

УДК 622.691

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРА РЕЖИМОВ
РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**ENERGY SAVING TECHNOLOGY SELECTION MODE
WORK COMPRESSOR STATIONS IN REPAIR GAS PIPELINE**

Китаев С.В., Гадельшина А.Р., Галикеев А.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Уфа, Российская Федерация

Башкирское управление ООО «Газпром Газнадзор»,

Уфа, Российская Федерация

S.V. Kitaev, A.R. Gadelshina, A.R. Galikeev

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Bashkir management of LLC «Gazprom Gaznadzor»,

Ufa, the Russian Federation

e-mail: Svkitayev@mail.ru

Аннотация. Одним из приоритетных научно-технических направлений ПАО «Газпром» является совершенствование технологий магистрального транспорта газа за счет поиска и развития новых способов получения дополнительного эффекта от экономии природного газа.

Для поддержания работоспособности магистральных газопроводов производятся выборочные ремонты по результатам внутритрубной диагностики. В последние годы в ПАО «Газпром» значительными темпами ведется диагностика и ремонт магистральных газопроводов.

При проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах актуальной является задача рационального использования газа из отключае-

мого участка газопровода. В целом, по данным официальной статистики, выбросы газа при проведении ремонтных работ составляют 75% суммарных выбросов по ПАО «Газпром».

Выработка газа на газоперекачивающие агрегаты всегда оправдана ввиду обеспечения прокачки больших объемов газа, доступности и возможности повсеместного использования этого способа без дополнительных временных и эксплуатационных издержек. Чем ниже будет давление на выходе компрессорной станции, тем больше удастся снизить давление газа в отключаемом на ремонт участке магистрального газопровода и, следовательно, достичь наибольшей глубины выработки газа. При этом следует учитывать эксплуатационные условия – возможность стабильной работы агрегатов при нестационарном режиме, т.е. в условиях падения входного давления до минимально допустимого значения и создания максимально низкого давления на выходе газоперекачивающих агрегатов.

В данной статье на основе экспериментальных данных решена комплексная задача по выработке газа двумя разнотипными и работающими «в параллель» агрегатами и снижению эмиссии метана в атмосферу.

Abstract. One of the priority directions of scientific and technical PJSC "Gazprom" is to improve the technology gas trunkline by finding and developing new ways to get added value of natural gas saving.

To maintain the efficiency of gas mains to carry out spot repairs on the results of in-line inspection. In recent years, in PJSC "Gazprom" a significant rate being diagnostics and repair of trunk pipelines.

During repair work on gas pipelines is a very urgent problem of rational use of the gas pipeline section to be disconnected. In general, according to official statistics, emissions of road works 75% of total emissions by the PJSC "Gazprom".

Development of gas to gas-compressor units are always justified in referring to providing pumping large volumes of gas availability possible the widespread use of this method without additional variable operating costs. The lower the

pressure at the outlet the compressor station, the more will reduce the gas pressure shut down for repair of the gas pipeline and therefore achieve the greatest depth of the development of gaz. It should take into account the operating conditions of an opportunity of stable work of gas pumping units in unsteady regime that is in the fall of the inlet pressure to the minimum allowable value of creating the lowest possible outlet pressure gas compressor units.

In this, based on experimental data solved the complex problem of the development of gas and two heterogeneous working "in parallel" aggregates and reduce the emission of methane into the atmosphere.

Ключевые слова: энергоэффективность, ресурсосбережение, эмиссия метана, срабатывание газа, газоздушная смесь, трубопроводный транспорт, углеводородные топлива.

Key words: energy-efficient operation and resource-saving measures, emissions of methane into the atmosphere, triggering gas displacement and gas mixture.

Трубопроводный транспорт природного газа является основным способом доставки углеводородного топлива потребителям. Проведенный анализ свидетельствует о том, что система магистрального транспорта газа в целом непрерывно развивается, при этом увеличивается и уровень капитализации ПАО «Газпром». В то же время полная наработка значительной доли магистральных газопроводов (МГ) приблизилась к своему предельному сроку службы или превысила установленный ресурс – 33 года.

Для поддержания работоспособности магистральных газопроводов производятся выборочные ремонты по результатам внутритрубной диагностики (ВТД). В последние годы в ПАО «Газпром» значительными темпами ведется диагностика и ремонт магистральных газопроводов [1].

