

УДК 621.515

**В. П. ПАРАФЕЙНИК**, д-р техн. наук; ведущий научный сотрудник  
ПАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе»;

**С. А. ПРИЛИПКО**, магистр; главный специалист ПАО «Сумское НПО  
им. М.В. Фрунзе»

## **АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОЙ ТУРБОКОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ С ГАЗОТУРБИНЫМ ПРИВОДОМ НА ОСНОВЕ ЕЁ КОМПЛЕКСНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

На основе созданной в Специальном конструкторском бюро ПАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» комплексной математической модели (КММ), реализованной в виде программно-вычислительного комплекса САРТУ-КС-М, выполнен анализ технологических и термодинамических параметров блочно-комплектной турбокомпрессорной установки, созданной на основе центробежного компрессора и газотурбинного привода мощностью 8,0 МВт. Установка предназначена для сбора и транспорта нефтяного газа в условиях эксплуатации Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Россия).

**Ключевые слова:** алгоритм, компримирование, математическая модель, термодинамический анализ, эксергия.

### **Введение**

Блочно-комплектные компрессорные установки (КУ) с газотурбинным приводом (ГТП) являются сложным комплексом технологического оборудования и требуют расчетного анализа режимов работы на всех этапах их жизненного цикла: при выборе принципиальной ТС и обосновании основных технических решений по созданию КУ; выпуске проектно-конструкторской документации; осуществлении контрольных и доводочных испытаний; в процессе эксплуатации. К основной номенклатуре блочно-комплектного компрессорного оборудования, производимого в ПАО «Сумское НПО им. М.В. Фрунзе» (далее ПАО), относятся турбокомпрессорные установки (ТКУ) с электроприводом и ГТП мощностью 6,3...25,0 МВт следующего назначения: для промышленных, дожимных и линейных компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов при давлении нагнетания  $P_k = 1,2...10,0$  МПа; переработки нефтяного газа (н.г.) при  $P_k = 3,0...8,4$  МПа; закачки природного газа (п.г.) в подземные хранилища при  $P_k = 7,45...40,0$  МПа; обратной закачки н.г. в пласт при  $P_k \geq 16,0$  МПа для поддержания дебита нефтяных скважин; добычи нефти с использованием газлифтного метода при  $P_k = 5,49...12,0$  МПа; эксплуатации газоконденсатных месторождений с использованием «сайклинг»-процесса при  $P_k = 35,0...55,0$  МПа.

Процессы, связанные с созданием, реализацией комплекса пуско-наладочных работ и эксплуатацией блочно-комплектных ТКУ требуют применения современной методики проектирования и соответствующих программно-технических средств.

### **1 Объект анализа**

Существенное влияние на конструкцию и характеристики оборудования на основе центробежных компрессоров (ЦК) оказывает состав углеводородного газа (у. г.). Молекулярная масса у. г. находится в широком диапазоне значений от 17 до 29 кг/кмоль и более при содержании метана от 59 до 98 % объемных и соответствующих значениях основных теплофизических характеристик:

© В.П. Парафейник, С.А. Прилипко, 2015

$$R = 0,294 \dots 0,5058 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}); \quad c_p = 1,856 \dots 2,173 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}); \quad k = 1,187 \dots 1,307;$$

$$i = 415,8 \dots 606,7 \text{ кДж}/\text{кг}; \quad S = 11,691 \dots 12,72 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}).$$

Особенностью н.г. является наличие в его составе тяжелых углеводородов от  $C_5$  до  $C_{7+}$ высш, содержание которых может достигать 7% объёмных и оказывать существенное влияние на рабочий процесс ТКУ. При его компримировании и охлаждении в ТКУ выделяется значительное количество конденсата, а состав у.г. и его теплофизические характеристики претерпевают существенные изменения по сравнению с исходными, что следует учитывать при проектировании БКУ.

Основой ТКУ п. г. является ГПА, состоящий из ГТП, и, преимущественно, однокорпусного ЦК, а также вспомогательного оборудования. Подготовку газа на входе обеспечивает установка очистки, состоящая из одной (пылеуловители) или двух ступеней очистки (пылеуловители и фильтры-сепараторы). После компримирования п.г. направляется в АВО, где он охлаждается перед подачей в газопровод. В составе технологического контура имеется набор арматуры для обеспечения режимов работы ТКУ. Важную роль в обеспечении эффективной работы КУ играет система автоматизированного управления (САУ) установки.

