk, 2014, vol. 2, pp. 157-163.

4. Anikin D.A., Rubtsova I.E., Kriukov O.V., Kiianov N.V. Proektirovanie sistem upravleniia elektroprivodnymi gazoperekachivaiushchimi agregatami [Designing the operating systems of electrical driven gas pumping units]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2009, no. 2, pp. 44-47.

5. Puzhailo A.F., Kriukov O.V., Rubtsova I.E. Energoberezhenie v agregatakh kompressornykh stantsii sredstvami chastotno-reguliruemogo elektroprivoda [Power saving in gas compressor stations by means of variable-frequency drive]. *Kompressornaia tekhnika i pnevmatika*, 2012, no. 5, pp. 29-34.

6. Kryukov O.V. Intelligent electric drives with IT algorithms. *Automation and Remote Control*, 2013, vol. 74, no. 6, pp. 1043-1048.

7. Kriukov O.V. Analiz i tekhnicheskaiia realizatsiia faktorov energoeffektivnosti innovatsionnykh reshenii v elektroprivodnykh turbo-kompressorakh [Analysis and technical engineering of energy efficiency innovation solutions factors in electrical driven compressor units]. *Avtomatizatsiia v promyshlennosti*, 2010, no. 10, pp. 50-53.

8. Stepanov S.E., Kriukov O.V., Plekhov A.S. Printsipy avtomaticheskogo upravleniia vozbuzhdeniem sinkhronnykh mashin gazokompressornykh stantsii [Features of automated operation by starting the synchronous machines of gas compressor units]. *Avtomatizatsiia v promyshlennosti*, 2010, no. 6, pp. 29-31.

9. Kryukov O.V. Electric drive systems in compressor stations with stochastic perturbations. *Russian Electrical Engineering*, 2013, vol. 84, pp. 135-138.

10. Babichev S.A., Kriukov O.V., Titov V.G. Avtomatizirovannaia sistema bezopasnosti elektroprivodnykh GPA [Automated security system of electrical driven gas pumping units]. *Elektrotekhnika*, 2010, no. 12, pp. 24-31.

11. Stepanov S.E., Kriukov O.V. Energoberegaiushchie tekhnicheskie resheniia dlia reguliruemykh elektroprivodov megavattного класса [Power saving technical solutions for variable speed drives of megawatt grade]. *Elektrotekhnika: setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal*, 2016, vol. 3, no. 3, pp. 55-67.

12. Kriukov O.V., Stepanov S.E. Puti modernizatsii elektroprivodnykh gazoperekachivaiushchikh agregatov [Improvements ways of electrical driven gas pumping units]. *Elektromekhanichni i energozberigaiuchi sistemi*, 2012, no. 3(19), pp. 209-212.

13. Stepanov S.E., Kriukov O.V. Sovremennye elektrostartery dlia puska gazoturbinnnykh agregatov [Modern starter group for launching the gas-turbine units]. *Mashinostroenie: setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal*, 2016, vol. 4, no. 3, pp. 14-21.

14. Kriukov O.V., Krasnov D.V. Perspektivy primeneniia preobrazovatelei chastoty dlia regulirovaniia proizvoditel'nosti elektroprivodnykh gazoperekachivaiushchikh agregatov [Perspectives of frequency converter unit for output control of electric driven pumping units]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2014, no. 6(707), pp. 86-89.

15. Kriukov O.V. Regulirovanie proizvoditel'nosti elektroprivodnykh gazoperekachivaiushchikh agregatov preobrazovateliami chastoty [Output control of electric driven pumping units by means of frequency converter]. *Kompressornaia tekhnika i pnevmatika*, 2013, no. 3, pp. 21-25.

16. Kriukov O.V. Analiz monoblochnykh konstruksii elektricheskikh mashin dlia gazoperekachivaiushchikh agregatov [Analysis of electrical machine one-piece structure for gas-pumping units]. *Mashinostroenie: setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal*, 2015, vol. 3, no. 4, pp. 53-58.