При проведении ремонтных работ на МГ актуальной является задача рационального использования газа из отключаемого участка газопровода.

В целом, по данным официальной статистики, выбросы газа при проведении ремонтных работ на МГ составляют 75% суммарных выбросов по ПАО «Газпром».

Полезное использование газа, остающегося в выводимом из работы участке газопровода с достижением максимально возможного ресурсосберегающего эффекта – одна из ключевых задач повышения энергоэффективности магистрального транспорта. Существует несколько технологий выработки газа на отключаемом участке [2-4]:

- перепуск газа в проходящий параллельно газопровод (смежный участок газопровода), в том числе с помощью мобильных компрессорных станций (МКС);
- подача газа потребителям через газораспределительную станцию (ГРС);
- выработка газа из отключенных участков МГ на основе газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

В последнее время компрессорные станции при реконструкции оснащаются разнотипными агрегатами, которые наилучшим образом обеспечивают эффективность компримирования газа, при этом усложняется выбор и поддержание рациональных режимов работы разнотипных агрегатов при их работе в «параллель».

Целью работы являлось совершенствование технологии выработки газа из отключаемого в ремонт участка компрессорной станцией, оснащенной разнотипными ГПА.

Предусматривается выработка газа разнотипными ГПА, работающими по схеме в «параллель», при этом, режим работы ГПА устанавливается при работе ГТУ и центробежного компрессора в области максимального их коэффициента полезного действия (КПД).

Реализацию технологии рассмотрим на примере отключения участка магистрального газопровода Ду1400 длиной 23,1 км перед проведением ремонтных работ для выработки природного газа на основе газоперекачи-

вающих агрегатов КС-6 работающих по схеме в «параллель» 2х1 ГПА-12р Урал и ГПА-16р Урал (рисунок 1).

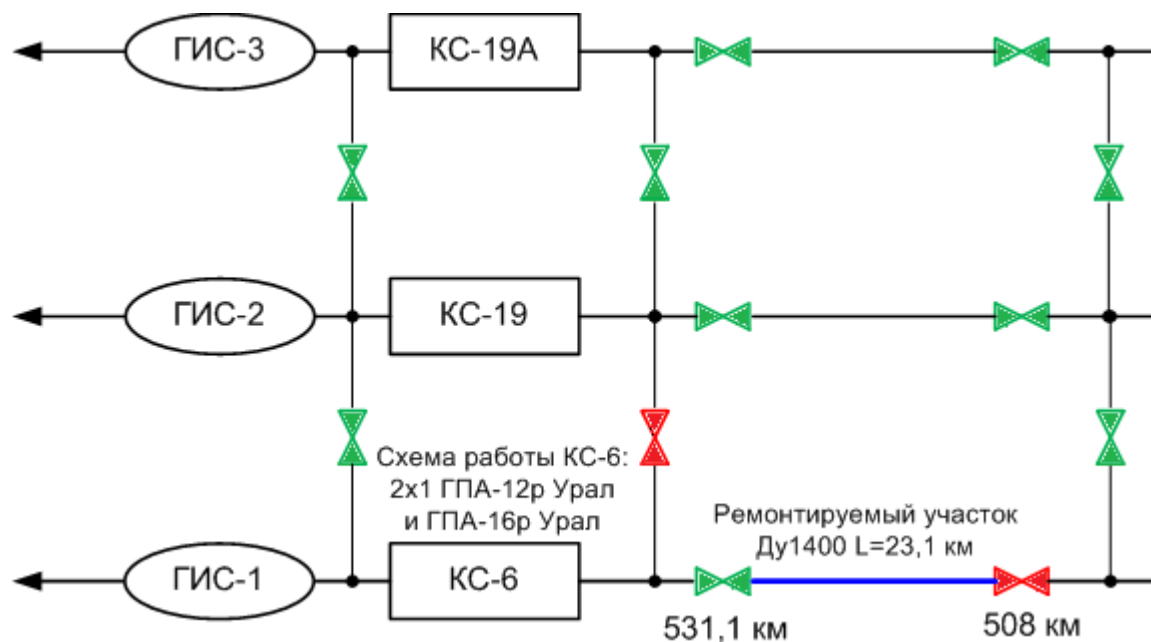


Рисунок 1. Схема выработки природного газа из выводимого в ремонт участка МГ 508-531,1 км на КС-6

Рассмотрим моделирование выработки газа из отключаемого в ремонт участка в расчетном комплексе «Астра-газ», позволяющем исследовать нестационарные режимы работы газотранспортной системы.