Основой установки н.г. (рис. 1) является ТКА, состоящий из ГТП, мультипликатора и ЦК, имеющего от 1 до 3 корпусов сжатия с промежуточным и конечным охлаждением. В связи с возможными залповыми забросами жидкости в качестве первой ступени очистки н.г. используются сепараторы-пробкоуловители грубой очистки (С1). В качестве второй ступени очистки н.г. на входе используются сепараторы тонкой очистки (С2): мультициклонные, вихревые, щелевые и т. д. После каждой ступени компримирования н.г. направляется в газоохладители (АВО1...АВО3) и сепараторы (С3...С5), где он охлаждается и очищается от капельной жидкости. В схеме ТКУ н.г. имеется весьма разветвленный технологический контур с набором запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, а также элементов САУ, обеспечивающей поддержание параметров перекачиваемого газа и антипомпажное регулирование при работе ЦК.

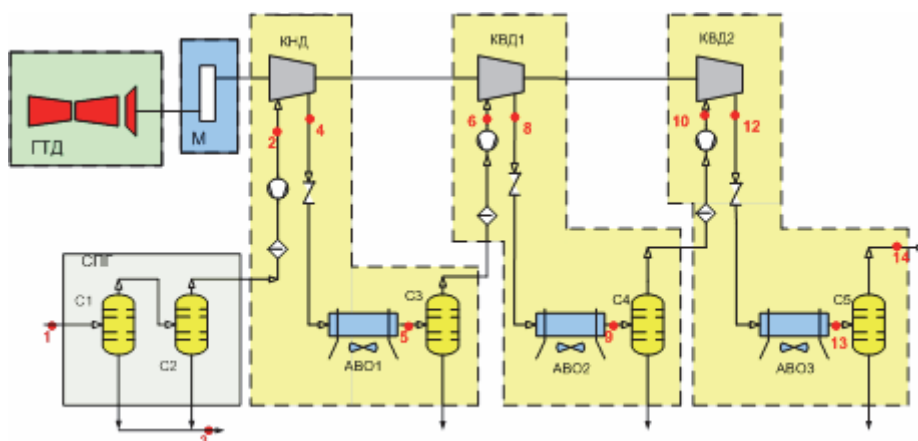


Рис. 1 – Принципиальная технологическая схема ТКУ КС Уренгойского НГКМ: С1...С5 – сепаратор; АВО1...АВО3 – аппарат воздушного охлаждения; ГТД – газотурбинный двигатель; КНД – компрессор низкого давления; КВД1, КВД2 – 1-я и 2-я секции сжатия компрессора высокого давления

Ранее принципиальной трудностью создания указанного комплекса оборудования была невозможность осуществить натурные испытания и доводку оборудования в условиях завода-изготовителя. В тоже время применение комплексной математической модели (КММ) установки позволило заменить натурные эксперименты

вычислительными при реализации задач, связанных с проектированием и испытанием установки.

## **2 Особенности методики анализа рабочего процесса ТКУ на основе КММ**

Создание КММ ТКУ на основе ЦК и ГТП базируется на основополагающих принципах моделирования рабочих процессов, широко используемых при исследовании и проектировании различных технологических систем. КММ разработана на универсальных методических подходах [1], позволяющих построить адекватную математическую модель (ММ) такого сложного энерготехнологического объекта как ТКУ.

Одним из основных методических положений при анализе рабочего процесса блочно-комплектной ТКУ на основе системного подхода является положение о том, что проектируемая система является не просто совокупностью разнотипного оборудования, реализующая разнокачественные энергетические превращения. В процессе реализации системного подхода вновь созданный комплекс оборудования должен приобретать новые системные свойства, проявляющиеся в процессе его функционирования [2]. Это достигается, если разработчику комплекса удалось установить способ оптимизации интегральной характеристики ТКУ по ее эффективности, а также зависимость режимов ее работы от других элементов в составе технологической схемы (ТС) установки. При этом оптимизация режимов функционирования ТС и, соответственно, ее структуры осуществляется на основе многовариантного решения задачи численными методами. В рассматриваемом случае это обеспечивается методом итераций.

