

УДК 622.691.4.052

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ  
ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ В СОСТАВЕ  
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА  
ПРИ ОТКЛОНЕНИИ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ**

**DETERMINATION OF CHANGES OF THE MAIN INDICATORS  
OF A GAS-TURBINE UNIT WORK AS A PART OF A GAS-COMPRESSOR  
PLANT AT SHIFT OF THE LOADING CHARACTERISTIC**

Ванчин А.Г.

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,  
Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin

I. M. Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russian Federation

e-mail: alex\_vanchin@mail.ru

**Аннотация.** Целью этого исследования является разработка метода определения изменений основных показателей работы газотурбинной установки в составе газоперекачивающего агрегата на компрессорной станции магистрального газопровода при изменении характеристики нагрузки.

Указаны вероятные причины возникновения несоответствия характеристик нагрузки и газотурбинной установки.

В качестве примера показано расхождение характеристик нагрузки при заводских стендовых испытаниях конкретной газотурбинной установки и в условиях ее эксплуатации, при работе на реальной компрессорной станции магистрального газопровода. Дано объяснение причины снижения эффективности работы турбины из-за работы на нерасчетном режиме.

Отмечено, что практически применимого метода для оценки влияния фактора изменения нагрузки на показатели турбины-привода до настоящего момента еще не было предложено.

Рассмотрено отображение изменений показателей работы при изменении характеристики нагрузки на универсальной характеристике газотурбинной установки с простой схемой. Указана линия оптимальных режимов работы, объединяющая рабочие точки, в которых наблюдаются максимальные значения эффективного коэффициента полезного действия газотурбинной установки при данных значениях относительной приведенной мощности.

На основе выявленных при этом закономерностей предложен порядок определения потери мощности газотурбинной установки, связанной с

неоптимальным режимом ее работы с использованием универсальной характеристики газотурбинной установки.

Представлена аналитическая запись предложенного порядка определения потери мощности из-за неоптимального режима работы газотурбинной установки в виде последовательно решаемых уравнений.

Для получения возможности реализации предложенного метода переведены в аналитический вид графики универсальной характеристики газотурбинной установки с применением полиномиальной регрессии второй степени.

Предложен способ прогнозирования величины эффективного коэффициента полезного действия газотурбинной установки, в случае отклонения текущего режима нагрузки газотурбинной установки от оптимального режима, при известном текущем техническом состоянии.

**Abstract.** The purpose of this research is the development of the method which will define the changes of the main indicators of the gas turbine unit work as a part of the gas pumping unit at the compressor station of the main gas pipeline at shift of the loading characteristic.

The author indicates the probable causes of discrepancies between the loading characteristic and a gas turbine unit. He shows an example of the difference of the load characteristics during bench tests of the gas turbine unit and during the process of its operation when working on a real compressor station of the main gas pipeline. The author explains the decrease in the efficiency of the turbine due to work in off-design mode.

Up to the present time there is not any method which is used in practice to determine the influence of the factor of load changes on the turbine drive indicators.

The author analyzes the reflection of changes of parameters of work during the loading characteristic changes on a universal characteristic of a gas turbine with a simple schema; shows the line of optimal mode of operation, which unites working points with the maximum value of the effective efficiency of a gas turbine with these values of the relative power.

Based on identified patterns, the author proposes the procedure for determining the power loss of a gas turbine unit at the time of use of the universal characteristics of the gas-turbine unit.

The author offers analytically formed procedure for determining the power loss due to non-optimal mode of operation of the gas turbine unit in the form of consistently solving equations.

For using the offered method in practice, the author proposes graphs in analytical view of the universal characteristics of the gas-turbine unit using polynomial regression of the second degree.

The author shows how to forecast the size of the efficiency of a gas turbine unit at a known current technical status in case of the deviation of the current load conditions of the gas turbine unit from the optimum mode.

**Ключевые слова:** диагностика, транспорт природного газа, характеристика нагрузки, коэффициент технического состояния, техническое состояние, газоперекачивающий агрегат, экспресс метод.

**Keywords:** diagnostics, transport of natural gas, loading characteristic, factor of a technical condition, technical condition, gas-compressor plant, express method.

### **Краткое рассмотрение сути решаемой проблемы**

При рассмотрении технологической модели газоперекачивающего агрегата (ГПА) на компрессорной станции (КС) магистрального газопровода необходим анализ вопроса возможного несоответствия рабочей характеристики нагрузки, то есть центробежного нагнетателя (ЦБН) с примыкающей газотранспортной сетью, расчетной нагрузочной характеристике газотурбинной установки (ГТУ).

Причина возникновения этого явления может быть в исходном несоответствии характеристик, допущенном при разработке проекта. Могут быть и другие причины, появившиеся в процессе эксплуатации. Например, при частичной загруженности газотранспортной сети существует возможность переключения потоков газа между параллельно работающими цехами многониточного газотранспортного коридора. В результате будет работа ГПА на газотранспортную сеть, сильно отличающуюся от проектной сети. Из-за этого изменится режим работы ЦБН, и частоты вращения турбины, приводящей в движение ЦБН, будут неоптимальными для действующих величин потребляемой мощности.

На заводе стендовые испытания ГТУ проводятся на нагрузке с определенной характеристикой, которая может существенно отличаться от характера нагрузки в условиях эксплуатации, поэтому ГТУ может демонстрировать показатели энергетической эффективности работы отличающиеся, от номинальных значений. В качестве примера на рисунке 1 показаны для сравнения характеристика нагрузки ГТУ в составе ГПА-Ц-16 при работе на реальной КС и нагрузочная характеристика пневмотормоза ПТ-82У-16, используемого при заводских стендовых испытаниях двигателей НК-16СТ, полученная на основе обработки данных заводских стендовых испытаний этих двигателей.

