

УДК 62-631.2:665.65

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ГАЗОТУРБОДЕТАНДЕРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

© 2015 Л.П. Шелудько<sup>1</sup>, С.А. Гулина<sup>1</sup>, В.В. Бирюк<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Самарский государственный технический университет

<sup>2</sup> Самарский государственный аэрокосмический университет

Поступила в редакцию 25.02.2015

Рассмотрены вопросы повышения надежности и экономичности работы компрессорных станций магистральных газопроводов с применением новых типов газотурбодетандерных энергоагрегатов, производящих выработку электроэнергии для энергоснабжения собственных нужд с использованием потенциальной энергии топливного газа, потребляемого всеми газоперекачивающими агрегатами компрессорного цеха.

Ключевые слова: *магистральный газопровод, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газотурбодетандерная энергетическая установка*

Компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов (МГ) являются ответственными объектами электропотребления, для которых недопустимы сбои и перерывы в электроснабжении. Стабильность энергоснабжения – один из факторов, определяющих надежность и эффективность магистрального транспорта газа. По мере развития газотранспортной системы реализовывалась программа подключения компрессорных цехов (КЦ) к централизованной системе электроснабжения. Опыт эксплуатации КС показал, что их электроснабжение от централизованных ЛЭП приводит к снижению надежности МГ. До 90% отказов на КС с электроприводом газоперекачивающих агрегатов и в системах энергоснабжения собственных нужд связано с получением электроэнергии высоковольтных линий электропередач (ЛЭП). При этом Потери в ЛЭП электроэнергии при ее транспорте к удаленным КС достигают 12-14%. Основными потребителями электроэнергии в системах собственных нужд являются аппараты воздушного охлаждения газа, маслоохладители, система вентиляции укрытий, службы электрохимической защиты МГ. На эти нужды затрачивается от 2 МВт до 5 МВт мощности. На компрессорных станциях МГ установлено несколько сот передвижных

автоматизированных электростанций (ПАЭС) мощностью от 2,5 до 4,5 МВт.

Некоторые из них используются только как резервный источник электроэнергии. Для привода электрогенераторов на большинстве действующих ПАЭС применяются газотурбинные двигатели АИ-20, Д-30 и установки Raston с КПД от 22% до 26%. Пониженная тепловая экономичность связана с невысокими значениями степеней повышения давления и температуры газа перед газовыми турбинами. Эти факторы определяют необходимость модернизации ПАЭС и создания более экономичных энергоагрегатов электроснабжения собственных нужд, применение которых позволит повысить надежность и экономичность энергоснабжения собственных с отказом или с сокращением потребления электроэнергии из высоковольтных ЛЭП. Эта задача особенно актуальна для магистральных газопроводов в северных районах страны, КС которых на сотни километров удалены от централизованных электростанций.

В соответствии с программой строительства электростанций и энергоустановок в ОАО «Газпром» на ряде компрессорных станций введены в эксплуатацию более эффективные электростанции собственных нужд. Например, на КС «Вуктыльская», которая снабжается электроэнергией от двух высоковольтных ЛЭП и от дизельной электростанции, для повышения надежности электроснабжения собственных нужд введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция мощностью 12 МВт [6], состоящая из трех энергоагрегатов типа ЭГЭС-4-03 с КПД 23,8% созданных на базе авиадвигателей Д-30.

*Шелудько Леонид Павлович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Управление и системный анализ в теплоэнергетике». E-mail: chel\_lp@mail.ru*

*Гулина Светлана Анатольевна, кандидат технических наук, доцент кафедры трубопроводного транспорта. E-mail: kr\_oeg@mail.ru*

*Бирюк Владимир Васильевич, доктор технических наук, профессор кафедры «Теплотехника и тепловые двигатели». E-mail: biruk@rs34.ssau.ru*

Актуально снижение энергетических затрат на собственные нужды и повышение надежности компрессорных станций. Увеличение эффективного КПД у ГТД малой мощности обычно достигается за счет повышения температуры перед турбиной и степени сжатия компрессора, но при этом из-за уменьшения расхода воздуха и относительного роста радиальных зазоров происходит снижение их внутренних КПД. Поэтому одним из перспективных путей повышения экономичности энергетических установок собственных нужд является использование энергетического потенциала транспортируемого по МТ природного газа и выхлопных газов газовых турбин ГПА.