При создании КММ блочно-комплектной ТКУ необходимо учитывать следующее [3, 4]:

1) Анализ рабочего процесса установки осуществляется с целью уточнения структуры ТС, разработки требований к отдельным ее элементам, определения возможности подбора серийного или необходимости разработки нового оборудования в процессе проектирования установки.

2) Подбор и анализ эффективности технологических элементов ТКУ осуществляется с использованием общепринятых показателей эффективности ее отдельных элементов (эффективный и политропный КПД для газотурбинного двигателя (ГТД) и ЦК, соответственно; коэффициент сепарации для сепаратора и т.д.). Интегральный КПД установки, учитывая разнокачественность энергетических превращений, определяется на основе одного из методов термодинамического анализа. В частности, в настоящей работе используется эксергетический метод.

3) Расчётные отношения давлений в ЦК установок углеводородного газа (у.г.) в общем случае составляют 1,25...30,0 и более. В связи с этим рассогласование газодинамических характеристик корпусов (секций) сжатия ЦК может оказаться весьма значительным, что снижает эффективность его применения и требует анализа режимов работы компрессора во всем диапазоне возможных параметров. Это особенно важно в случае многокорпусного ЦК н.г.

4) С учётом изложенного в предыдущих пунктах, а также параметров ЦК, ГТП, температурных режимов работы системы охлаждения и молекулярной массы у.г., КММ должна обеспечить возможность определения теплофизических характеристик рабочих смесей, в т.ч. двухфазных, в широком диапазоне давлений и температур; расчет совместных режимов работы отдельных корпусов (секций) сжатия ЦК, а также интегрального КПД установки; поиск наиболее целесообразного режима работы ТКУ, исходя из возможности достижения минимума затрат топливного газа в ГТП.

5) При постановке задачи моделирования рабочего процесса ТКУ с учетом особенностей режимов ее работы ранее в исследованиях был принят ряд допущений, упрощающих её решение [3, 4 и другие]:

- в установке совершается установившийся рабочий процесс;
- рабочий процесс компримирования является совокупностью рабочих процессов каскадов сжатия компрессора (КСК), т.е. в каждом каскаде сжатия компрессора осуществляются процессы компримирования, охлаждения, сепарации газа; в связи с этим в ЦК выходные параметры предыдущего (первого) КСК являются входными параметрами последующего КСК;
- ГТП компрессора представляется набором зависимостей, которые выдает разработчик ГТД;
- при анализе процесса сепарации принимается, что эффективность вихревых и мультициклонных сепараторов (С) оценивается зависимостями  $\eta$  и  $\Delta P = f(G_r)$ , где  $\eta$  – коэффициент сепарации, составляющий 0,98–0,985 для вихревого С;  $\Delta P$  – гидравлические потери в С;
- влияние возможных смолистых отложений в проточной части (ПЧ) контура ТКУ не учитывается;
- влияние паров воды в составе газа не учитывается;
- влияние мультипликатора учитывается путем использования в процессе анализа его механического КПД и передаточного отношения;
- соответствующие участки технологического контура учитываются их гидравлическими моделями;
- взаимодействие отдельных элементов в составе ТС учитывается программным способом.

### **3 Некоторые особенности программного комплекса типа САРТУ**

На первом этапе работ по математическому моделированию рабочего процесса блочно-комплектных ТКУ н.г. на основе опыта работ в области проектирования химико-технологических процессов (ГИАП, г. Москва) и переработки газообразных углеводородов (ВНИПИГазпереработка, г. Краснодар) во ВНИИкомпрессормаш – СКБ ПАО (г. Сумы) был создан программно-вычислительный комплекс «Система автоматизированных расчетов технологических установок (САРТУ)». Программно-вычислительный комплекс (ПВК) САРТУ-КС, позволяющий выполнять анализ режимов работы ТС блочно-комплектных ТКУ газовой и нефтяной промышленности в широком диапазоне режимных параметров по производительности, давлениям, температуре, молекулярной массе рабочей среды ЦК. Указанный комплекс использовался в СКБ ПАО как основной инструмент проектирования ТС установок компрессорных станций (КС) [5].