После закрытия линейного крана на 508 км давление газа на всасывании ГПА составит $58,4 \text{ кгс/см}^2$. На момент окончания выработки, давление газа на всасывании ГПА составит $47,4 \text{ кгс/см}^2$. Объем выработанного газа из отключаемого участка составит 573 тыс. м^3 , время выработки около 10 мин.

На рисунках 2 и 3 приведены зависимости изменения параметров компримируемого газа по ГПА, работающих по схеме в «параллель» 2×1, полученные в расчетном комплексе «Астра-газ». Выработка газа производилась до достижения агрегатами границы помпажа, степень сжатия составила при этом 1,47.

На рисунке 4 приведены зависимости изменения параметров газа на 531,1 км при выработке газа ГПА КС- 6.

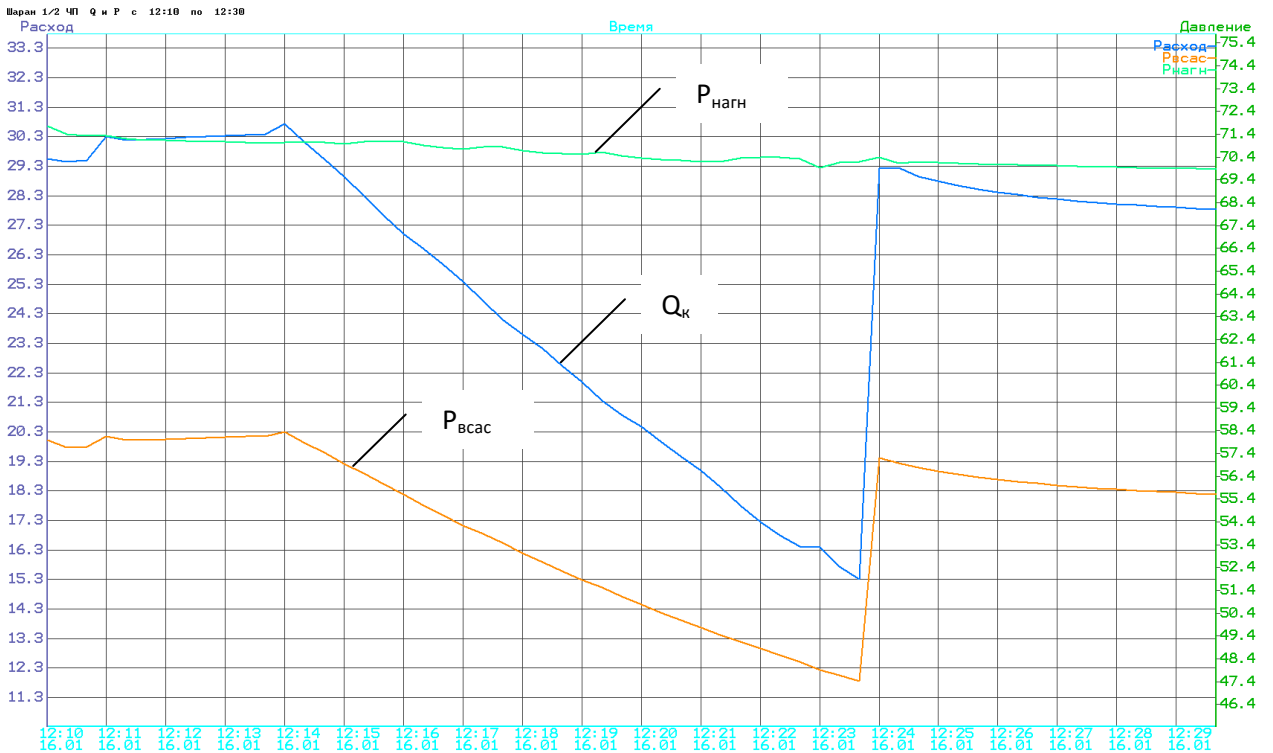


Рисунок 2. Динамика изменения расхода газа (млн м³/сут) и давления газа на всасывании и нагнетании ГПА-12р «Урал»