В НПП «Машпроект» [7] разработан ряд энергоутилизирующих комплексов и ряд детандер-генераторных установок с расширением природного газа высокого давления, предназначенных для производства электроэнергии на газораспределительных сетях (ГРС) и газораспределительных пунктах (ГРП) с их электрической мощностью до 13,2 МВт. Давление природного газа на входе в турбодетандер на ГРП может изменяться от 5,5 до 2,6 МПа, а на выходе от 1,85 до 0,09 МПа. Например, для установки на ГРП был разработан энергетический комплекс ТЭУК-7500, состоящий из турбодетандерной установки ЭТДА-15 мощностью 1,5 МВт и энергетической газотурбинной установки ГТЭ-6 мощностью 6 МВт. Этот энергокомплекс также содержит водогрейную котельную и обеспечивает совместную генерацию электрической мощности в 7,5 МВт и тепловой мощности 12,2 Гкал/час. Эффективный КПД этой установки превышает 65%. В патенте [8] предложена газотурбодетандерная установка для выработки электроэнергии на ГРС и ГРП, в которой ротор турбодетандера связан валом через авиационный газотурбинный двигатель с электрогенератором. Совместная полезная работа газовой турбины и турбодетандера используется для выработки электроэнергии. Природный газ перед турбодетандером подогревается теплом выхлопных газов газовой турбины авиадвигателя.

Одним из путей модернизации энергоагрегатов собственных нужд КС является разработка комбинированной энергоустановки КУРС-1, снабженной турбодетандером, использующим потенциальную энергию сжатого природного газа. Эта установка снабжена теплообменником для подогрева природного газа перед турбодетандером выхлопными газами двигателя АИ-20, ротор газогенератора которого связан общим валом с валом турбодетандера и мощность газотурбинного двигателя суммируется с мощностью турбодетандера. Так как нет необходимости

увеличивать эффективную мощность ПАЭС, то подобная модернизация позволяет экономить топливный газ с повышением электрического КПД установки до 34%. Универсальность этого агрегата заключается в том, что он при необходимости может обеспечивать иметь электрическую мощность в 1 МВт только за счет мощности развиваемой турбодетандером без дополнительного сжигания топлива.

В [9] рассмотрена эффективность применения в КЦ детандер-генераторного агрегата (ДГА), предназначенного для автономного электроснабжения вспомогательных систем этого ГПА. В зависимости от типа и мощности ГПА электрическая мощность таких ДГА может составлять 50-320 кВт. Недостатками рассмотренных ДГА из-за небольшого расхода топливного газа (ТГ), потребляемого газоперекачивающим агрегатом (ГПА), являются небольшая мощность и низкий КПД детандера, а также снижение электрической мощности ДГА при работе ГПА с пониженными нагрузками.

В [1] и [2] рекомендуется устанавливать на КС новые типы энергетических газотурбодетандерных установок (ЭГТДУ), принципиальная тепловая схема одной из них изображена на рис. 1. В этой установке применен регенеративный подогрев воздуха перед камерой сгорания, мощность турбодетандера используется для привода компрессора низкого давления (КНД) газотурбинной установки. Охлажденный газ, расширенный в турбодетандере, служит охлаждающим агентом в прохладильнике ГТУ. В ЭГТДУ различных типов могут использоваться как существующие газотурбинные двигатели, например Д-30, так и усовершенствованные энергетические газотурбинные установки – ГТЭС- 2,5, ГТД-4/6,3 ОАО Сатурн, ГТУ-2,5П, ГТУ-4П.

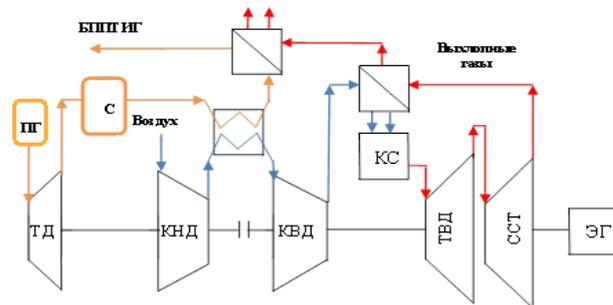


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ЭГТДУ

Используя фактические данные по работе и характеристикам ГПА, установленных в компрессорных цехах (КЦ) ОАО «Газпром трансгаз Самара» (табл. 1), проанализируем эффективность применения в них энергетических газотурбодетандерных установок (ЭГТДУ).