Для обеспечения комплексного моделирования рабочего процесса ТКУ в процессе доработки существующего ПВК дополнительно разработаны и включены в состав КММ и создаваемого комплекса САРТУ-КС-М (модернизированный) следующие алгоритмы [3, 4]:

- расчётного анализа гидравлических потерь на участках технологического контура в составе ТКУ;
- процесса охлаждения н.г. в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) с учетом образования конденсата;
- термодинамического анализа эффективности рабочего процесса ТКУ на основе эксергетического метода.

Укрупненна структура КММ представлена на рис. 2. Как показывает анализ представленных данных, эта ММ представляет собой совокупность унифицированных модулей – расчётных процедур, реализуемых программным способом в соответствии с типовой структурой ТС установки и позволяет выполнять не только проектирование ТС, но и осуществлять их термодинамический анализ.

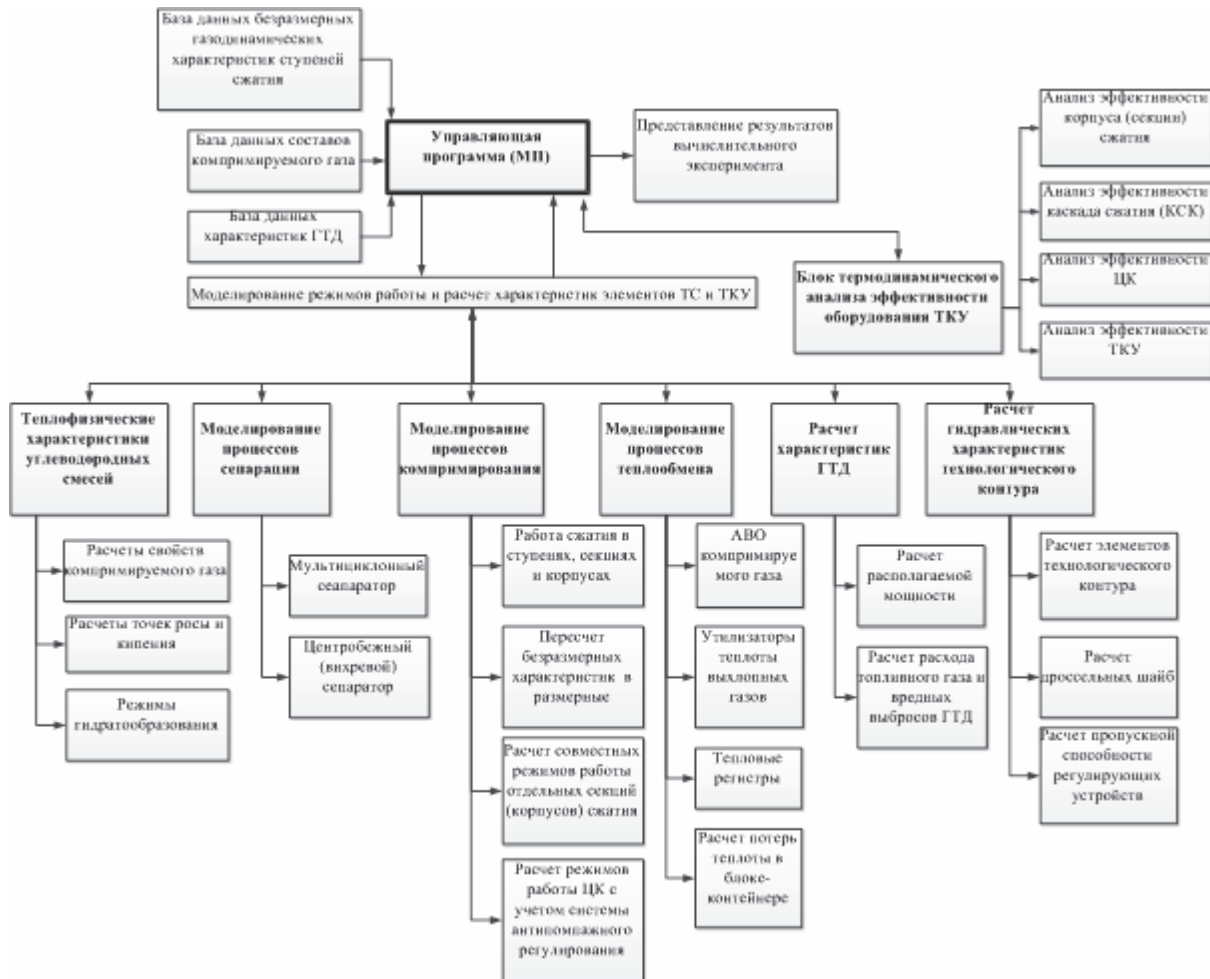


Рис. 2 – Структура программно-вычислительного комплекса САТУ-КС-М для анализа рабочего процесса блочно-комплектной ТКУ