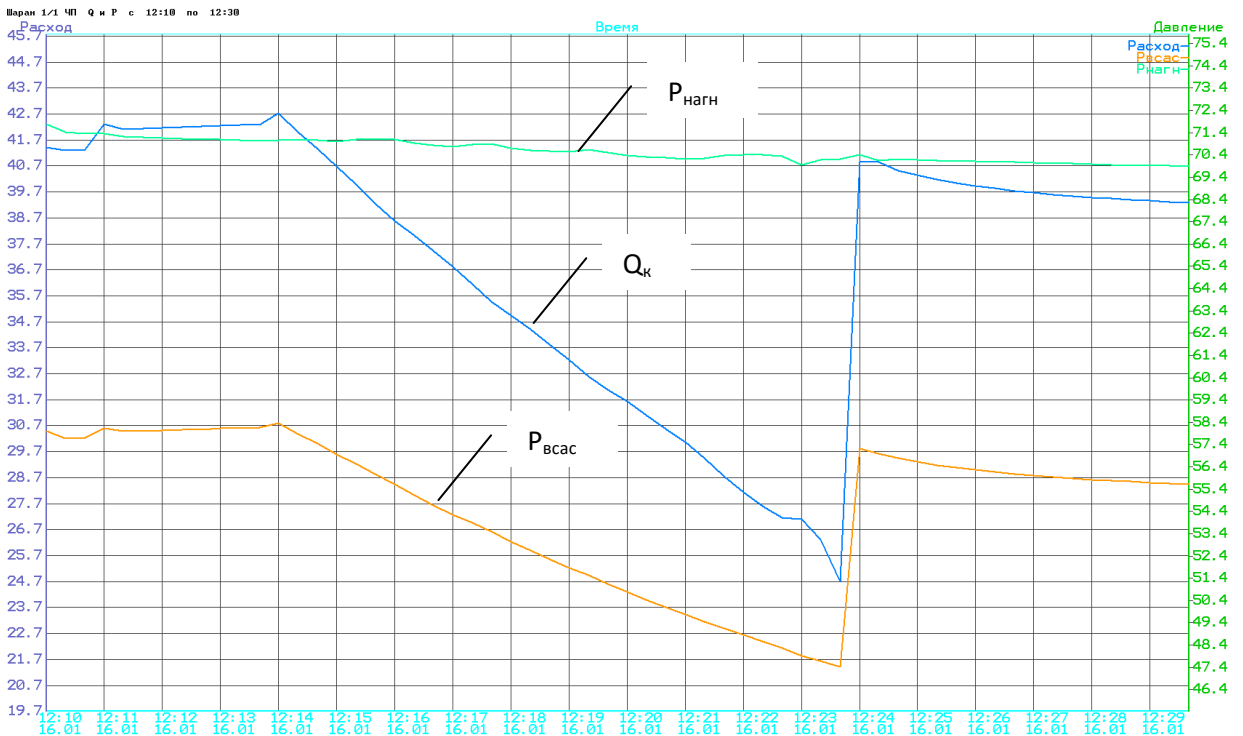


Рисунок 3. Динамика изменения расхода газа (млн м³/сут) и давления газа на всасывании и нагнетании ГПА-16р «Урал»