**Таблица 1.** Технические характеристики ГПА, входящих в состав КЦ МГ

Тип ГПА	Тип ГТД	Номинальная мощность ГПА, МВт	Степень повышения давления в ГТД	Давление ТГ, МПа	КПД ГТД, %	Номинальный расход ТГ, м <sup>3</sup> /ч
ГТК-10	ГТК-10-4	10	4,6	1,2	29,0	3705
ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16	9,6	2,0	27,4	6280
ГПА-Ц-25	НК-36СТ	25	18,4	2,5	34,5	7790

Фактический расход топливного газа потребляемого в КЦ зависит от числа работающих агрегатов и режима работы ГПА. В течение года на КЦ находятся в работе от 3 до 6 газоперекачивающих агрегатов с приводом от ГТК-10-4. Соответственно, на КЦ с газоперекачивающими агрегатами НК-16СТ работает от 1 до 3 агрегатов, а на КЦ с НК-36СТ один или 2 ГПА. В соответствии с числом и типами работающих на КЦ газоперекачивающих агрегатов, определим расходы топливного газа на КЦ, а также минимальные и максимальные значения мощности турбодетандера в ЭГТДУ:

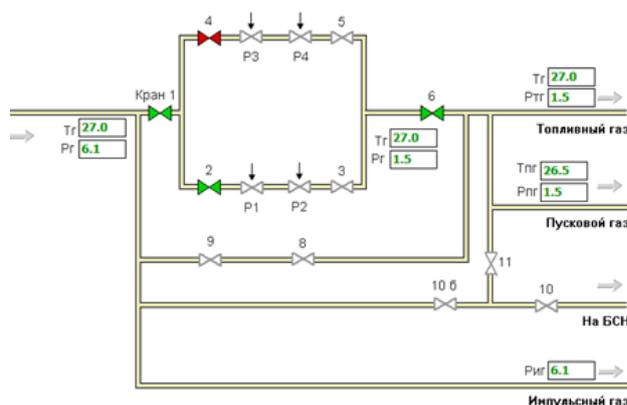
$$N_{\text{тур}} = G_{\text{ТГ}} \cdot \frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot z \cdot R_2 \cdot T_{\text{ТГ}} \cdot \left(1 - \frac{1}{\pi_{\text{ТД}}^{\frac{k_2 - 1}{k_2}}}\right) \cdot \eta_{\text{ТД}}, \quad (1)$$

где:  $G_{\text{ТГ}}$  – расход ТГ через ТД, [кг/с];  $T_{\text{ТГ}}$  – топливного газа перед турбодетандером [К];  $R_2$  – удельная постоянная природного газа, [Дж/кг<sup>0</sup>К];  $k_2$  – показатель изоэнтропы газа;  $\pi_{\text{ТД}}$  – степень понижения в ТД;  $\eta_{\text{ТД}}$  – изоэнтропический КПД ТД,  $z$  – коэффициент сжимаемости.

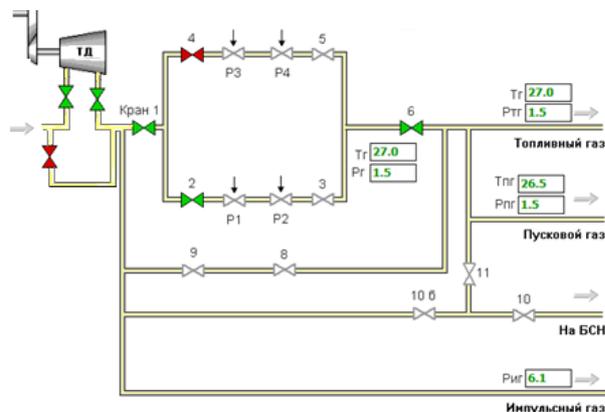
Мощность турбодетандера зависит от массового расхода, перепада давления и температуры природного газа и его внутреннего КПД. Чем выше эти показатели, тем больше электрическая мощность ЭГТДУ. Наиболее перспективно применение на КС мощных и экономичных газотурбодетандерных энергетических установок собственных нужд при подаче в их турбодетандеры топливного газа потребляемого всеми ГПА КЦ. В этом случае ЭГТДУ устанавливается перед блоком подготовки пускового, топливного и импульсного газа (БППТИГ) (рис. 2) и может быть подключена как к линии технологической обвязки КЦ высокого давления (7,45 МПа), так и к линии технологической обвязки КЦ низкого давления (5,5 МПа) (рис. 3).