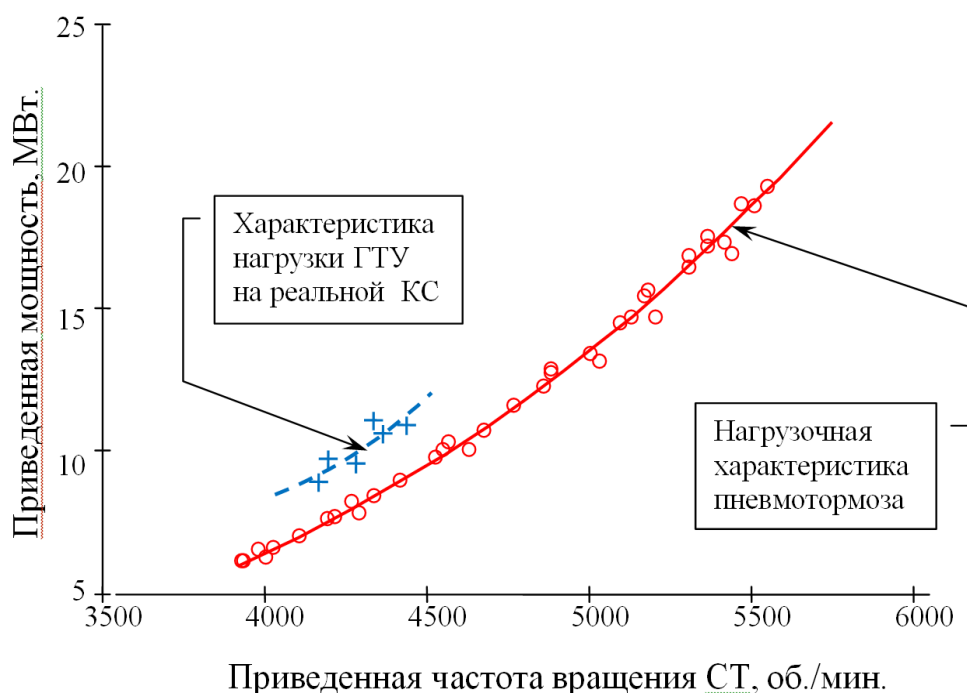


Рисунок 1. Сравнение характеристики нагрузки ГТУ в составе ГПА-Ц-16 на реальной КС и нагрузочной характеристики пневмотормоза ПТ-82У-16, используемого при заводских стендовых испытаниях двигателей НК-16СТ

Видно, что режим работы ГПА-Ц-16 отличался на момент проведения измерений от стендового. В среднем измеренная приведенная частота вращения силовой турбины (СТ) была меньше на приблизительно 300 об./мин., чем из заводской при той же эффективной мощности.

Работа силовой турбины ГТУ на нерасчетном режиме может привести к снижению ее эффективности. Связанные с этим потери мощности можно приближенно оценить, используя характеристики ступени осевой турбины реактивного типа в зависимости от отношения окружной скорости турбины и осевой скорости потока газов в ней  $u/c_0$  представленные Брянским институтом транспортного машиностроения (БИТМ), в работе [4] (рисунок 2). Уменьшение частоты вращения СТ на 300 об./мин может привести к соответствующему уменьшению КПД СТ до 2%. Уменьшение КПД СТ на 2% соответствует уменьшению эффективной мощности ГТУ на 2%, что для мощности 12,0 МВт составит величину потери мощности из-за работы силовой турбины ГТУ на нерасчетном режиме 240 кВт.

Требуется метод оценки и прогнозирования этого фактора.

Определению эксплуатационных показателей газоперекачивающих агрегатов и оценке режимов работы газотурбинных установок, входящих в их состав, посвящено значительное количество работ, например [1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10], однако предложений по методу оценки влияния фактора изменения нагрузки на показатели турбины-привода не было.

