

УДК 621.515

О ВОЗМОЖНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ ГАЗОТУРБИННОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ НА ОСНОВЕ УГЛУБЛЕННОГО ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ЕЕ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА

Прилипко С. А., Тертышный И.Н., Парафейник В.П., докт. техн. наук

ПАО «Сумское НПО», ул. Горького 58, Сумы, 40004, Украина

Виконано поглиблений термодинамічний аналіз газотурбінної компресорної установки вуглеводного газу та аналіз можливих шляхів підвищення її ефективності. Визначено потенціал зниження існуючих втрат ексергії в елементах. Запропоновані можливі конструктивні вдосконалення окремих систем установки та режимів роботи, а також продемонстровано їх вплив на ефективність роботи установки.

Выполнен углубленный термодинамический анализ газотурбинной компрессорной установки углеводородного газа и анализ возможных способов повышения ее эффективности. Определен потенциал снижения существующих потерь эксергии в элементах. Предложены возможные конструктивные усовершенствования отдельных систем установки и режимов работы, а также показано их влияние на эффективность работы установки.

In-depth thermodynamic analysis of the gas turbine compressor unit of hydrocarbon gas and analysis of possible ways to improve its efficiency. The potential for reducing existing exergy losses in the elements has been determined. Possible design improvements are proposed for individual unit systems and operating modes, and their effect on the efficiency of the unit is shown.

Библ. 11, табл. 5, рис. 1.

Ключевые слова: компрессорная установка, термодинамическая эффективность, эксергия, компрессор, технологическая схема, коэффициент полезного действия.

Е – эксергия потока;

ΔE – абсолютные потери эксергии;

δE – относительные потери эксергии;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ГТП – газотурбинный привод;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КНД (КВД) – корпус сжатия низкого (высокого) давления;

КУ – компрессорная установка;

КС – компрессорная станция;

КСК – каскад сжатия компрессора;

КПД – коэффициент полезного действия;

М – мультипликатор;

С – сепаратор;

ССК – секция сжатия компрессора;

ПЧ – проточная часть;

ТКА – турбокомпрессорный агрегат;

ТС – технологическая схема;

ЦК – центробежный компрессор;

ЭТС – энерготехнологическая система.

Индексы верхние:

AV – устранимая составляющая часть потерь;

EN, EX – внутренняя и внешняя составляющие потерь;

z – наименование элемента;

гтп – газотурбинный привод;

сск – секция сжатия компрессора;

Индексы нижние:

vx – вход;

вых – выход;

кг – компримируемый газ;

м – механическая составляющая;

тг – топливный газ;

э – электроэнергия.

Компрессорные установки являются основным оборудованием линейных, дожимных КС, станций подземного хранения газа и КС газовой и нефтяной промышленности другого назначения, которые представляют собой сложные ЭТС. Для оценки энергетической эффективности ТКА в действующей нормативной документации используются два показателя: эффективный КПД двигателя и политропный КПД компрессора. Интегральный показатель эффективности КУ, как сложной

ЭТС, отсутствует [1]. В качестве интегрального показателя эффективности КУ при эксплуатации может применяться показатель расхода топливного газа (кг/час) или его удельное значение (кг/кВт·ч). Однако на предпроектной стадии работ по созданию нового образца такой интегральный показатель эффективности не всегда приемлем, т.к. его использование не позволяет выполнить анализ влияния отдельных элементов ЭТС на эффективность установки в целом.

Как показывает опыт исследований различных ЭТС, анализ эффективности работы систем такого назначения целесообразно выполнять с привлечением эксергетического и эксергоэкономического методов анализа [2, 3 и другие].

Цель работы – анализ возможных направлений совершенствования ЭТС газотурбинных КУ углеводородного газа на основе углубленного термодинамического анализа их рабочего процесса.

Анализ возможных вариантов совершенствования выполнен на примере блочно-комплектной КУ, созданной на основе двухкорпусного ЦК и ГТД ДТ 70П судово-

го типа номинальной мощностью 8,0 МВт конструкции ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» (г. Николаев) для ДКС «Найып» (Туркменистан). Установка предназначена для сбора, компримирования, подготовки природного газа, поступающего с газовых скважин, и подачи его в газопровод. В состав установки входит система охлаждения на основе АВО, установленные на выходе каждого корпуса сжатия ЦК, и сепараторы, установленные на входе КНД и КВД компрессора, а также после конечного АВО высокого давления. Утилизация теплоты выхлопных газов ГТД в составе ТКА не предусматривалась. Принципиальная ТС установки представлена на рис. 1.