В интегрированном в схему БППТИГ турбодетандере происходит предварительное снижение давления топливного газа (примерно на 60%), дальнейшее снижение давления топливного газа и его поддержание на заданном уровне производится в регуляторах давления. Расход и давление топливного газа расширяющегося в

турбодетандере зависит от количества работающих ГПА.



**Рис. 2.** Технологическая схема БППТИГ до установки ТД



**Рис. 3.** Технологическая схема БППТИГ после установки ТД

На рис. 4 приведена зависимость электрической мощности  $N_э$  турбодетандера, установленного на КС от давления топливного газа на входе в турбодетандер, для случаев минимального значения расхода ТГ, потребляемого всеми работающими ГПА и максимального расхода ТГ (рис. 5). Принято, что температура ТГ на входе в турбодетандер равна  $T_{\text{вхТД}} = 80^{\circ}\text{C}$ , а состав природного газа соответствует ГОСТ 31369-2008. Из графиков на рис. 4 видно, что на минимальном числе всех ГПА, работающих в КЦ при давлении газа в МГ 7,45 МПа, электрическая мощность турбодетандера близка к 380 кВт и не зависит от вида и числа ГПА. При более полной

загрузке ГПА на КЦ (рис. 5) и давлении газа 7,45 МПа наибольшая электрическая мощность ТД 760 кВт будет получена с 6 работающими ГТК -10-4 и 550 кВт при работе 3 ГПА с НК-16СТ.

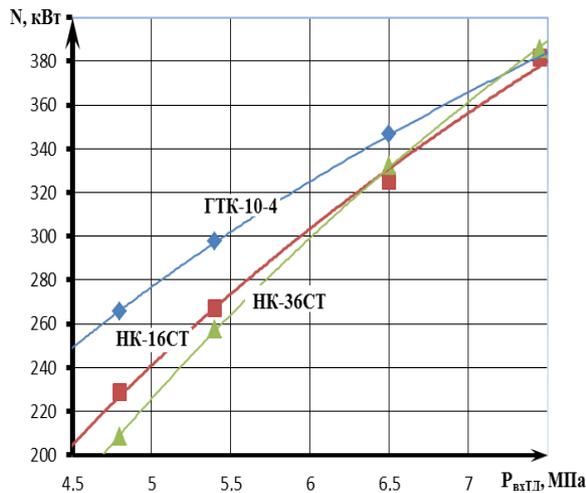


Рис. 4. Зависимость мощности ТД от давления газа на его входе с минимальным количеством работающих ГПА в КЦ (3 ГПА с ГТК -10-4, 3 ГПА с НК-16СТ и 1 ГПА с НК-36СТ)

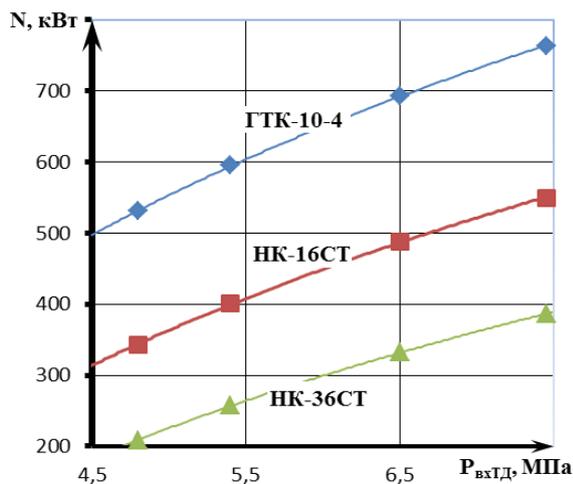


Рис. 5. Зависимость мощности ТД от давления газа на его входе с номинальным количеством работающих ГПА в КЦ (6 ГПА с ГТК -10-4, 3 ГПА с НК-16СТ и 1 ГПА с НК-36СТ).