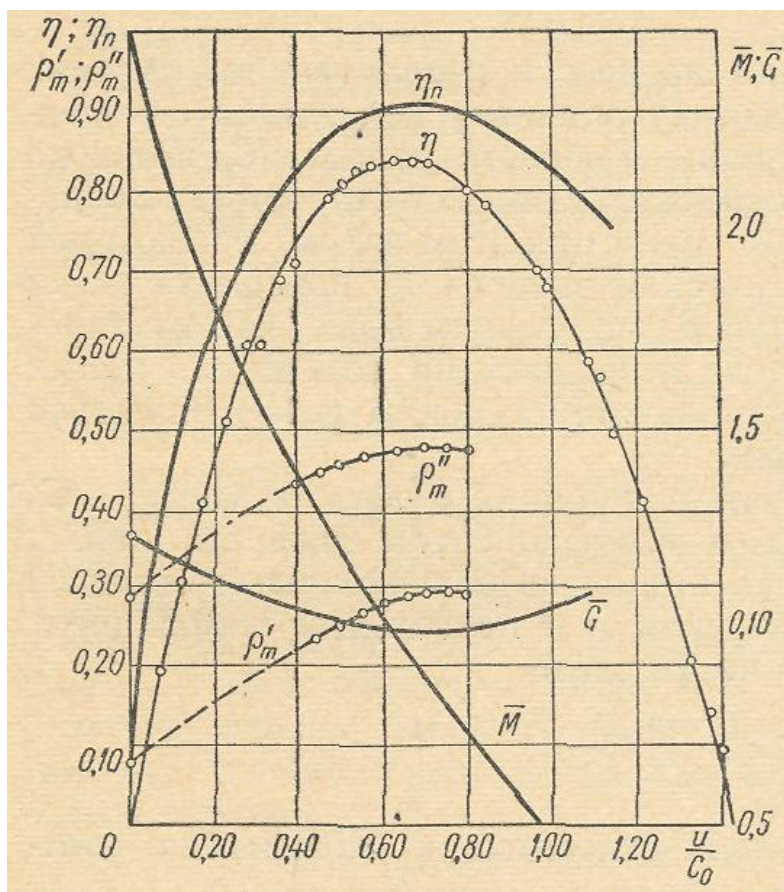


Рисунок 2. Характеристики ступени турбины

### Описание предлагаемого метода учета отклонений характеристики нагрузки при оценке параметров работы ГТУ в составе ГПА

Согласно исследованиям ВНИИгаза, приведенные характеристики ГТУ, применяемых на КС и выполненных по схеме с разрезным валом, могут быть обобщены, если представить их в относительной форме, т.е. в виде зависимости параметров, отнесенных к номинальному значению [2]. Это объясняется идентичностью уравнений, описывающих рабочие процессы ГТУ данной схемы, и относительной близостью величин параметров цикла, таких как соотношение давлений сжатия в осевом компрессоре и температура перед турбиной. Разброс среднестатистических характеристик разных марок ГТУ данной схемы, построенных в диапазоне мощности 50-150%, составляет около 1%.

На универсальной характеристике ГТУ, показанной на рисунке 3 указана линия оптимальных режимов работы ГТУ. Эта линия объединяет рабочие точки режимов работы ГТУ, в которых наблюдаются максимальные значения эффективного КПД ГТУ при данных значениях относительной приведенной мощности. Она имеет такой же вид, как представленная на рисунке 1 нагрузочная характеристика заводских стендовых испытаний двигателей НК-16СТ, если произвести пересчет ее из относительных величин в абсолютные значения.



На универсальной характеристике ГТУ (рисунок 3) видно, что линии постоянных частот вращения турбины высокого давления (ТВД), приводящей в движение осевой компрессор, эквидистантны линиям постоянной температуры перед ТВД. Иначе говоря, для каждой линии постоянной частоты вращения ТВД можно подобрать совпадающую с ней линию постоянной температуры перед ТВД. Постоянство частоты вращения ТВД при прочих равных внешних условиях определяет постоянство расхода циклового воздуха, которое вместе с постоянством температуры перед ТВД однозначно предопределяет неизменность выделяемой в камере сгорания тепловой мощности, и соответственно неизменность расхода топливного газа. В целом, эти линии являются линиями неизменного режима работы газогенератора ГТУ, в состав которого по принятой терминологии входят все элементы проточной части ГТУ кроме турбины, приводящей в движение нагрузку (в данном случае - ТНД).

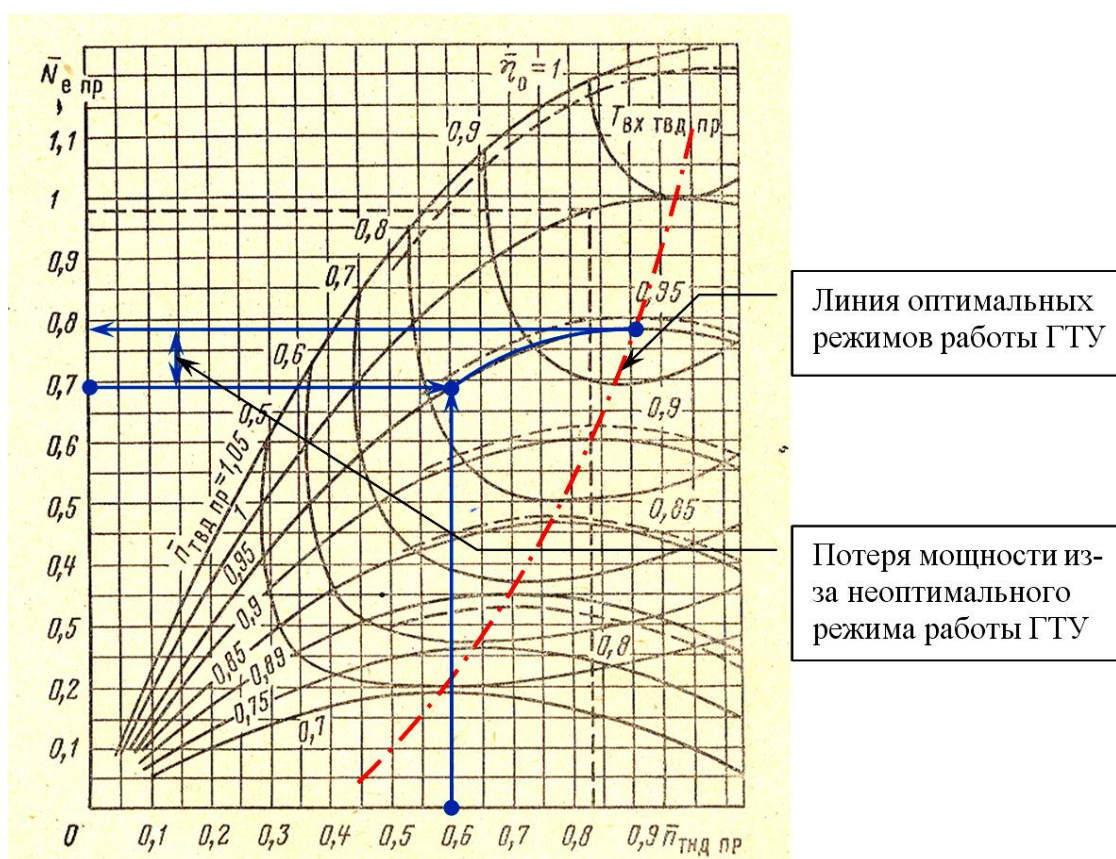


Рисунок 3. Универсальная характеристика ГТУ с указанной линией оптимальных режимов работы ГТУ и порядком определения потери мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ

Из этого следует, что линии постоянных частот вращения ТВД и постоянных температур перед ТВД являются, по сути, графиками зависимости эффективной мощности ГТУ от частоты вращения ТНД, при постоянном режиме работы газогенератора. А значит, по ним можно определить потери эффективной

мощности ГТУ связанные исключительно только с отклонениями режима работы ТНД.

Воспользоваться этим фактом в целях оценки потерь эффективной мощности ГТУ связанных с отклонениями режима работы ТНД можно следующим образом.

На рисунке 3 в графическом виде показан порядок определения потери мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ.

Порядок такой:

- По известным значениям относительной приведенной мощности и относительной приведенной частоты вращения ТНД определяется рабочая точка на характеристике ГТУ
- Определяется, на какой линии постоянной частоты вращения ТВД располагается полученная рабочая точка.
- На пересечении определенной в предыдущем пункте линии постоянной частоты вращения ТВД и линии оптимальных режимов работы ГТУ находится точка оптимального режима.
- Определяется величина относительной приведенной мощности, соответствующая точке оптимального режима.
- Вычисляется потеря относительной приведенной мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ как разница соответствующих значений относительных приведенных мощностей точке оптимального режима и в рабочей точке.
- Вычисляется абсолютная величина потери мощности по величине относительной приведенной мощности с использованием формулы приведения.

В описанном выше порядке определения потери мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ вместо линий постоянных частот вращения ТВД при поиске точки оптимального режима можно использовать линии постоянных температур перед ТВД, если этот параметр показывается штатной системой измерений ГПА.

Аналитическая запись рассматриваемого порядка определения потери мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ выглядит в виде последовательно решаемых уравнений:

$$\bar{n}_{ТВД.нр} = f(\bar{N}_{e.нр}, \bar{n}_{ТНД.нр}), \quad (1)$$

$$\bar{N}_{e.нр.опт} = f(\bar{n}_{ТВД.нр}), \quad (2)$$

или:

$$\bar{T}_{ТВД.нр} = f(\bar{N}_{e.нр}, \bar{n}_{ТНД.нр}), \quad (3)$$

$$\bar{N}_{e.нр.опт} = f(\bar{T}_{ТВД.нр}), \quad (4)$$

далее:

$$\Delta \bar{N}_{e.np} = \bar{N}_{e.np.opt} - \bar{N}_{e.np}, \quad (5)$$

$$\Delta \bar{N}_e = \Delta \bar{N}_{e.np} \cdot \sqrt{\frac{T_{ex}}{T_{ex.0}}} \cdot \frac{p_a}{p_{a0}}, \quad (6)$$

где  $\bar{n}_{ТВД.np}$  – относительная приведенная частота вращения ТВД, об/сек;  
 $\bar{n}_{ТНД.np}$  – относительная приведенная частота вращения ТНД, об/сек;  
 $\bar{T}_{ТВД.np}$  – относительная приведенная температура перед ТВД;  
 $\bar{N}_{e.np}$  – относительная приведенная мощность ГТУ;  $\bar{N}_{e.np.opt}$  – относительная приведенная мощность ГТУ на оптимальном режиме;  $\bar{T}_{ТНД.np}$  – относительная приведенная температура перед ТНД;  $\Delta \bar{N}_{e.np}$  – потеря относительной приведенной мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ;  $T_{ex.0}$  – температура воздуха на входе в осевой компрессор при стандартных условиях, °K;  $T_{ex}$  – температура воздуха на входе в осевой компрессор при действительных условиях, °K;  $p_{a0}$  – давление атмосферного воздуха при стандартных условиях, Па;  $p_a$  – давление атмосферного воздуха действительных условиях, Па; размерности относительных параметров – в долях единицы. Стандартные условия:  $T_{ex.0} = 288$  °K;  $p_{a0} = 1.013 \cdot 10^5$  Па; при влажности – 60% [5].

На практике, при вариантных расчетах режимов работы, для прогнозирования величины мощности с использованием стендовых характеристик, в случае отклонения рассчитываемого режима нагрузки ГТУ от стендового, должна вноситься вычисленная по формулам (5) и (6) поправка мощности  $\Delta N_e$ .

Для ГТУ простой схемы вид зависимостей (1) - (4) определяется обработкой универсальной характеристики ГТУ (рисунок 3).

В результате, представление формул (2) и (4) в виде полиномиальных зависимостей имеют вид:

$$\bar{N}_{e.np.opt} = 5,881 \cdot (\bar{n}_{ТВД.np})^2 - 7,318 \cdot \bar{n}_{ТВД.np} + 2,435, \quad (7)$$

$$\bar{N}_{e.np.opt} = 3,571 \cdot (\bar{T}_{ТВД.np})^2 - 3,104 \cdot \bar{T}_{ТВД.np} + 0,5313, \quad (8)$$

На рисунке 4 и рисунке 5 показаны точки исходных данных и графики полученных на их основе зависимостей (7) и (8). Видно, что описание в виде полиномиальной зависимости в данном случае дает результат с приемлемой погрешностью менее 0.01%.