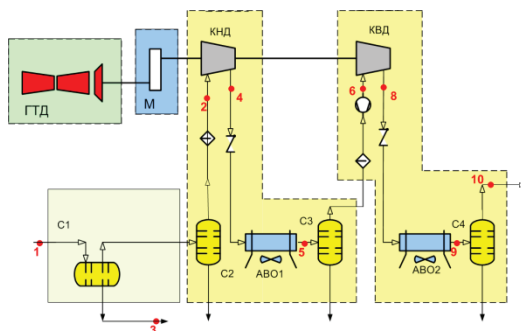


Рис. 1. Принципиальная схема КУ с двухкаскадным сжатием углеводородного газа.

Особенностью эксплуатации установки является то, что в процессе ее эксплуатации на месторождении снижается давление газа на входе в ДКС. В то же время давление на выходе из установки должно поддерживаться постоянным. Для обеспечения постоянных параметров газа на выходе применяются различные способы, в т.ч. замена ПЧ. Для данной установки проектом было предусмотрено, в зависимости от величины давления

газа на входе в ДКС, использование двух типов ПЧ.

При анализе термодинамического совершенства КУ рассмотрены следующие режимы работы: 1 – расчетный режим начального периода эксплуатации ТКУ с ПЧ №1; 2 – расчетный режим конечного периода эксплуатации ТКУ с ПЧ №1; 3 – режим работы ПЧ №1 с учетом фактических данных. Основные параметры рассматриваемых режимов работы представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технологические параметры установки

№ режима	Производительность, млн.ст. м ³ /сут (кг/с)	Давление		КПД политропный		Эффективный КПД ГТД	Мощность СТ, кВт
		На входе, МПа	На выходе, МПа	КНД	КВД		
1	2,229 (19,083)	1,05	4,51	0,750	0,688	0,304	6863
2	1,598 (13,68)	0,61	4,73	0,750	0,698	0,307	7174
3	1,587 (13,581)	0,77	3,87	0,743	0,702	0,287	5356

При проведении термодинамического анализа рабочего процесса установки используется метод баланса эксергии, впервые исследованный применительно к газотурбинным ТКУ в работах [4-6]. При его использовании интегральным показателем термодинамического совершенства ТС установки является эксергетический КПД (ε), который может определяться на основе анализа потоков эксергии на входе и выходе установки, а также на входе и выходе каждого из ее элементов. При этом потоки эксергии определяются с использованием из-

вестной зависимости [2].

Результаты расчета эффективности установки с учетом режимов, приведенных в табл.2, представлены в табл. 2.

Результаты эксергетического анализа работы КУ позволяют отметить:

1. Фактический интегральный КПД установки изменяется в диапазоне 0,165...0,172. При этом проектное значение величины эффективности для различных режимов работы находится в диапазоне от 0,168 до 0,172.

2. Эффективность установки, рассчитанная с учетом действительных параметров, при использовании ПЧ №1 составляет 0,165. Таким образом, действительная эффективность установки более низкая по сравне-

нию с ее проектной величиной, что обусловлено отличием фактических условий эксплуатации от заданных при проектировании КС.

Табл. 2. Результаты расчета эффективности ТКУ при использовании метода балансов эксергии

Режим работы	Эксергетический КПД отдельных элементов ТКУ								
	С1, С2	ГТП	М	КСК1			КСК2		
				КНД	АВО1	С3	КВД	АВО2	С4
1	0,991	0,304	0,98	0,808	0,782	0,979	0,758	0,71	0,967
2	0,977	0,307	0,98	0,826	0,731	0,983	0,788	0,671	0,975
3	0,98	0,287	0,98	0,795	0,784	0,979	0,774	0,718	0,999
1	–		0,615			0,516			
2	–		0,59			0,512			
3	–		0,606			0,55			
1	–		КПД ЦК $\eta_{ex}^{ЦК} = 0,56$						
2	–		0,543						
3	–		0,57						
1	Интегральный КПД ТКУ $\eta_{ex}^{ТКУ} = 0,172$								
2	$\eta_{ex}^{ТКУ} = 0,168$								
3	$\eta_{ex}^{ТКУ} = 0,165$								

Однако, интегральный эксергетический КПД не дает представления о величине потерь эксергии в отдельных элементах ТС. Поэтому для разработки практических рекомендаций по совершенствованию установки необходимо определение величины потерь эксергии, а также анализ возможности их уменьшения в каждом отдельном элементе ТС.