Рассмотрим работу компрессорных цехов, оснащенных ГПА с указанными газотурбинными приводами. Как следует из выражения (1) электрическая мощность турбодетандера пропорциональна температуре топливного газа перед ним. Повышение температуры газа перед ТД увеличивает его мощность, но приводит к увеличению его температуры на выходе из детандера, что при температуре выше 5<sup>0</sup>С исключит гидратообразование в расширенном газе. В то же время это может ограничить возможность использования газа, вышедшего из детандера в

качестве хладагента для охлаждения атмосферного воздуха, поступающего в компрессор ЭГТДУ. Зависимости, приведенные на рис. 6, 7, показывают, до какой температуры следует подогреть ТГ, поступающий в турбодетандер, если известен требуемый уровень температуры газа, расширенного в турбодетандере, типы и количество ГПА работающих в КЦ.

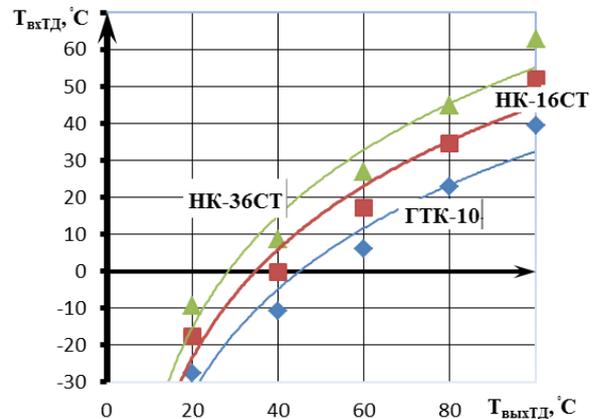


Рис. 6. Изменение температуры газа, расширенного в ТД, с давлением газа на входе в ТД 7,45 МПа

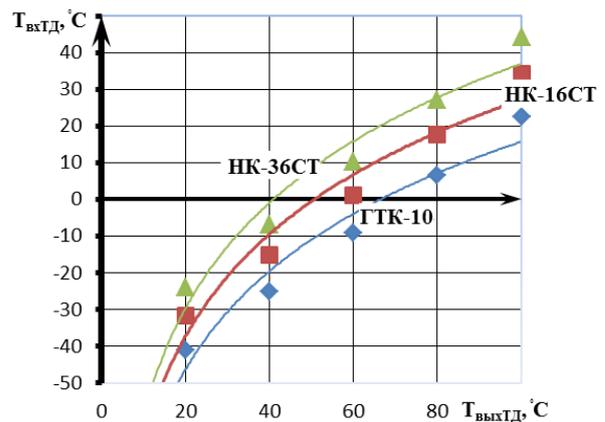
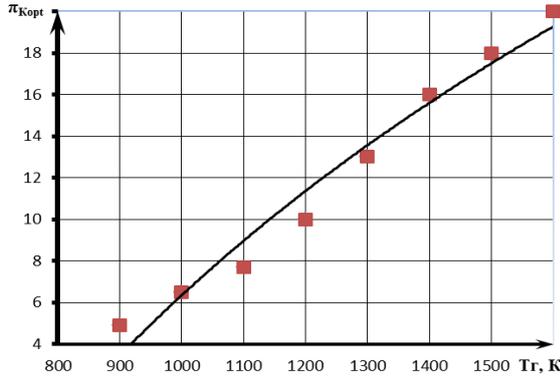


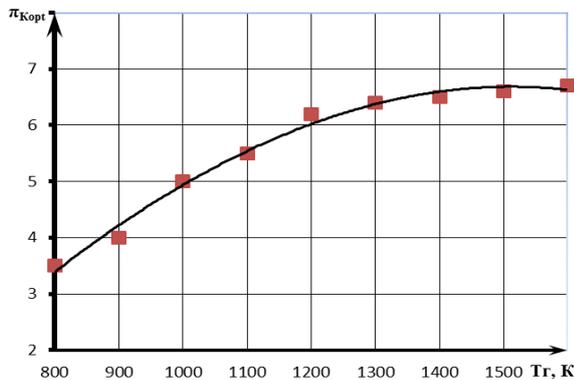
Рис. 7. Изменение температуры газа, расширенного в ТД, с давлением газа на входе в ТД 5,4 МПа