В тоже время, сопоставляя этапы развития методов проектирования ТКУ, создаваемых на основе промышленных турбокомпрессоров, и энергетических турбин, при проектировании и исследовании которых значительное развитие получили оптимизационные методы [6, 7], можно утверждать, что дальнейшее развитие методологии проектирования блочно-комплектных ТКУ также будет основываться на многоуровневом подходе: первый уровень – ТС установки, в том числе компоновочной схемы ЦК; второй – оптимизация схемы ПЧ отдельных корпусов сжатия ЦК; третий уровень – совершенствование элементов отдельных ступеней в составе корпусов (секций) сжатия. Таким образом, комплекс САТУ-КС-М реализует этапы процесса технологического проектирования блочно-комплектных КУ. При этом имеется возможность оптимизации интегральных показателей эффективности ( $\eta_{ex}$ ) ТС установки и на этой основе решать задачу многоуровневой оптимизации геометрии ПЧ корпусов сжатия ЦК.

#### **4 Анализ и оценка эффективности рабочего процесса ТКУ нефтяного газа для КС Уренгойского НГКМ**

Возможности программного комплекса САРТУ-КС-М рассмотрены на примере ТС блочно-комплектной ТКУ н.г. в составе промышленной КС Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) (рис. 1).

Основным энергопроизводящим элементом ТКУ является ГТП, обеспечивающий выработку энергетических ресурсов для работы энергопотребителей. Комплекс энергопотребителей состоит из ЦК, электрогенератора (ЭГ), утилизатора тепла выхлопных газов (УТВГ), а также потребителей сжатого воздуха (с.в.) высокой температуры. Вырабатываемые ресурсы состоят из механической мощности, производимой силовой турбиной (СТ) двигателя, и теплоты выхлопных газов, а также сжатого воздуха, отбираемого на нужды КС от компрессора газогенератора ГТД.

Основные свойства перекачиваемого газа: плотность (при 20 °С и 0,1013 МПа) – 0,781 кг/м<sup>3</sup>; молекулярная масса – 18,9–19,5 кг/кмоль; низшая теплотворная способность – 37,93 МДж/м<sup>3</sup>.

Как показано на рис. 1, СПГ, состоящая из двух ступеней очистки, обеспечивает подготовку н.г. на входе в ТКУ. Для реализации процесса компримирования газа применяется 3-х каскадный ЦК в составе турбокомпрессорного агрегата ТКА-Ц-8БД/0,3-8,16 с газотурбинным двигателем НК-14СТ-8. Компоновочная схема ЦК выбрана в процессе предварительного анализа возможных вариантов ТС с учетом уровня давлений и температур у.с. в рабочем процессе ТКУ. При этом в составе каждого каскада сжатия компрессора (КСК) работает одна секция (корпус) сжатия компрессора (ССК), система охлаждения и конденсации, состоящая из АВО и мультициклонных сепараторов газа после каждого АВО. Кроме того, в составе ТКУ имеется весьма сложный технологический контур, состоящий из элементов трубной обвязки, арматурного оборудования, первичных приборов САУ, обеспечивающий работу основных энерготехнологических систем ТКУ при реализации ее рабочего процесса.

Технологические и термодинамические параметры ТС установки в узловых точках схемы, полученные в процессе анализа особенностей ее рабочего процесса, представлены в табл. 1.

Таблица 1.