Величина потерь эксергии определяется как разница эксергии на входе и выходе анализируемого элемента (установки):

$$\Delta E = E_{вх} - E_{вых}, \quad (1)$$

На примере отдельной ССК величина абсолютных потерь определяется как

$$\Delta E^{ССК} = E_M^{ССК} + E_{КГ,ВХ}^{ССК} - E_{КГ,ВЫХ}^{ССК}, \quad (2)$$

Относительные потери эксергии в элементе определяют часть эксергии, подведенной к установке в виде топливного газа $E_{ТГ}^{ГТП}$ и электроэнергии $\sum_{i=1}^n E_э$, т.е. всего «топлива», которые теряются в рассматриваемом элементе:

$$\delta E^z = \frac{\Delta E^z}{E_{ТГ}^{ГТП} + \sum_{i=1}^n E_э}. \quad (3)$$

В таблице 3 приведены данные по величине абсолютных и относительных потерь эксергии в элементах ТКУ для режимов 1 и 3. В таблице 3 представлено также распределение потерь эксергии среди элементов ЦК (без учета потерь эксергии в ГТП).

Для анализа величины потерь в отдельных элементах рассматриваемой ТС сравним элементы ТКУ по величине эксергетического КПД и доле относительных потерь эксергии. По результатам выполнения отдельных этапов термодинамического анализа можно отметить:

1. Элементом, который в наибольшей степени влияет на энергетическую эффективность ТКУ является, как известно, ГТП [7, 8]. Доля потерь эксергии в нем составляет около 70 %, при этом эксергетический КПД привода не превышает 30,7 %. Соответственно, ГТП является элементом ТС, который имеет наибольший потенциал снижения энергозатрат в КУ. При этом следует иметь в виду сложность реализации этой задачи и значительность капитальных затрат на ее решение.

2. Элементами, оказывающими существенное влияние на эффективность КУ, являются также ССК и АВО. Потери эксергии в ССК и АВО близки и находятся в интервале 2,8...3,2 %. АВО и ССК, как отдельные изделия, имеют близкие значения эксергетического КПД, значение которых изменяется от 71 до 80,7 % в зависимости от режима работы [9]. При этом часть потерь эксергии в АВО приходится на процесс охлаждения технологического газа, что является неизбежным элементом рабочего процесса КУ. Повышение эффективности отдельных элементов ТС осуществляется на основе углубленного термодинамического анализа рабочего процесса установки.

3. Сепараторы и другие элементы технологического контура установки характеризуются незначительны-

ми потерями (до 0,4 %) и высоким значением коэффициента преобразования эксергии (96,7..99,9 %), который равен отношению величины эксергии на выходе к эксергии на входе в элемент. Поэтому работы по совершенствованию этих элементов ТС должны быть направле-

ны на повышение степени очистки газа, надежности и уменьшение их массогабаритных характеристик, что достигается в процессе анализа ЭТС и разработки компоновочной схемы КУ.

Таблица 3. Абсолютные и относительные потери эксергии в элементах ЭТС

Наименование элемента ТС	Режим 1			Режим 3		
	Абсол. потери эксергии, кВт	Относит. потери эксергии	Относит. потери эксергии в ЦК	Абсол. потери эксергии, кВт	Относит. потери эксергии	Относит. потери эксергии ЦК
ГТД	15638	0,685	–	13305	0,702	–
Мультипликатор	140	0,006	0.019	109	0,006	0.019
Вход КНД	57	0,002	0.008	84	0,004	0.015
КНД	725	0,032	0.099	596	0,031	0.104
АВО НД	690	0,030	0.095	524	0,028	0.091
Вход КВД	52	0,002	0.007	39	0,002	0.007
КВД	715	0,031	0.098	530	0,028	0.092
АВО ВД	671	0,029	0.092	533	0,028	0.093
Выход КУ	54	0,002	0.007	50	0,002	0.001
Итого	18741	0,821	0,426	15733	0,829	0,42

*- элемент «Вход КНД» включает в себя сепаратора С и участок технологического трубопровода с арматурой от входного коллектора до входного патрубка компрессора НД.

*- элемент «Вход КВД» включает в себя сепаратора С и участок технологического трубопровода с арматурой от выходного патрубка АВО НД до входного патрубка компрессора ВД.