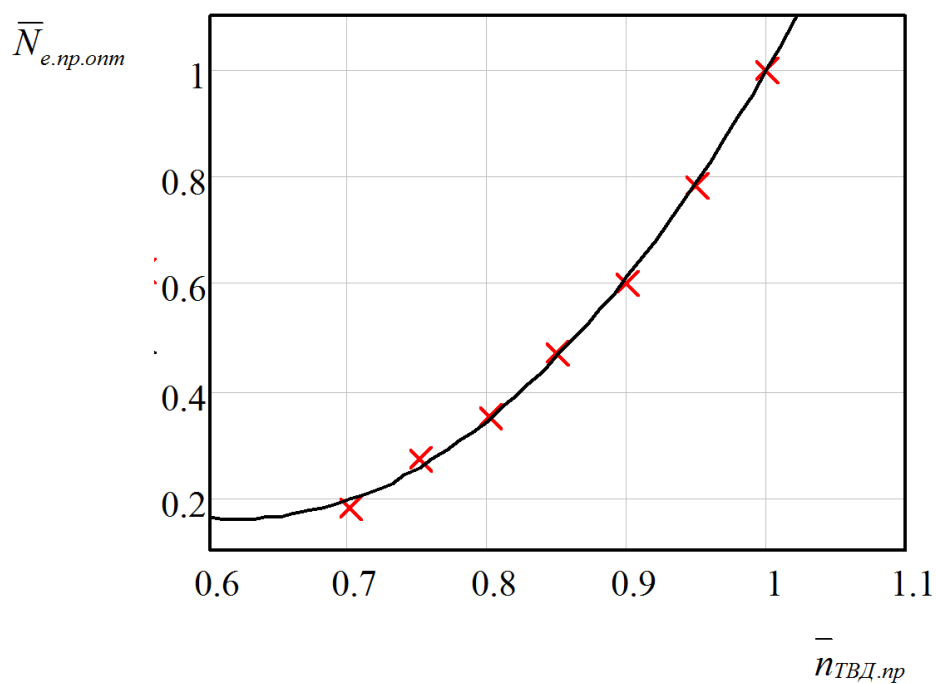


Рисунок 4. Линия оптимального режима работы ГТУ  
в виде зависимости  $\bar{N}_{e,np,opt}$  от  $\bar{T}_{ТВД,np}$

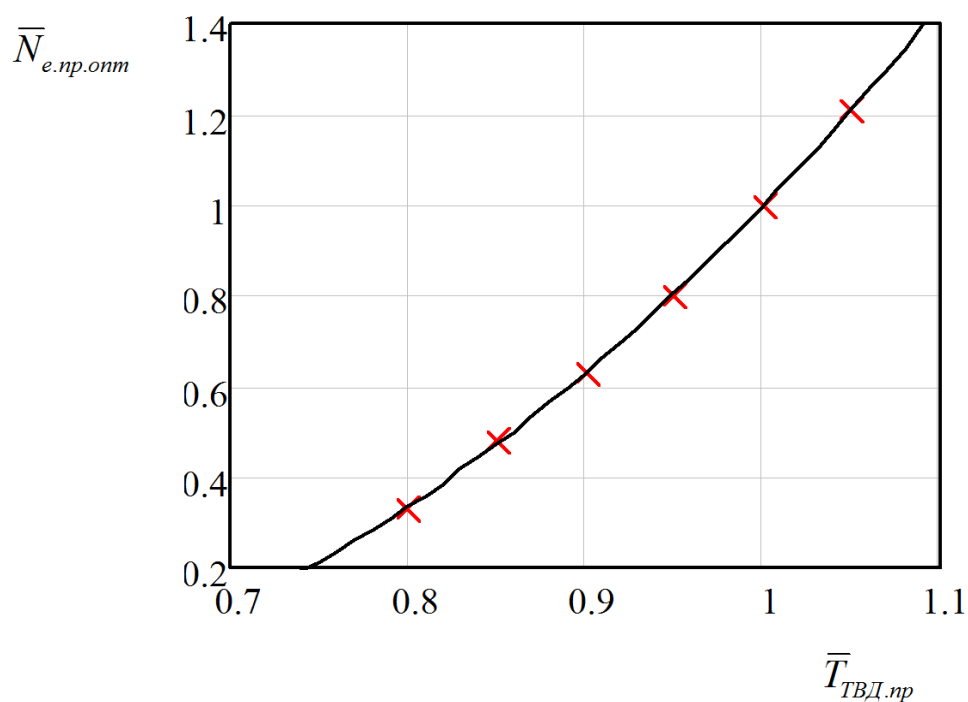


Рисунок 5. Линия оптимального режима работы ГТУ  
в виде зависимости  $\bar{N}_{e,np,opt}$  от  $\bar{T}_{ТВД,np}$

Обработка универсальной характеристики ГТУ с применением полиномиальной регрессии второй степени дала структуру формул (1) и (3) в виде степенных зависимостей:

$$\bar{n}_{ТВД.нр} = -0,357 \cdot \bar{n}_{ТНД.нр} \cdot \bar{N}_{е.нр} - 0,246 \cdot (\bar{N}_{е.нр})^2 + 0,969 \cdot \bar{N}_{е.нр} + 0,813 - 0,815 \cdot \bar{n}_{ТНД.нр} + 0,642 \cdot (\bar{n}_{ТНД.нр})^2, \quad (9)$$

$$\bar{T}_{ТВД.нр} = -0,252 \cdot \bar{n}_{ТНД.нр} \cdot \bar{N}_{е.нр} - 0,061 \cdot (\bar{N}_{е.нр})^2 + 0,606 \cdot \bar{N}_{е.нр} + 0,802 - 0,451 \cdot \bar{n}_{ТНД.нр} + 0,358 \cdot (\bar{n}_{ТНД.нр})^2. \quad (10)$$

На рисунке 6 и рисунке 7 показано графическое отображение формул (9) и (10).