Для проведения теплового расчета ЭГТДУ необходимо определить ряд начальных параметров цикла. Номинальная мощность ЭГТУ 2,5 МВт. При указанной мощности расход рабочего тела должен быть не менее 15 кг/с. Такой расход может быть обеспечен при температуре газа перед турбиной  $T_T$  не выше 1100 К. Для повышения КПД установки при умеренных параметрах цикла (степени повышения его давления и степени подогрева рабочего тела) используем цикл с регенерацией тепла, для которого определим область оптимальных значений параметров цикла. На рис. 8, 9 представлены зависимости изменения оптимальной степени повышения давления в

компрессоре  $\pi_{Корт}$  от температуры газа перед турбиной  $T_T$  для получения максимальной полезной работы цикла  $Le$  (рис. 8) и максимального значения его эффективного КПД  $\eta_e$ , (рис. 9).



**Рис. 8.** Зависимость оптимальной степени повышения давления в цикле  $\pi_{Корт}$  от температуры газа перед турбиной  $T_T$  для максимальной полезной работы цикла  $Le$

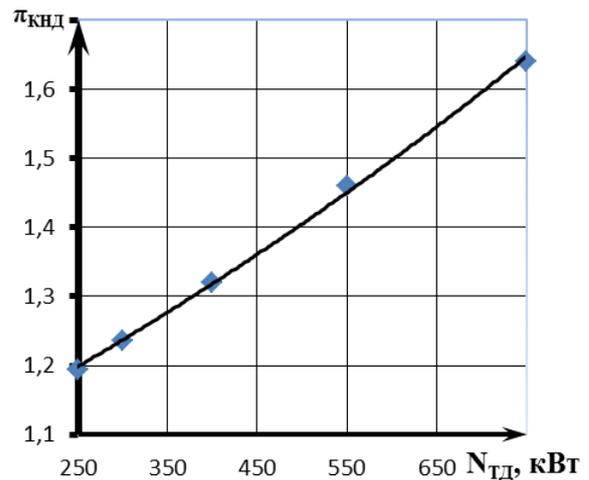


**Рис. 9.** Зависимость оптимальной степени повышения давления в цикле  $\pi_{Корт}$  от температуры газа перед турбиной  $T_T$  для максимального эффективного КПД  $\eta_e$  цикла

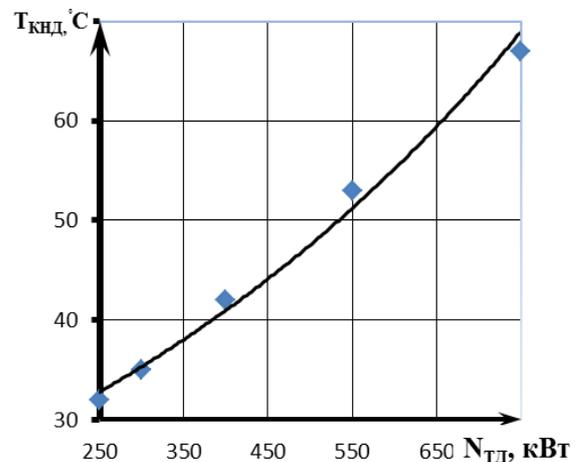
В диапазоне изменения температуры продуктов сгорания перед газовой турбиной  $T_T$  от 900 К до 1100 К величины оптимальных степеней повышения давления  $\pi_{Корт}$ , обеспечивающие максимальные значения эффективного КПД ЭГТДУ, соответствуют изменению  $\pi_{Корт}$  от 4,0 до 5,5 (рис. 9). Нецелесообразно выбирать оптимальные степени повышения давления  $\pi_{Корт}$ , при которых будет достигаться максимальная полезная работа этой установки, так как при этом уменьшатся расходы воздуха и продуктов сгорания, работающих в газовой турбине ЭГТДУ и, как это следует из графика на рис. 8, увеличатся оптимальные величины  $\pi_{Корт}$  от 5 до 9, что усложнит конструкцию компрессоров и увеличит стоимость установки. Поэтому для последующего теплового расчета ЭГТДУ были выбраны следующие начальные параметры цикла:  $\eta_e = 2,5$  МВт,