17. Kriukov O.V. Strategii invariantnykh sistem upravleniia elektroprivodami ob"ektov OAO «Gazprom» [Non-variant management systems strategies of "Gazprom" objects by electric drives]. Труды X Международной конференции "Identifikatsiia sistem i zadachi upravleniia (SICPRO'15)". Moscow: Institut problem upravleniia imeni V.A. Trapeznikova Rossiiskoi akademii nauk, 2015, pp. 368-386.

18. Kriukov O.V. Prikladnye zadachi teorii planirovaniia eksperimenta dlia invariantnykh ob"ektov gazotransportnykh sistem [Applied tasks of experimental design theory for unambiguous objects of gas pipeline systems]. *Materialy IX Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii "Identifikatsiia sistem i zadachi upravleniia (SICPRO'12)"*. Moscow: Institut problem upravleniia imeni V.A. Trapeznikova, 2012, pp. 222-236.

19. Zakharov P.A., Kriukov O.V. Printsipy invariantnogo upravleniia elektroprivodami gazotransportnykh sistem pri sluchainykh vozmu-shcheniiaakh [Approaches of unambiguous management of gas pipeline system electric drives while randomly excitation]. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*, 2008, no. 2, pp. 98-103.

20. Zakharov P.A., Kriukov O.V. Metodologii invariantnogo upravleniia agregatami kompressornykh stantsii pri sluchainykh vozdeistviiakh [Unambiguous management methodology of gas compressor station units while random actions]. *Izvestiia vuzov. Elektromekhanika*, 2009, no. 5, pp. 64-70.

21. Kriukov O.V., Kiianov N.V. Elektrooborudovanie i avtomatizatsiia vodooborotnykh sistem predpriatii s ventilatornymi gradirniami [Electrical equipment and automation of water reversible systems of plant with mechanical cooling towers]. Nizhny Novgorod: Nizhegorodskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2007. 260 p.

22. Kiyarov N.V., Kryukov O.V., Pribytkov D.N., Gorbatushkov A.V. A Concept for the development of invariant automated electric drives for water recycling systems with fan cooling towers. *Russian Electrical Engineering*, 2007, vol. 78, no. 11, pp. 621-627.

23. Kriukov O.V. Strategii invariantnykh elektroprivodov gazo-transportnykh sistem [Strategies of ambiguous pipelines system electrical drives]. *XI Mezhdunarodnyi simpozium "Intellektual'nye sistemy"*, 30 June – 4 July 2014. Moscow: Rossiiskii universitet druzhby narodov, 2014, pp. 458-463.

24. Kriukov O.V., Stepanov S.E., Bychkov E.V. Invariantnye sistemy tekhnologicheski svyazannykh elektroprivodov ob"ektov magistral'nykh gazoprovodov [Ambiguous systems technologically connected electric drive units of cross-country pipelines]. *Trudy VIII Mezhdunarodnoi (XIX Vserossiiskoi) konferentsii po avtomatizirovannomu elektroprivodu AEP-2014*. Saransk, 2014, vol. 2, pp. 409-414.

25. Kriukov O.V., Vasenin A.B. Funktsional'nye vozmozhnosti vetroenergeticheskikh ustanovok pri pitanii udalennykh ob"ektov [Functional capabilities wind-driven power plants while remote object power supply]. *Elektrooborudovanie: ekspluatatsiia i remont*, 2014, no. 2, pp. 50-56.

26. Vasenin A.B., Kriukov O.V., Serebriakov A.V. Algoritmy upravleniia elektromekhanicheskimi sistemami magistral'nogo transporta gaza [Electromechanical system control algorithms of trunking gas transfer]. *Trudy VIII Mezhdunarodnoi (XIX Vserossiiskoi) konferentsii po avtomatizirovannomu elektroprivodu AEP-2014*. Saransk, 2014, vol. 2, pp. 404-409.

27. Kriukov O.V. Chastotnoe regulirovanie proizvoditel'nosti elektroprivodnykh gazoperekachivaiushchikh agregatov [Frequency regulation of the electric drive gas pumping unit performance capacity]. *Elektrooborudovanie: ekspluatatsiia i remont*, 2014, no. 6, pp. 39-43.