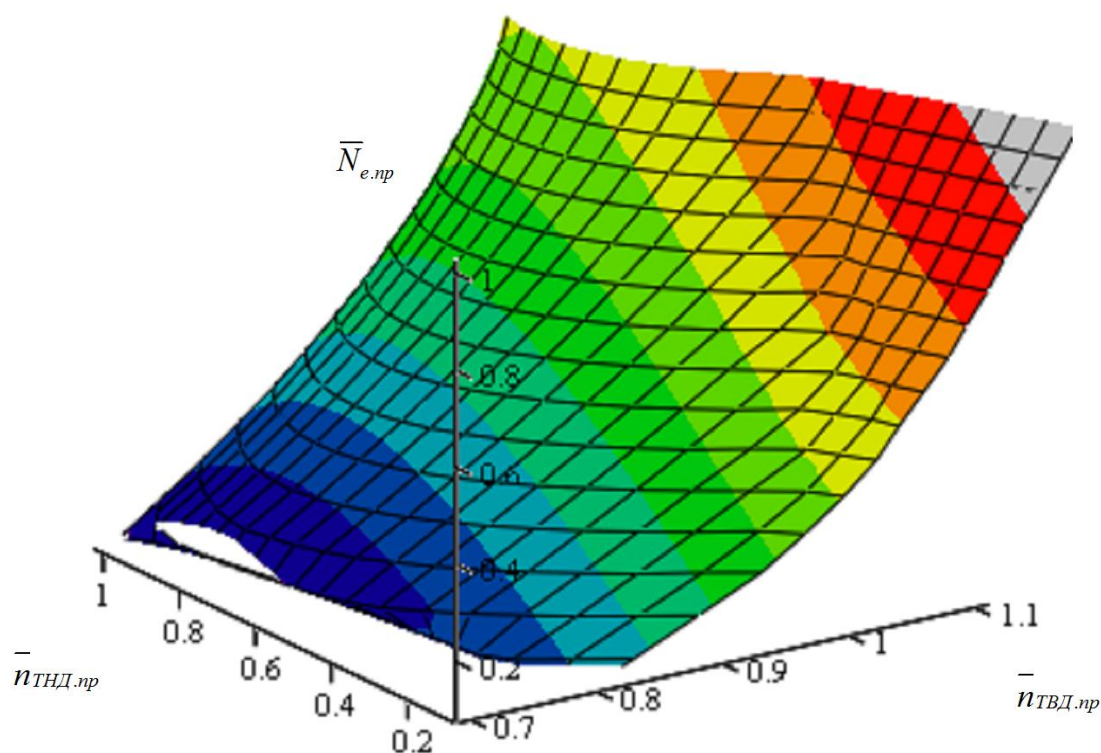


Рисунок 6. График формулы полинома, описывающего зависимость  $\bar{n}_{ТВД.нр}$ ,  $\bar{N}_{е.нр}$  и  $\bar{T}_{ТВД.нр}$  из универсальной характеристики ГТУ