Основные технологические и термодинамические параметры рабочего процесса ТКУ для КС Уренгойского НГКМ

Параметр	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	8	9	10	12	13	14
Доля пара	–	0,996	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,997	1,000	1,000	0,998	1,000
Температура	К	290,0	289,5	289,6	414,9	318,2	318,1	432,9	318,2	318,1	416,9	298,2	298,1
Давление	МПа	0,330	0,300	0,300	1,183	1,163	1,147	3,605	3,585	3,565	8,440	8,435	8,415
Расход	кг/с	10,24	10,2	0,04	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,17	10,17	10,17	10,15
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	2,586	2,344	1014	6,456	8,421	8,304	19,11	27,54	27,31	47,88	80,65	80,29
Энтропия	кДж/(кг·К)	9,421	9,488	2,855	9,682	9,063	9,069	9,265	8,477	8,496	8,723	7,784	7,796
Энтальпия	кДж/кг	-4256	-4222	2·10 <sup>4</sup>	-3942	-4171	-4171	-3911	-4205	-4170	-3955	-4287	-4259

*Примечание. Знак «-» для значения энтальпии связан с методикой расчета ее значения, используемой в программном комплексе.*

На начальном этапе работ по проектированию схемы КУ выполняется также анализ исходного состава газа с точки зрения возможного выделения углеводородного конденсата (у.к.) в процессе компримирования и охлаждения н.г. Диаграмма фазового состояния н.г. представлена ниже на рис. 3.

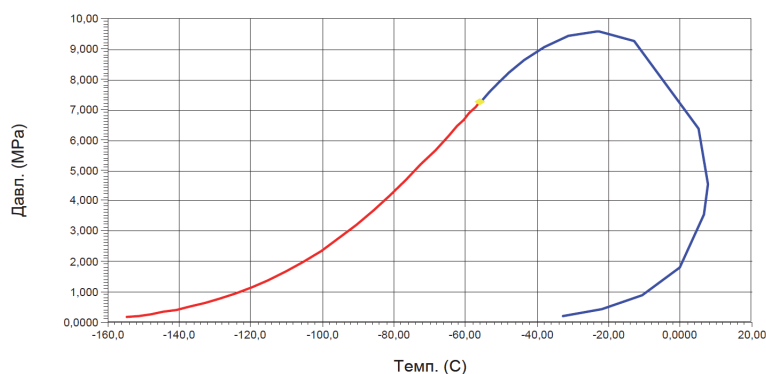


Рис. 3 – Фазовая диаграмма состояния н.г. на входе в ТКУ

Как видно из диаграммы, максимальное значение температуры точки росы по углеводородам (у.в.) составляет 8 °С (281,2 К) при давлении 4,5 МПа. Таким образом, при проектных режимах ТС и охлаждения газа в АВО возможно образование только водного конденсата.

Анализ изменения теплофизических параметров н.г. вдоль технологического контура позволяет сформировать обоснованные исходные данные для выполнения газодинамического проекта ЦК на основе использования существующей базы характеристик ПЧ или опыта создания новых эффективных ПЧ.

После выполнения газодинамического проекта ПЧ компрессора проводятся многовариантные расчеты с учетом диапазона значений теплофизических характеристик компримируемого газа и наиболее целесообразных комбинаций технологических параметров. Результатом расчетов являются уточненный материальный и мощностной балансы, диапазон возможных рабочих параметров ТКУ.

Диапазон возможных рабочих параметров исследуемой ТС установки представлен на рис. 4.