28. Milov V.R., Suslov B.A., Kriukov O.V. Intellektualizatsiia podderzhki upravlencheskikh reshenii v gazovoi otrasli [Support intellectualization of the managerial solutions in gas industry]. *Avtomatizatsiia v promyshlennosti*, 2009, no. 12, pp. 16-20.

29. Babichev S.A., Zakharov P.A., Kryukov O.V. Automated monitoring system for drive motors of gas-compressor units. *Automation and Remote Control*, 2011, vol. 72, no. 6, pp. 175-180.

30. Kriukov O.V., Gorbatushkov A.V., Stepanov S.E. Printsipy postroeniia invariantnykh elektroprivodov energeticheskikh ob"ektov [Principles of invariant electric power facilities design]. *Trudy IV Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii "Avtomatizirovannyi elektroprivod i promyshlennaia elektronika"*. Novokuznetsk, 2010, pp. 38-45.

31. Kriukov O.V., Repin D.G. Sistemy operativnogo monitoringa tekhnicheskogo sostoianiia energoustanovok dlia energeticheskoi bezopasnosti kompressornykh stantsii [Systems of power stations technical position and on-line monitoring for compressor plant energy supply security]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2014, no. 712, pp. 84-87.

32. Serebriakov A.V., Kriukov O.V. O novykh vozmozhnostiakh tekhnologii Smart Grid [New opportunities of Smart Grid technologies]. *Elektrooborudovanie: ekspluatatsiia i remont*, 2013, no. 2, pp. 47-48.

33. Kriukov O.V. Metodologiya i sredstva neironechetkogo prognozirovaniia sostoianiia elektroprivodov gazoperekachivaiushchikh agregatov [Methodology and means of neural- no distinct forecasting of the electrical drive gas pumping units status]. *Elektrotehnika*, 2012, no. 9, pp. 52-60.

34. Kriukov O.V., Stepanov S.E., Titov V.G. Vstroennye sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoianiia elektroprivodov dlia energeticheskoi bezopasnosti transporta gaza [Built-in monitoring systems of electrical drive technical position for security of gas transfer energy supply]. *Energobezopasnost' i energosberezhenie*, 2012, no. 2, pp. 5-10.

35. Babichev S.A., Kryukov O.V., Titov V.G. Automated safety system for electric driving gas pumping units. *Russian Electrical Engineering*, 2010, vol. 81, no. 12, pp. 649-655.

36. Kriukov O.V., Serebriakov A.V., Vasenin A.B. Diagnostika elektromekhanicheskoi chasti energeticheskikh ustanovok [Electromechanical part troubleshooting of electric power plant]. *Elektromekhanichni i energozberigaiuchi sistemi*, 2012, no. 3(19), pp. 549-552.

37. Kriukov O.V. Virtual'nyi datchik nagruzki sinkhronnykh mashin [Virtual load sensing unit of synchronous machines]. *Elektrooborudovanie: ekspluatatsiia i remont*, 2014, no. 3, pp. 45-50.

38. Kriukov O.V., Serebriakov A.V. Metod i sistema priniatiia reshenii po prognozirovaniu tekhnicheskogo sostoianiia elektroprivodnykh gazoperekachivaiushchikh agregatov [Method and decision making system for forecasting the technical position of electric driven gas pumping units]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2015, no. 4(29), pp. 35-38.

#### **Сведения об авторе**

**Крюков Олег Викторович** (Нижний Новгород, Россия) – доктор технических наук, доцент, главный специалист АО «Гипрогазцентр» (603950, Н. Новгород, ГСП-926, ул. Алексеевская, 26, тел./факс. (831)428-25-84, e-mail: o.kryukov@ggc.nnov.ru).

#### **About the author**

**Kryukov Oleg Victorovich** (Nizhny Novgorod, Russian Federation) is a Doctor of Technical Science, Associate Professor, Main Expert of JSC «Giprogazcenter» (603950, Nizhny Novgorod, 26, Alekseevskaya str., GSP-926, tel./fax.: (831)428-25-84, e-mail: o.kryukov@ggc.nnov.ru).

Получено 28.04.2017