Современное развитие эксергетического метода анализа позволяет более глубоко исследовать особенности рабочего процесса КУ [10 – 12]. В частности, в работе [11] предлагается разделение потерь эксергии в зависимости от факторов, их вызывающих, на внутренние составляющие (EN), вызванные несовершенством самого элемента, и внешние составляющие (EX), вызванные несовершенством других элементов технологического контура. Существует также деление потерь в зависимости от возможности их устранения на устранимые (AV) и неизбежные (UN).

С практической точки зрения интерес представляет только устранимая часть потерь эксергии. Определение и уменьшение этой составляющей и должно являться основной задачей углубленного термодинамического анализа эффективности ТС.

Поскольку ГТП является элементом ТКА, к которому подводится поток газообразного топлива, используемого в установке, то существует два направления работ по снижению потерь эксергии в нем: за счет уменьшения деструкции в самом ГТП (внутренняя составляющая потеря $E^{EN,AV}$) и за счет уменьшения потерь в других элементах установки (внешняя составляющая потеря $E^{EX,AV}$), в т.ч. в элементах ЦК. По результатам анализа эффективности работы ГТП доли внешних и внутренних устранимых потерь близки и составляют до 40 % от величины всех потерь. С учетом вышеизложенного це-

лесообразно применение следующих способов уменьшения величины потерь эксергии при создании газотурбинной ТКУ:

1. Повышение эффективного КПД привода за счет совершенствования ГТД простого рабочего цикла, применяемых в подавляющем большинстве случаев в составе ГТП современных КУ.

2. Создание ГТП со сложным рабочим циклом, что позволяет повысить его эффективный КПД с 30...37% до 40...45 % (ISO 2314), например, за счет впрыска в камеру сгорания ГТД привода энергетического пара, вырабатываемого в котле-утилизаторе.

3. Использование системы охлаждения циклового воздуха ГТД для снижения потерь мощности при высоких температурах окружающей среды.

4. Снижение потерь эксергии в компрессорной части установки: ЦК, АВО, сепараторы, технологический контур.

5. Снижение температуры газов, уходящих из ГТП, путем утилизации их теплоты с выработкой тепла, холода или электрической энергии, т.е. превращения КУ в более сложную ЭТС.

В табл. 4 представлены данные о возможности повышении эффективности КУ при использовании некоторых из указанных способов, не связанных с изменением конструкции ГТД. Выполнение расчетов по утилизации теплоты выхлопных газов выполнялось со следующими

допущениями: температура выхлопных газов на выходе из выхлопной шахты составляет 413,15 К; величина

на гидравлических потерь выхлопного тракта при использовании утилизаторов теплоты составляет 1470 Па.

Табл. 4. Эксергетический КПД установки при использовании различных вариантов совершенствования ГТП

Вариант совершенствования ТС	Режим работы КУ в составе КС	
	Режим 1	Режим 3
Проектный вариант без системы утилизации	0,172	0,165
Утилизация теплоты с выработкой тепловой энергии (тепловая мощность 8,5 МВт; режим теплоносителя 343/ 388 К)	0,234	0,224
Утилизация теплоты с выработкой эл. энергии в паротурбинной установке (ПТУ) (электрическая мощность 1,95 МВт) *	0,272	0,262
Утилизация теплоты с выработкой эл. энергии при использовании ORC-цикла (электрическая мощность 1,07 МВт) *	0,221	0,213
При охлаждении циклового воздуха на входе ГТД на 1 К**	0,173	0,166

*- величина электрической мощности определена с учетом соответствующей технологической схемы, эффективности применяемого в настоящее время оборудования и затрат электроэнергии на собственные нужды;

** - охлаждение циклового воздуха в данном случае рассматривается с 315 К до 314 К, значение эксергетического КПД установки необходимо рассчитывать отдельно для каждого уровня температур окружающего воздуха.

Анализ результатов расчетного анализа позволяет отметить следующее:

1. Система утилизации теплоты выхлопных газов позволяет повысить эффективность КУ от 28 до 60 % относительных. С точки зрения термодинамической эффективности наиболее целесообразным является вариант создания ПТУ для выработки электрической энергии.