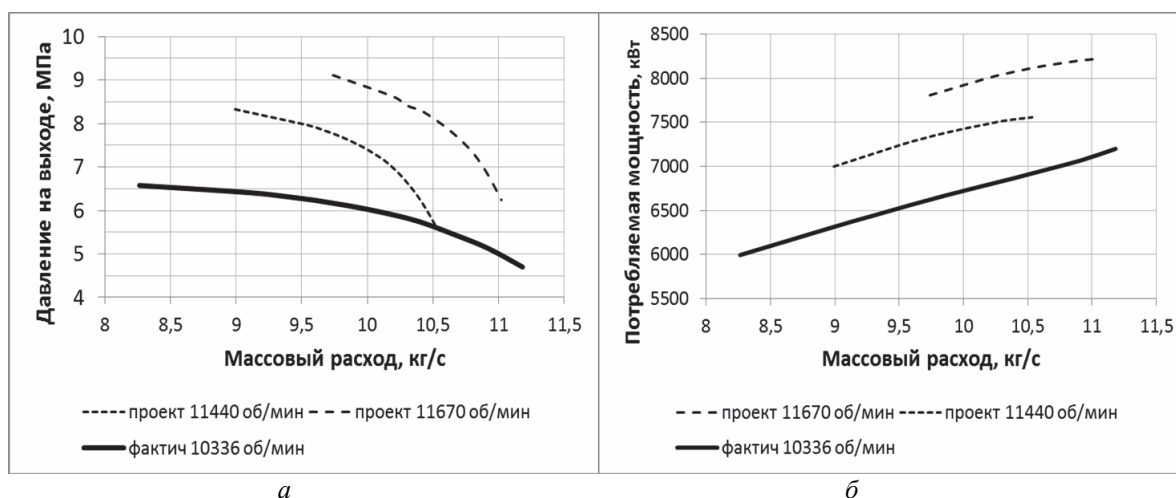


Рис. 4 – Зависимость расхода компримируемого газа:  
 а – от давления на выходе установки; б – от её потребляемой мощности

Одной из особенностей рабочего процесса ТКУ н.г. является возможность образования гидратов при снижении температуры окружающей среды. Выпадение газовых гидратов может быть вызвано охлаждением компримируемого газа ниже значения температуры гидратообразования в соответствующей точке контура ТС.

Результаты расчета температуры гидратообразования для зимнего режима работы установки приведены в табл. 2.

Таблица 2.

Расчётные температуры гидратообразования

Место определения	Параметры газа		
	Давл., МПа	Темпер., К	Темпер. гидратообр., °С
СПГ	0,300	290,2	–
После АВО1	1,131	313,2	296,2
После АВО2	3,475	313,2	296,2
После АВО3	8,130	291,2	291,9

Как показывает анализ расчётных данных, для обеспечения безгидратного режима работы аппарата АВО3 требуется впрыск ингибитора гидратообразования на входе в концевой АВО.

Основные энерготехнологические параметры исследуемого объекта, полученные на этапе технологического проектирования ТКУ, представлены ниже в табл. 3.

Таблица 3.

Проектные значения энерготехнологических параметров исследуемой установки

Наименование параметра	Ед. изм.	Значения
Производительность КС (ТКУ) при условиях на входе $T_n = 293$ К, $P_n = 0,1013$ МПа; коммерческая массовая	млн.м <sup>3</sup> /сут. кг/с	3,3...1,141 (1,141) 29,62...10,24 (10,24)
Давление газа: на входе КС (ТКУ); на выходе КС (ТКУ)	МПа	0,33..0,59 (0,3..0,56) 5,55 (8,44)
Температура: на входе на выходе	К	279...290 293
Температура точки росы газа на выходе: по воде по углеводородам	К	261 261
Потребляемая мощность ТКУ	кВт	7842
Эффективный КПД ГТД в составе агрегата	–	0,29
Расход топливного газа	кг/с	0,551
Электрическая мощность, потребляемая ТКУ при работе на магистраль	кВт	412,5
Тепловая мощность УТВГ (при температуре теплоносителя 343/388 К)	МВт	4,0
Тепловая мощность, отводимая с выхлопными газами ГТД	МВт	до 27
Тепловая мощность, отводимая в АВО: АВО1 АВО2 АВО3	МВт	2,33 3,00 3,37



Как показывает анализ параметров установки, представленных в табл. 3, при реализации ее технологических параметров двигатель потребляет значительное количество топливного газа и при тепловой мощности на выходе до 27 МВт доля утилизируемой тепловой мощности составляет только 4 МВт. В связи с этим, а также учитывая, что тепловые потери в АВО составляют до 8,7 МВт возникает задача повышения энергоэффективности ТКУ за счет утилизации указанных тепловых потоков.

Фактические параметры работы установки в условиях КС Уренгойского НГКМ представлены в табл. 4.

Таблица 4.