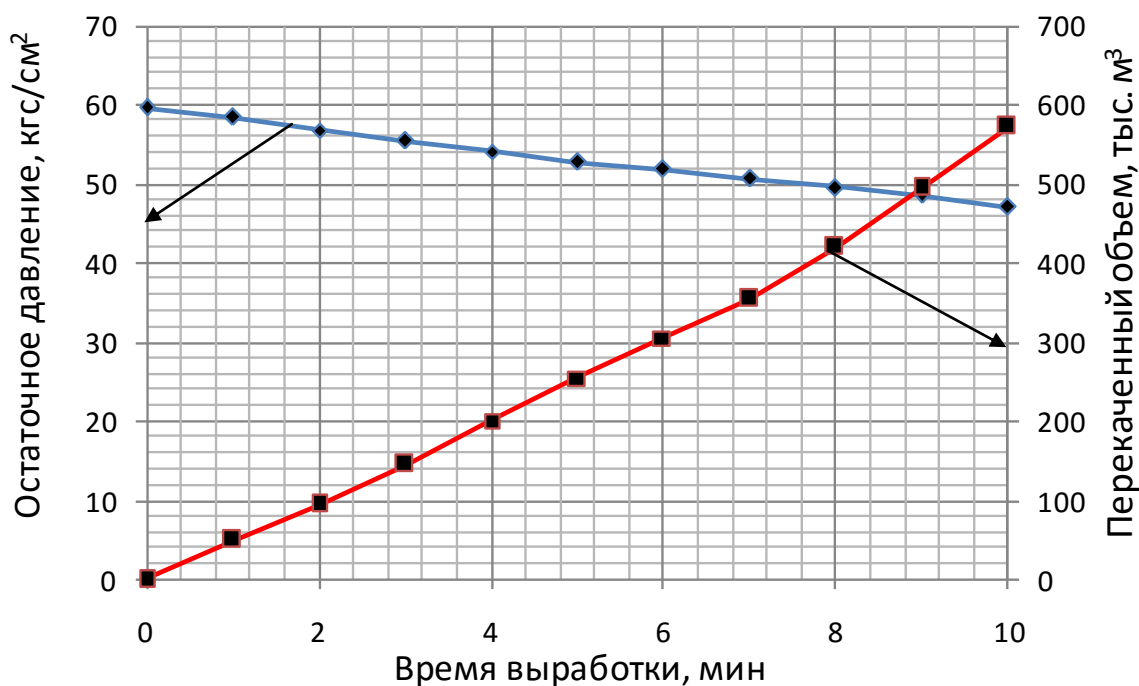


Рисунок 4. Зависимости изменения параметров газа на 531,1 км при выработке газа ГПА КС-6

Произведем оценку величины расхода топливного газа на ГПА за время выработки газа из выводимого в ремонт участка. За время выработки газа (10 мин) из участка расход топливного газа на ГПА составил 1270,8 м³.

С учетом того, что оптимизация разнотипных агрегатов при работе в «параллель» в программе «Астра-газ» не предусмотрена, и режим работы агрегатов выбирался произвольно, то следует ожидать дополнительную экономию топливного газа, за счет оптимальной работы ГПА при выработке газа из выводимого в ремонт участка.

Сформулируем задачу оптимизации режимов работы ГПА при их параллельной работе следующим образом. На основании известной суммарной подачи всех агрегатов требуется перераспределить поток газа по агрегатам таким образом, чтобы суммарный коэффициент полезного действия всей группы ГПА был максимальным.

Рассмотрим один из подходов к решению поставленной задачи, основанный на теории позиномов [5]. Если для каждого агрегата известна зави-

симось вида , то задача сведётся к нахождению экстремума целевой функции вида

$$\varphi = \varphi(z_1, \dots, z_n), \quad (1)$$

где z_i - характеристика центробежных нагнетателей ($i = 1 \dots n$).

Проведенный нами сравнительный анализ экспериментально построенных диаграмм ГПА показал, что наиболее достоверно (в смысле дисперсии адекватности) в классе элементарных функций искомую зависимость удается описать функцией вида

$$\eta = a - b \exp(-\alpha Q), \quad (2)$$

где η – КПД центробежного нагнетателя;

a, b, α - эмпирические коэффициенты;

Q – подача нагнетателя, м³/мин.

Исходя из условия минимума расхода топливного газа, необходимо, чтобы каждый из агрегатов работал в зоне максимального КПД. В связи с тем, что ГПА работают в группе параллельно, целесообразней использовать суммарный КПД всех работающих n агрегатов, тогда выражение (2) будем рассматривать в виде суммы

$$\sum_{i=1}^n \eta_i = \sum_{i=1}^n (a_i - b_i \exp(-\alpha_i Q_i)). \quad (3)$$

Формально в выражении (3) получим $\sum \eta_i > 1$, чего на самом деле не может быть, такая функция носит чисто математический смысл и необходима для постановки задачи оптимизации группы параллельно работающих агрегатов из условия их работы в зоне максимального КПД.