$T_T = 1100$  К,  $G_B = 15$  кг/с,  $\pi_K = 5,5$ . Расход топливного газа через турбодетандер для КЦ с НК-16СТ составляет  $G_{ТГ} = 5,23$  м<sup>3</sup>/с, для ГТК-10-4  $G_{ТГ} = 6,17$  м<sup>3</sup>/с (данные расходы соответствуют номинальному числу работающих ГПА на КЦ).

Важно, что при расчетах ЭГТДУ необходимо предусмотреть согласование работы связанных общим валом КНД и ТД, тогда по мощности турбодетандера можно определить параметры рабочего процесса КНД. По результатам проведенного расчета ЭГТДУ построены графические зависимости степени повышения давления в КНД  $\pi_{КНД}$  (рис. 10), температуры воздуха на выходе из КНД  $T_{КНД}$  (рис. 11), а также зависимость мощности ЭГТДУ от мощности ТД (рис. 12). Она необходима для оценки прироста полезной мощности ЭГТДУ при увеличении числа работающих ГПА. Как правило, для КЦ нет необходимости в увеличении расчетной электрической мощности. Тогда подключение турбодетандера к КНД и выход его на полную мощность, позволяет экономить топливный газ для ЭГТДУ до 30%.



**Рис. 10.** Зависимости параметров ЭГТУ от мощности турбодетандера



**Рис. 11.** Зависимости параметров ЭГТУ от мощности турбодетандера

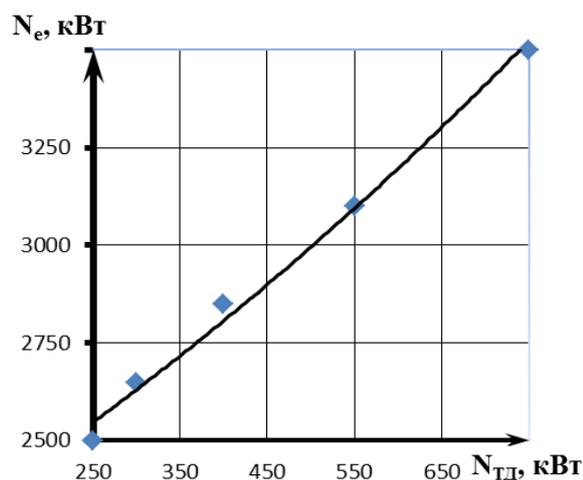


Рис. 12. Зависимости параметров ЭГТУ от мощности турбодетандера

Учитывая изменение степени повышения давления  $\pi_{кнд}$  и  $T_{кнд}$  от мощности турбодетандера (рис. 10), а также зависимости, приведенные на рис. 6, 7, можно, задавшись значениями коэффициентов потерь, КПД узлов и степенью регенерации, провести термодинамический расчет цикла и характеристик ЭГТДУ.

Термодинамический расчет ЭГТДУ и ее турбодетандера был проведен с использованием уточненного метода определения теплофизических свойств рабочего тела по тракту установки и алгоритма, приведенного в [3], что позволяет получить оптимальное сочетание термодинамических параметров ЭГТДУ для любого состава природного газа. Эти расчеты были проведены с учетом условий ISO 2314 (ГОСТ 20440) для состава природного газа, соответствующего ГОСТ 31369-2008. Результаты результатов ЭГТДУ представлены в табл. 2.