2. При выработке тепла или холода основной проблемой является поиск потребителя, который смог бы обеспечить потребление всего объема вырабатываемого продукта. Поэтому такое решение должно применяться с учетом нужд региона размещения КС

3. Охлаждение циклового воздуха на входе ГТД на 1К позволяет повысить эксергетический КПД установки на величину до 0,7 % отн., что связано с увеличением располагаемой мощности ГТД и, следовательно, увеличением производительности ТКУ или снижением расхода топлива при неизменной производительности.

Внешняя составляющая потерь эксергии в ЦК определяется наличием гидравлических потерь в технологических аппаратах и трубопроводах, а доля устранимых внешних потерь согласно расчетов составляет около 15 % от общих потерь эксергии в ЦК. Внутренние потери эксергии в ССК вызваны необратимостью процесса сжатия. Их устранимая часть с учетом современного уровня совершенства компрессорного оборудования, используемого в нефтегазовой отрасли, составляет около 20 % от общих потерь эксергии в ЦК. В связи с этим возможными способами снижения потерь эксергии в ЦК являются:

1. Использование более эффективных ПЧ с более высоким политропным КПД, составляющим в настоящее время 0,72...0,87, в зависимости от назначения ЦК.

2. Своевременный переход на использование более эффективной сменной ПЧ.

3. Уменьшение потерь эксергии в других элементах установки: АВО, сепараторы, технологические трубопроводы, что требует углубленного изучения этих вопросов как на стадии разработки ТС, так и компоновочной схемы КУ.

4. Уменьшение недоохлаждения компримируемого газа на выходе из промежуточного АВО.

В табл. 5 представлены данные о возможности повышения эффективности КУ (для режима 3) при использовании некоторых из указанных способов.

Увеличение политропного КПД секции ВД на 1 % абс. позволяет повысить эксергетический КПД всей установки на 0,6 % относительных, а снижение температуры газа на выходе АВО НД на величину 4 К приводит к повышению значения эксергетического КПД КУ на величину не более 1 % относительных.

Потери эксергии в АВО имеют две составляющие: потери, связанные с охлаждением технологического газа, которые являются технологически заданными и неизбежными; деструкцией эксергии, которая связана с наличием гидравлического сопротивления пучка теплообменных труб и с затратой электроэнергии на продувку воздухом поверхности теплообменного аппарата. Вторая составляющая потерь представляет практический интерес и является частично устранимой. Доля устранимых потерь в зависимости от режимов работы

аппарата, составляет от 13 до 25 % от величины общих потерь эксергии в АВО. Снижение потерь эксергии в АВО возможно за счет уменьшения гидравлического

сопротивления трубного и межтрубного потоков, что достигается за счет реализации более совершенных конструктивных решений при создании АВО.

Табл. 5. Эксергетический КПД анализируемой КУ при различных вариантах совершенствования рабочего процесса ЦК

Вариант совершенствования ТС	Эксергетический КПД
Исходный (проектный) вариант	0,165
Повышение эффективности корпуса сжатия ВД на 1% абс. (с 70% до 71%)	0,166
Снижение температуры газа на выходе АВО НД с 327,15К до 323,15К (при температуре окружающего воздуха 315,15К)	0,166

Выводы

1. На основании ранее созданной методики эксергетического анализа КУ [13] выполнен углубленный эксергетический анализ влияния элементов ТС на эффективность работы установки. Определены составляющие потерь эксергии в основных элементах КУ.

2. Наибольшие потери эксергии приходятся на ГТД, составляющие около 70 %, а его эксергетический КПД составляет около 30 %. В связи с этим он является приоритетным элементом с точки зрения снижения энергетических затрат. Величина потерь эксергии в ГТД зависит как от характеристик ГТД, так и других элементов привода, а также ЦК и других элементов технологического контура КУ, предопределяющих режим работы двигателя.

3. Важным элементом при реализации мероприятий по повышению эффективности установки является также ЦК. Для уменьшения потерь эксергии в ЦК особое внимание следует уделить улучшению его газодинамических характеристик, т.к. доля внутренней составляющей потерь эксергии в нем составляет около 20 %.

4. Приоритетность и этапность выполнения работ по повышению энергетической эффективности ТКУ должно решаться на основе результатов термодинамического анализа после проведения технико-экономических расчетов с учетом изменения эксплуатационных и капитальных затрат на совершенствование каждого элемента ТС в течение жизненного цикла изделия.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Типові технічні вимоги до газотурбінних газоперекачувальних агрегатів та їх систем* // ПАТ «УКР-ТРАНСГАЗ», К: НВЦ «ТЕХДІАГАЗ», 2014.-87с.