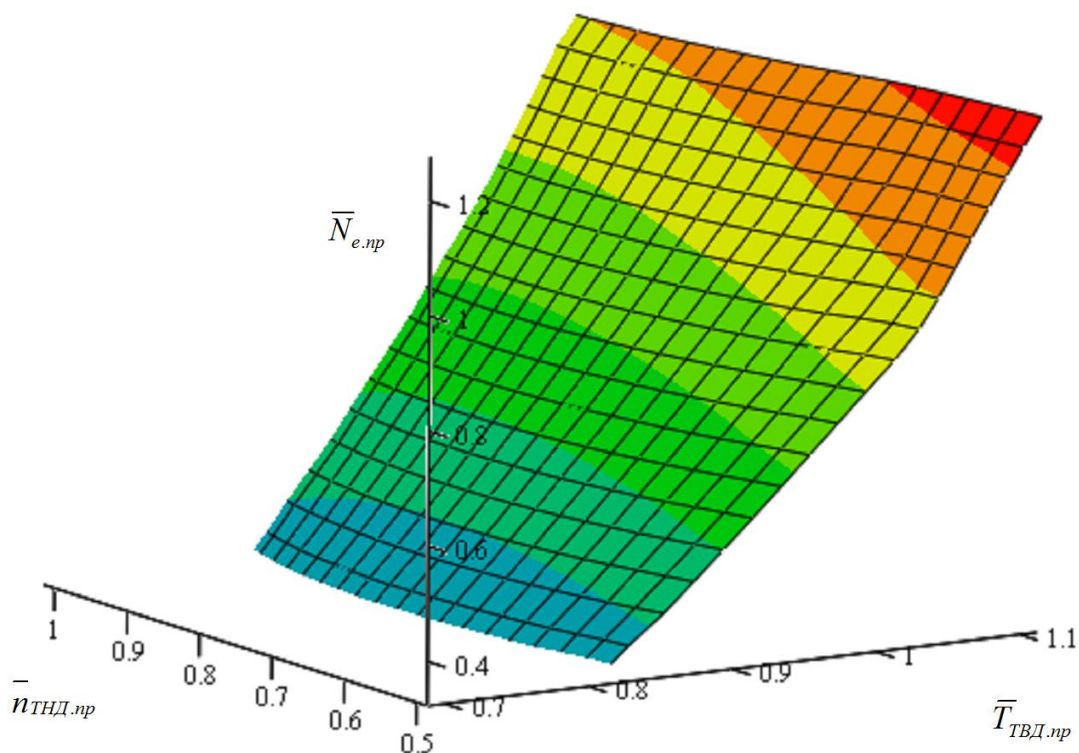


Рисунок 7. График формулы полинома, описывающего зависимость  $\bar{n}_{ТНД.нр}$ ,  $\bar{N}_{e.нр}$  и  $\bar{T}_{ТВД.нр}$  из универсальной характеристики ГТУ

При вариантных расчетах режимов работы, наряду с прогнозированием величины располагаемой мощности требуется также прогнозировать величину эффективного КПД ГТУ, которая в случае отклонения рассчитываемого режима нагрузки ГТУ от стендового, а так же при изменении технического состояния должна изменяться.

Сначала рассмотрим изменения эффективного КПД ГТУ при отклонении рассчитываемого режима нагрузки ГТУ от стендового.

Формула эффективного КПД ГТУ:

$$\eta_e = \frac{N_e}{B \cdot Q_{нр}} \quad (11)$$

Выше по тексту при определении потери относительной приведенной мощности из-за неоптимального режима работы ГТУ отмечалось, что сравниваемые текущий и оптимальный режимы имеют одинаковый режим работы газогенератора ГТУ и, соответственно, одинаковый расход топливного газа, тогда из формулы (11) с учетом формулы (5) следует:

$$\frac{\bar{\eta}_{e.характ}}{\bar{\eta}_{e.онм}} = \frac{\bar{N}_{e.нр.онм} - \Delta \bar{N}_{e.нр}}{\bar{N}_{e.нр.онм}} \quad (12)$$

где  $\bar{\eta}_{e,характ}$  – относительный эффективный КПД ГТУ по характеристике на не оптимальном режиме;  $(\bar{N}_{e,np,онм} - \Delta\bar{N}_{e,np})$  – величина относительной эффективной мощности ГТУ по характеристике на неоптимальном режиме;  $\bar{N}_{e,np,онм}$  – относительная эффективная мощность ГТУ на оптимальном режиме при том же расходе топливного газа;  $\bar{\eta}_{e,онм}$  – оптимальный относительный эффективный КПД ГТУ, который определяется по линии оптимального режима работы ГТУ, представленной в виде зависимости относительного эффективного КПД ГТУ от относительной приведенной мощности ГТУ:

$$\bar{\eta}_{e,онм} = f(\bar{N}_{e,np}). \quad (13)$$

Для ГТУ простой схемы конкретный вид формулы (13) определяется из универсальной характеристики, показанной на рисунке 3. В виде полиномиальной зависимости она имеет вид:

$$\bar{\eta}_{e,онм} = -0,6865 \cdot (\bar{N}_{e,np})^2 + 1,427 \cdot \bar{N}_{e,np} + 0,2554, \quad (14)$$

На рисунке 8 показаны точки исходных данных и график полученной на их основе зависимости (14).

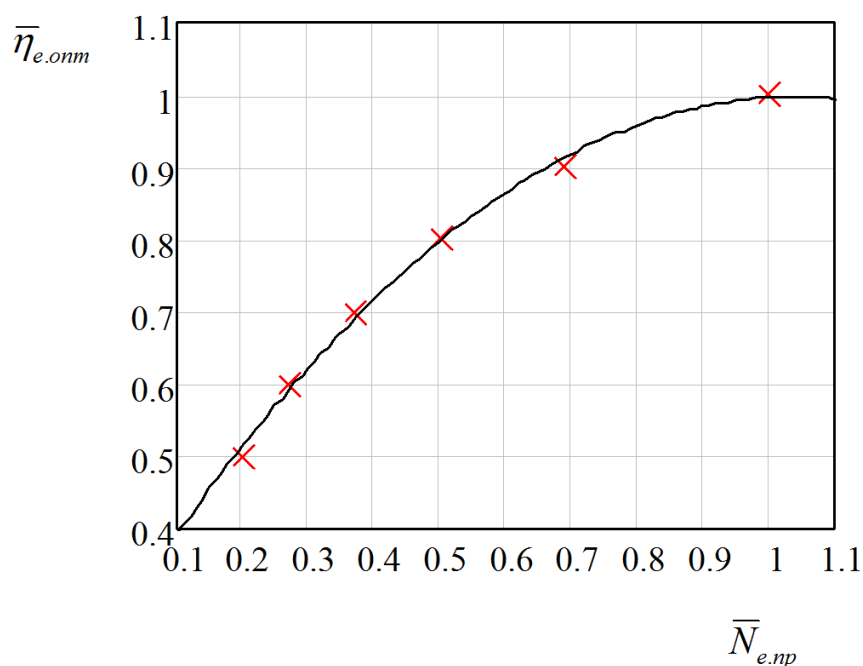


Рисунок 8. Линия оптимального режима работы ГТУ  
в виде зависимости  $\bar{\eta}_{e,онм}$  от  $\bar{N}_{e,np}$

Теперь рассмотрим изменения эффективного КПД ГТУ при изменении технического состояния ГТУ.