Таблица 2. Рассчитанные параметры ЭГТДУ

ГПА	Мощность ТД на ном. реж. работы ГПА, кВт	Темпер. на ходе в ТД, $T_{ТД}$ , К	Давление на входе в ТД, $P_{ТД}$ , Мпа	Степень повышения давления в ЭГТДУ, $\pi_{\Sigma}$	Степень пов. давл. в КНД ЭГТДУ $\pi_{кнд}$	Темпер. газа в ЭГТДУ, $T_{г}$ , К	Расход воздуха в ЭГТДУ $G_{в}$ , кг/с	Эффек. КПД ЭГТДУ $\eta_{\sigma}$ %
ГТК-10-4	763,5	80	7,45	3,8	1,61	830	15	56,4
НК-16-СТ	549,9	80	7,45	4,8	1,43	950	15	44,8

**Выводы:** в случае установки ЭГТДУ на компрессорных станциях будет повышена их эксплуатационная надежность, ликвидирована зависимость от получения электроэнергии из централизованных электрических сетей и снижены затраты на электроэнергию, расходуемую на обеспечение их технологических нужд. Использование на КС предлагаемых типов ЭГТДУ позволит модернизировать существующие электростанции собственных нужд и становится наиболее актуальным при проектировании новых компрессорных цехов КС для северо-восточных магистральных газопроводов. Повышение конкурентно способности инвестиционных проектов строительства электростанций собственных нужд способствует так же то, что электроэнергия, вырабатываемая на собственных ЭГТДУ КС, является технологическим продуктом и не должна облагаться налогом на прибыль.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бирюк, В.В. Газотурбодетандерная установка собственных нужд компрессорных станций магист-

ральных газопроводов / В.В. Бирюк, Л.П. Шелудько // Проблемы теплоэнергетики. Сб. науч. трудов по материалам XII Межд. науч.-техн. конф. Выпуск 3. – Саратов, 2014. С. 246-250.

2. Энергетическая газотурбодетандерная установка собственных нужд компрессорных станций магистральных газопроводов. Патент РФ № 25410.

3. Гулина, С.А. Проблемы расчётного анализа характеристик ГТД, работающих на природном газе / С.А. Гулина, Е.Л. Михеевков, М.Ю. Орлов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. 2011. №5 (29). С. 83-85.

4. Меньшов, Б.Г. Электроснабжение газотурбинных компрессорных станций магистральных газопроводов / Б.Г. Меньшов, А.В. Беляев, В.Н. Яцерицын. – М.: Недра, 1985. 164 с.

5. Богуслаев, В. и др. Турбодетандер позволяет экономить / engint aviaport.ru/issues/16/page 22.html/

6. Белоусенко, И.В. Электростанция собственных нужд КС «Вуктыльская» ОАО «Газпром»/ И.В. Белоусенко, К.В. Бушмелев, Д.А. Деренский и др. // Турбины и дизели. 2010. Сен.-октябрь.

7. Боцула, А. Двигатели и установки «Машпроекта» для газовиков и энергетиков / А. Боцула, А. Коваленко, Л. Лимберская //Электронный журнал «Экологические системы».2006. №1 январь.

8. Гуров, В.И. Способ работы газотурбодетандерной установки / В.И. Гуров, И.И. Губанок, В.Г.

Макаров // Патент РФ № 2091592 МПК F01K27/00. Публикация патента 27.09.1997.

9. Гаряев, А.В. Применение детандер-генераторных агрегатов для повышения экономичности и

надежности работы компрессорных станций в системе транспорта газа. Дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. – М., МЭИ, 2008. 21 с.

## **POWER GAS TURBODETANDER UNIT AT COMPRESSOR SHOPS OF THE MAIN GAS PIPELINES**

© 2015 L.P. Sheludko<sup>1</sup>, S.A. Gulina<sup>1</sup>, V.V. Biryuk<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Samara State Technical University

<sup>2</sup> Samara State Aerospace University

Questions of increasing the reliability and profitability of compressor stations functioning at the main gas pipelines with application of new types of gas turbodetander power units making power generation for power supply of own needs with using the potential energy of fuel gas consumed by all gas-distributing units of compressor shop are considered.

Key words: *main gas pipeline, compressor station, gas-distributing unit, gas turbodetander engine unit*

---

*Leonid Sheludko, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the Department "Management and System Analysis in Heat Power Supply". E-mail: chel\_lp@mail.ru*

*Svetlana Gulina, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the Department of Pipeline Transport. E-mail: kr\_oeg@mail.ru*

*Vladimir Biryuk, Doctor of Technical Sciences, Professor at the Department "Heat Engineering and Heat Engines". E-mail: biruk@rs34.ssau.ru*