Очевидно, что левая часть уравнения (3) будет достигать наибольшего значения, когда величина

$$\sum_{i=1}^n b_i \exp(-\alpha_i Q_i) \quad (4)$$

будет минимальной. В таком случае поставленная выше задача оптимизации работы группы параллельно работающих ГПА сведется к нахождению минимума целевой функции

$$\varphi(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) = \sum_{i=1}^n b_i \exp(-\alpha_i Q_i), \quad (5)$$

где Q_1, Q_2, \dots, Q_n - подача каждого из нагнетателей в группе, м³/мин.

Тогда в соответствии с определением глобального минимума для позитивных минимум целевой функции (5) определится как

$$\mu = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} (\exp(-Q_\phi) \cdot \prod_{i=1}^n (b_i \cdot \alpha_i)^{\frac{1}{\alpha_i}})^{\frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}}}, \quad (6)$$

В таком случае оптимальная подача каждого из ГПА в группе параллельно работающих (с точки зрения максимального суммарного коэффициента полезного действия) определится в виде зависимости

$$Q_i = \frac{\ln(\alpha_i b_i)}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_i \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}} \cdot (Q_\phi - \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} \ln(\alpha_i b_i)). \quad (7)$$

Полученная зависимость (7) позволяет рассчитывать оптимальную подачу каждого из агрегатов в группе, если известен расход газа в газопроводе.

Очевидно, что полученные решения должны быть проверены на выполнение условий, отражающих технологические ограничения на работу оборудования. Этими ограничениями являются максимальная и минимальная приведенная объемная производительность по приближению к помпажной зоне, а также ограничение по максимальной мощности:

$$n_{\min} \leq n \leq n_{\max} \quad (8)$$

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max} \quad (9)$$

$$N_i \leq N_{i \max} \quad (10)$$

При выработке газа из отключаемого участка МГ на КС-6 работали в «параллель» два агрегата ГПА-12р Урал и ГПА-16р Урал с полнонапорными нагнетателями НЗ70 1,45/76-12/6500 и НЗ70 1,4/76-16/5300 соответственно. Расчетная схема включения ГПА представлена на рисунке 5.

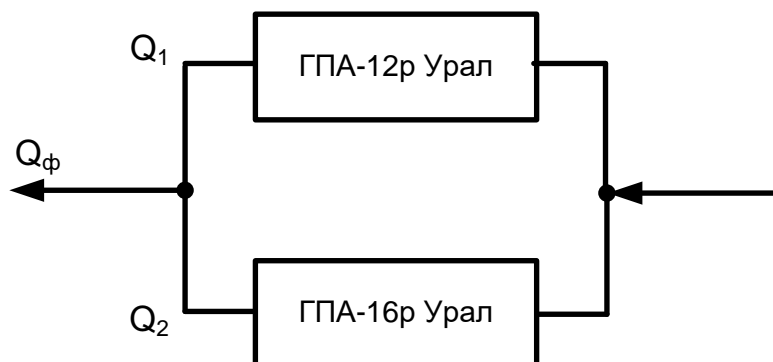


Рисунок 5. Расчетная схема включения ГПА на КС-6

Эмпирические коэффициенты модели (7), определенные по приведенным характеристикам (рисунок 6) методом наименьших квадратов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Эмпирические коэффициенты для характеристик ГПА

Коэффициенты	Тип агрегата	
	ГПА-12р «Урал»	ГПА-16р «Урал»
a	37,6	43,0
b	100	110
α	0,0111	0,0065