При изменении технического состояния ГТУ коэффициент технического состояния по эффективному КПД ( $K_{\eta_e}$ ) определяется как отношение текущего измеренного значения КПД к величине КПД ГТУ в эталонном состоянии на том же режиме нагрузки и при той же мощности:

$$K_{\eta_e} = \frac{\eta_e}{\eta_{e.характ.}} . \quad (15)$$

Тогда с учетом формулы (12) прогнозируемая величина относительного эффективного КПД при заданной мощности, определенном режиме нагрузки и известном текущем техническом состоянии вычисляется так:

$$\bar{\eta}_e = K_{\eta_e} \cdot \bar{\eta}_{e.онм} \cdot \frac{\bar{N}_{e.пр.онм} - \Delta \bar{N}_{e.пр}}{\bar{N}_{e.пр.онм}} . \quad (16)$$

Следует напомнить, что разработанные и представленные в этой работе выше по тексту методы прогнозирования располагаемой мощности и эффективного КПД ГТУ применимы только для ГТУ простой схемы.

### Выводы

1. Предложены методы определения изменений основных показателей работы ГТУ простой схемы в составе газоперекачивающего агрегата при смещении характеристики нагрузки.
2. Разработанные методы дают возможность повысить точность определения КТС и располагаемой мощности ГТУ, а так же полезны при прогнозировании параметров работы ГТУ для разных режимных задач.
3. Предложенные решения приспособлены для практического использования эксплуатационным персоналом в условиях КС, так как все требуемые характеристики представлены в аналитическом виде и используются параметры из штатной системы измерений ГПА.

### Литература

1. Галиулин З.Т., Леонтьев Е.В. Определение эксплуатационных показателей газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях // Транспорт и хранение газа: науч.-техн. обзор/ ВНИИЭгазпром. М., 1977. 60с.
2. Инструкция по определению показателей и обобщенных характеристик газотурбинных установок для привода нагнетателей. М.: ВНИИГАЗ, 1982. 43 с.



3. Лопатин А.С. Термогазодинамическая модель газотурбинного газоперекачивающего агрегата // Совершенствование экономических исследований в области топливно-энергетических ресурсов в газовой промышленности: сб. науч. тр./ ВНИИЭГазпром. М., 1985. С. 72-77.
4. Кириллов И.И. Теория турбомашин. М.: Машиностроение, 1964. 512с.
5. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. М.: ОАО ГАЗПРОМ ВНИИГаз, 1999. 51 с.
6. Щуровский В.А., Зайцев Ю.А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. М.: Недра, 1994. 192с.
7. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: справочное пособие / Загорученко В.А. и др. М.: Недра, 1980. 320 с.
8. Энергосберегающие технологии в магистральном транспорте природного газа / Поршаков Б.П. и др. М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 316 с.
9. Юкин Г.А. Диагностирование режимов работы газотурбинных установок КС. // Газовая промышленность. 2002. №11. С. 61-62.

### References

1. Galiulin Z.T., Leont'ev E.V. Opredelenie jekspluatacionnyh pokazatelej gazoperekachivajushhhih agregatov na kompressornyh stancijah // Transport i hranenie gaza: nauch.-tehn. obzor/ VNIIEgazprom. M., 1977. 60s. [in Russian].
2. Instrukcija po opredeleniju pokazatelej i obobshhennyh harakteristik gazoturbinnnyh ustanovok dlja privoda nagnetatelej. M.: VNIIGAZ, 1982. 43 s. [in Russian].
3. Lopatin A.S. Termogazodinamicheskaja model' gazoturbinnogo gazoperekachivajushhego agregata // Sovershenstvovanie jekonomicheskikh issledovanij v oblasti toplivno-jenergeticheskikh resursov v gazovoj promyshlennosti: sb. nauch. tr./ VNIIEGazprom. M., 1985. S. 72-77. [in Russian].
4. Kirillov I.I. Teorija turbomashin. M.: Mashinostroenie, 1964. 512s. [in Russian].
5. Metodicheskie ukazanija po provedeniju teplotehnicheskikh i gazodinamicheskikh raschetov pri ispytaniyah gazoturbinnnyh gazoperekachivajushhhih agregatov. M.: ОАО GAZPROM VNIIGaz, 1999. 51 s. [in Russian].
6. Shhurovskij V.A., Zajcev Ju.A. Gazoturbinnye gazoperekachivajushhie agregaty. M.: Nedra, 1994. 192s. [in Russian].
7. Teplotehnicheskie raschety processov transporta i regazifikacii prirodnyh gazov: spravocnoe posobie / Zagoruchenko V.A. i dr. M.: Nedra, 1980. 320s. [in Russian].

8. Jenergoberegajushhie tehnologii v magistral'nom transporte prirodnogo gaza / Porshakov B.P. i dr. M.: GUP izd-vo «Nef't' i gaz» RGU nef'ti i gaza im. I.M. Gubkina, 2006. 316 s.]. [in Russian].

9. Jukin G.A. Diagnostirovanie rezhimov raboty gazoturbinnih ustanovok KS. // Gazovaja promyshlennost'. 2002. №11. S. 61-62. [in Russian].

### **Сведения об авторе**

Ванчин А. Г., главный инженер филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» Курское ЛПУМГ, докторант кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin, chief engineer branch of LLC "Gazprom Transgaz Moscow", Kursk LPUMG, doctoral student of thermodynamics and heat engines of Gubkin State Oil and Gas University, Moscow, Russian Federation.

e-mail: alex\_vanchin@mail.ru