2. *Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К.* Эксергетический метод и его приложения // Под ред. В.М. Бродянского // – М.: Энергоиздат, 1988.-288с.

3. *Андреев Л.П.* Определение КПД газовых механических нагнетателей / Л.П.Андреев, В.Р.Никульшин // Промышленная теплотехника. – 1996. – Т.18, №4, – С.33-35.

4. *Парафейник В.П.* Научные основы проектиро-

вания блочно-комплектных турбокомпрессорных агрегатов и установок с газотурбинным приводом / В.П. Парафейник // Удосконалення турбоустановок методами математичного і фізичного моделювання: зб. наукових праць. – Х., 2003. – С.36-46.

5. *Парафейник В.П.* Анализ обобщенной схемы комплексной энерготехнологической установки углеводородных газов на основе эксергетического метода / В.П. Парафейник, С.Д.Фролов, И.И.Петухов [и др.] // Промышленная теплотехника. – 2002. – Т.24, №5.С.63-68.

6. *Метод оценки термодинамического совершенства рабочего процесса многокаскадного центробежного компрессора нефтяного газа* / В.П.Парафейник, Ю.С.Бухолдин, И.И.Петухов, Ю.В.Шахов, А.В.Минячихин. // Компрессорная техника и пневматика в XXI веке: труды XIII Междунар. науч.-техн. конф. по компрессоростроению. –Сумы: СумГУ. – 2004. –Т.1. – С.201-211.

7. *Халатов А.А.* Состояние и проблемы развития механического привода для ГТС Украины / А.А. Халатов, А.А. Долинский, Д.А. Костенко, В.П. Парафейник // Промышленная теплотехника. – 2010. – Т.32, №1.-С.44-53.

8. *Mousafarash A.* Exergy and exergo-economic based analysis of a gas turbine power generation system/ A.Mousafarash, M. Ameri // Journal of Power Technologies. – 2013. – Vol. 93 (№1). – P. 44-51.

9. *Евченко В.И.* Эксергетический КПД теплообменных аппаратов // Химическое и нефтяное машиностроение. 1995. № 1, С.7-12.

10. *Мацевитый Ю.М.* Системно-структурный анализ пароконпрессорных термотрансформаторов / Ю.М. Мацевитого, Э.Г. Братуга, Д.Х. Харлампиди, В.А. Тарасова под общей редакцией Ю.М. Мацевитого // НАН Украины, Институт проблем машиностроения.- Харьков, 2014.-269 с.

11. *Морозюк Т.В.* Теория разделения деструкции эксергии на внутренне- и внешне-зависимые части / Т.В. Морозюк, Дж. Тсатсаронис // Промышленная теплотехника, 2006. –т. 28, №6.–С. 94-99.

12. *Морозюк Т.В.* Новый этап в развитии эксергетического анализа / Т.В. Морозюк // Холодильна техніка та технологія, 2014.– №4.–С. 13-17.

13. *Парафейник В.П.* Оценка эффективности тур-

бокомпрессорной установки с газотурбинным приводом для сжатия нефтяного газа / В.П. Парафейник, С.А. Прилипко // Технические газы, №3. – 2014. – С. 48-56.

ON THE POSSIBILITY OF IMPROVING THE DESIGN OF A GAS TURBINE DRIVEN COMPRESSOR UNIT BASED ON AN IN-DEPTH THERMODYNAMIC ANALYSIS OF ITS WORKING PROCESS

S.Prylypko, I.Tertyshnyi, V.Parafiyuk

“Sumy NPO” PJSC, 58, Gorkogo Str., Sumy, 40004, Ukraine

An in-depth thermodynamic analysis of a gas turbine compressor unit of hydrocarbon gas created on the basis of a turbocompressor gas turbine unit of the TKA-C-8S type and an analysis of possible ways to improve its efficiency has been performed. As an integral indicator of the efficiency of the unit, the exergy efficiency is used. The division of exergy losses into components has been performed and the potential for reducing existing exergy losses in the elements has been determined. Possible design improvements are proposed for individual compressor unit systems (GTE, compressor, AC) and its operating modes. For the proposed methods, the values of the exergy efficiency of the unit are calculated.

References 12, tables 5, figure 1.

Key words: compressor unit, thermodynamic efficiency, exergy, compressor, flow diagram, coefficient of efficiency.