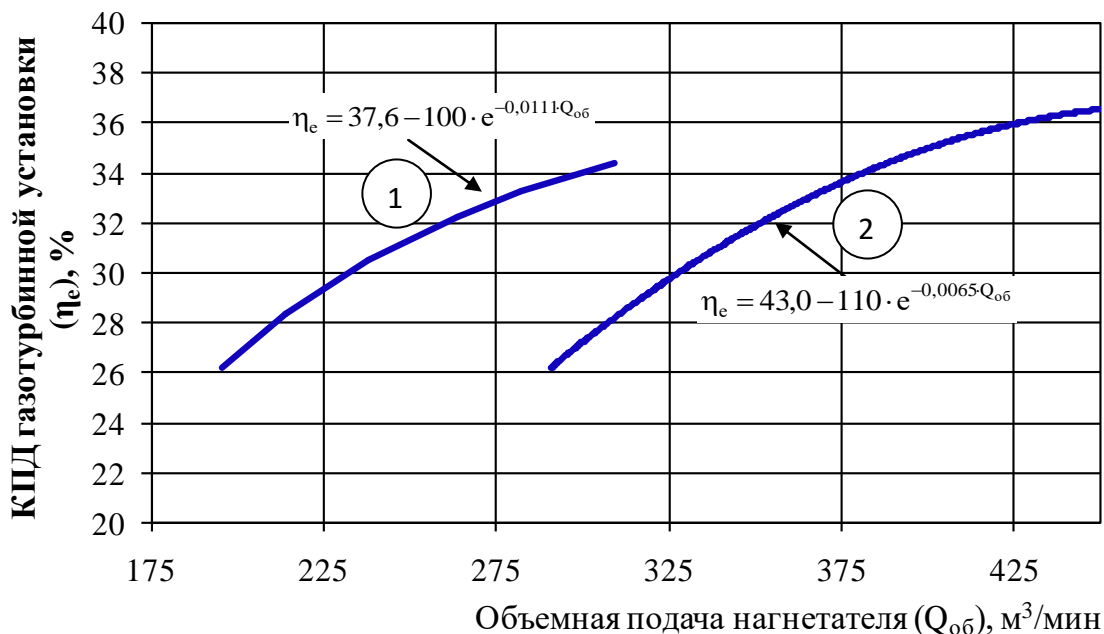


Рисунок 6. Совмещенные характеристики ГПА
 1 - ГПА-12р «Урал»; 2 - ГПА-16р «Урал»

Подставляя общий объемный расход газа через агрегаты на момент начала выработки $Q_{\phi} = 744,7 \text{ м}^3/\text{мин}$ в зависимость (7), получим оптимальные значения подачи нагнетателей при выработке газа: $Q_1 = 300,0 \text{ м}^3/\text{мин}$, $Q_2 = 444,7 \text{ м}^3/\text{мин}$ (при моделировании в «Астра-газ» подача составляла: $Q_1 = 309,4 \text{ м}^3/\text{мин}$ и $Q_2 = 435,3 \text{ м}^3/\text{мин}$).

Эффективный коэффициент полезного действия ГТУ определяется по формуле

$$\eta_{ei} = a - b \exp(-\alpha Q_i), \quad (11)$$

Потенциал повышения эффективности определяется по формуле

$$\Delta \eta_e = \sum_{i=1}^n \eta_{e(i)} - \sum_{i=1}^n \eta_{e(i)}^*, \quad (12)$$

получим $\Delta \eta_e = (36,890 + 34,021) - (36,506 + 34,375) = 0,03\%$.

В среднем, за время выработки (10 мин) увеличение КПД за счет оптимизации составило 0,1%.

Таким образом, увеличение КПД при работе разнотипных агрегатов ГПА-12р «Урал» и ГПА-16р «Урал» в «параллель» при выработке газа из

отключаемого участка составит 0,1% (сравнение результатов расчета по предлагаемой методике с расчетом в «Астра-газ»).

Максимальное значение увеличения КПД может составить до 2,0%, для случая отклонения частоты вращения вала ЦБК от номинальных значений.

Экономия топливного газа (кг/сек) определяется по формуле

$$\Delta G_{\text{ТГ}} = \sum_{i=1}^n \frac{N_i^*}{Q_{\text{H}(i)} \cdot \eta_{\text{e}(i)}^*} - \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{Q_{\text{H}(i)} \cdot \eta_{\text{e}(i)}}, \quad (12)$$

где Q_{H} – низшая теплота сгорания при 20 °С, кДж/кг;

N_i^* , N_i - мощность, потребляемая нагнетателем до и после оптимизации работы ГТУ в зависимости от Q_i^* и Q_i определяется по газодинамическим характеристикам нагнетателей [6];

η_e^* , η_e - КПД до и после оптимизации работы ГТУ в зависимости от Q_i^* и Q_i .