1. *Tipovi tehnlchni vimogi do gazoturbinnih gazoperekachuvalnih agregativ ta Yih sistem* [The typical technical requirements for gas turbine compressor units and systems], PJSC Ukrtransgaz, K., 2014.-87p (Ukr).

2. *Brodyanskiy V.M., Fratsher V., Mihalek K.* Eksergeticheskiy metod i ego prilozheniya [The exergy method and its applications], Energoizdat [Energoizdat], 1988, 288p. (Rus).

3. *Andreev L.P.* Opredelenie KPD gazovyyh mekhanicheskikh nagnetateley [Determination of the mechanical efficiency of gas compressors], Promyishlennaya teplotehnika [Industrial Heat Engineering], 1996, V.18, №4, P.33-35. (Rus).

4. *Parafeynik V.P.* Nauchnyie osnovyi proektirovaniya blochno-komplektnyyh turbokompressornykh agregatov i ustanovok s gazoturbinnym privodom [Scientific bases of design of block-complete turbo-compressor units and gas-turbine drive unit], Udoskonalyuvannya turbostanovok metodami matematichnogo i flzichnogo modelyuvannya: zb. naukovih prats [Perfection of turbo-units by methods of mathematical and physical modeling], H., 2003, P.36-46. (Rus).

5. *Parafeynik V.P.* Analiz obobschennoy shemyi

kompleksnoy energotekhnologicheskoy ustanovki uglevodородnykh gazov na osnove eksergeticheskogo metoda [Analysis of the generalized scheme of a complex energy-technological unit of hydrocarbon gases based on the exergy method], Promyishlennaya teplotehnika [Industrial Heat Engineering], 2002, V.24, №5, P.63-68. (Rus).

6. *Parafeynik V.P.* Metod ot senki termodinamicheskogo sovershenstva rabocheho protsessa mnogokaskadnogo tsentrobezhnogo kompressora neftyanogo gaza [Method for evaluating the thermodynamic perfection of the working process of a multistage centrifugal oil gas compressor], Kompessornaya tekhnika i pnevmatika v HHI veke: trudyi XIII Mezhdunar. nauch.-tehn. konf. po kompressorostroeniyu [Compressor technology and pneumatics in the twenty-first century: the works of the XIII Intern.], SumSU, 2004, V.1, P.201-211. (Rus).

7. *Halatov A.A.* Sostoyanie i problemyi razvitiya mekhanicheskogo privoda dlya GTS Ukrainyi [State and problems of development of the mechanical drive for the Ukrainian gas transportation system], Promyishlennaya teplotehnika [Industrial Heat Engineering], 2010, V.32, №1, P.44-53. (Rus).

8. *Mousafarash A.* Exergy and exergo-economic based analysis of a gas turbine power generation system/ A.Mousafarash, M. Ameri // Journal of Power Technologies. – 2013. – Vol. 93 (№1). – P. 44-51. (Eng).

9. *Evenko V.I.* Eksergeticheskiy KPD teploobmennykh apparatov [Exergy efficiency of heat exchangers], Himicheskoe i neftyanoe mashinostroeniye [Chemical and petroleum engineering], 1995. № 1. P.7-12 (Rus).

10. *Matsevityiy Yu.M.* Sistemno-strukturnyy analiz parokompressornykh termotransformatorov [System-structural analysis of vapor compression thermal transformers], H., Institute For Mechanical Engineering Problems, 2014, 269p. (Rus).

11. *Morozyuk T.V.* Teoriya razdeleniya destruktivii eksergii na vnutrenne- i vneshne-zavisimyie chasti [The theory of the separation of destruction of exergy into internal and external dependent parts], Promyishlennaya teplotehnika [Industrial Heat Engineering], 2006, V.28, №6, P.94-99. (Rus).

12. *Morozyuk T.V.* Novyy etap v razvitiie eksergeticheskogo analiza [A new stage in the development of exergic analysis], Holodilna tekhnika ta tekhnologiya [Refrigeration Engineering and Technology], 2014, №4, P. 13-17. (Rus).

13. *Parafeynik V.P.* Otsenka effektivnosti turbokompressornoy ustanovki s gazoturbinnym privodom dlya szhatiya neftyanogo gaza [Estimation of the efficiency of a turbo-compressor unit with a gas-turbine drive for oil gas compression], Tekhnicheskie gazyi [Technical gases], №3. 2014. P. 48-56 (Rus).

Получено 10.11.2017

Received 10.11.2017