Выводы

Экономия топливного газа при выработке газа двумя параллельно работающими агрегатами ГПА-12р «Урал» и ГПА-16р «Урал» при времени выработки 10 мин, составит 115,8 м³. Количество выработанного из участка газа составит 573 тыс. м³.

При тарифе на природный газ 3,8 руб./м³ энергосберегающий эффект в денежном выражении составит 2,2 млн руб.

При расчете экономической эффективности необходимо также учесть факт сокращения экологических выплат. Согласно нормативам [7] экономия экологических выплат при сокращении потерь газа с учетом коэффициентов, учитывающих природно-климатические особенности территории и инфляцию, составит порядка 245 руб. за 1 тыс. м³. Следовательно, ожидаемая дополнительная экономия денежных ресурсов газотранспортного предприятия может составить порядка 140 тыс. руб.

Список используемых источников

- 1 Китаев С.В. Научно-практические основы обеспечения энергетической эффективности магистрального транспорта газа: дис.... д-ра техн. наук. Уфа, 2011. 284 с.
- 2 Каталог энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке и подземном хранении газа ПАО «Газпром». М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011.
- 3 Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В. Определение показателей энергоэффективности в магистральном транспорте газа// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 3. С. 46-49.
- 4 Иванов Э.С., Китаев С.В. Ресурсосберегающая технология отключения участка магистрального газопровода в ремонт с выработкой газа компрессорной станцией на ГПА и потребителя через газораспределительную станцию//Территория Нефтегаз. 2015. №6. С.32-37.
- 5 Китаев С.В. Повышение энергетической эффективности работы газоперекачивающих агрегатов: дис... канд. техн. наук. Уфа, 2003. 162 с.
- 6 Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа. М.: ВНИИГаз, 2005. 128 с.
- 7 О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления: постановление РФ №344 от 12.06.2002.

References

1 Kitaev S.V. Nauchno-prakticheskie osnovyi obespecheniya energeticheskoy effektivnosti magistralnogo transporta gaza: dis.... d-ra tehn. nauk. 2011. 284 s. [in Russian].

2 Katalog ehnergoberegayushchih tekhnologij v dobyche, transportirovke i podzemnom hranenii gaza PAO «Gazprom». M.: OOO «Gazprom VNII-GAZ». 2011. [in Russian].

3 Bajkov I.R., Kuznecova M.I., Kitaev S.V. Opredelenie pokazatelej ehnergoehffektivnosti v magistral'nom transporte gaza// Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. 2013. № 3. S. 46-49. [in Russian].

4 Ivanov E.H.S., Kitaev S.V. Resursosberegayushchaya tekhnologiya otklyuche-niya uchastka magistral'nogo gazoprovoda v remont s vyrabotkoj gaza kompressornoj stanciej na GPA i potrebitelya cherez gazoraspredelitel'nuyu stanciyu//Territoriya Neftegaz. 2015. №6. S.32-37. [in Russian].

5 Kitaev S.V. Povyshenie ehnergeticheskoy ehffektivnosti raboty gazo-perekachivayushchih agregatov: dis.... kand. tekhn. nauk. Ufa. 2003. 162 s. [in Russian].

6 Katalog gazodinamicheskikh harakteristik CBK prirodnogo gaza. M.: VNIIGaz 2005. 128 s. [in Russian].

7 O normativah platy za vybrosy v atmosfernyj vozduh zagryaznyayushchih veshchestv stacionarnymi i peredvizhnymi istochnikami, sbrosy zagryaznyayushchih veshchestv v poverhnostnye i podzemnye vodnye ob"ekty, razmeshchenie othodov proizvodstva i potrebleniya /Postanovlenie RF №344 ot 12.06.2002. [in Russian].

Сведения об авторах

About the Authors

Китаев С.В., д-р техн. наук, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

S.V. Kitaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Transport and storage of oil and gas», FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Svkitayev@mail.ru

Гадельшина А.Р., аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.R. Gadelshina, Post-Graduate Student of the Chair «Transport and storage of oil and gas», FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

Галикеев А.Р., канд. техн. наук, начальник Башкирского управления ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа, Российская Федерация

A.R. Galikeev, Candidate of Engineering Sciences, the Head of the Bashkir management of LLC "Gazprom Gaznadzor", Ufa, Russian Federation