Фактические параметры рабочего процесса ТКУ на КС  
(№ точек соответствуют номерам, указанным на рис. 1)

Параметр	Ед. изм.	1	2	4	6	8	10	12	14
Доля пара	–	1	1	1	1	1	1	1	1
Температура	К	291,2	291,2	406,2	311,2	410,2	313,2	408,2	311,2
Давление	МПа	0,3	0,3	1,18	1,08	3,33	3,22	6,71	6,65
Расход массовый	кг/с	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
Расход об.	млн.ст.м <sup>3</sup> /сут.	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923

Анализ фактических параметров работы установки позволяет отметить следующее:

- параметры и состав н.г. на входе установки близки к проектным значениям ( $P_H = 0,3$  МПа,  $T_H = 290$  К);

- давление н.г. на выходе ТКУ ( $P_K = 6,1...6,8$  МПа) существенно отличается от проектных значений ( $P_K = 8,16...8,44$ ); фактическая производительность составляет 0,826...1,1 млн.ст.м<sup>3</sup>/сут., что ниже проектного значения (1,141 млн.ст.м<sup>3</sup>/сут.) на величину 4...18 %; отличие фактических параметров работы ТКУ от проектных значений по уровню давления связано с изменением условий эксплуатации КС;

- отклонение фактических режимов работы от проектного снижает политропный КПД всех секций сжатия ЦК: КНД на 5,7 %, КВД1 – 2,5%, КВД2 – 7,6%;

- увеличиваются гидравлические потери в системе охлаждения н.г., сепараторах и других элементах технологического контура до 0,08...0,14 МПа вместо 0,065...0,075 МПа, принятыми на стадии проектирования при использовании ПВК САРТУ-КС.

При проведении термодинамического анализа установки используется метод баланса эксергии [8], исследованный применительно к ТКУ в работе [9]. Интегральным показателем термодинамического совершенства ТС установки принят эксергетический КПД ( $\eta_{ex}^{TKU}$ ), который может определяться на основе анализа потоков эксергии на входе и выходе установки, а также на входе и выходе каждого из ее энерготехнологических элементов.

В связи с тем, что ТКУ н.г. комплектуются дожимными ЦК  $\eta_{ex}^{TKU}$  определяется с использованием понятия транзитной эксергии и зависимости [8, 9]:

$$\eta_{ex}^{TKU} = \left( \sum_{i=1}^n E_i^{B_{\text{ВЫХ}}} - \sum_{i=1}^n E_{tri} \right) / \left( \sum_{i=1}^n E_i^{B_{\text{ВХ}}} - \sum_{i=1}^n E_{tri} \right), \quad (1)$$

где  $\sum_{i=1}^n E_i^{B_{\text{ВЫХ}}}$ ,  $\sum_{i=1}^n E_i^{B_{\text{ВХ}}}$  – суммарные потоки эксергии на входе и выходе установки или её элементов, соответственно;

$\sum_{i=1}^n E_{tri}$  – суммарный поток транзитной эксергии в установке, создаваемой на основе дожимного ЦК н.г.

При этом потоки эксергии определяются с использованием известной зависимости [8]:

$$E = G[(i_i - i_0) - T_0(s_i - s_0)], \quad (2)$$

где  $G$  – массовый расход рабочей среды, кг/с;  $i$ ,  $T$ ,  $s$  – энтальпия, температура, энтропия, соответственно, при параметрах окружающей среды и параметрах в узловых точках технологического контура установки.

С учетом проектных и фактических параметров работы установки был выполнен расчет эффективности ТКУ при использовании метода балансов эксергии. Результаты расчета эффективности установки представлены в табл. 5.

Таблица 5.

Результаты расчета эффективности ТКУ при использовании метода балансов эксергии

Наим. режима	Эксергетический КПД отдельных элементов ТКУ											
	С1, С2	ГТП	М	КСК1			КСК2			КСК3		
				КНД	АВО1	С3	КВД1	АВО2	С4	КВД2	АВО3	С5
Проект.	0,925	0,289	0,98	0,826	0,707	0,943	0,799	0,675	0,981	0,7	0,606	0,994
Факт.	0,99	0,231	0,98	0,718	0,76	0,946	0,754	0,728	0,985	0,657	0,587	0,999
Проект.	–		0,547			0,527			0,424			
Факт.	–		0,515			0,539			0,393			
Проект.	Интегральный КПД ТКУ $\eta_{ex}^{TKU} = 0,144$											
Факт.	$\eta_{ex}^{TKU} = 0,112$											

Как показывает анализ полученных данных, фактические показатели эффективности основных элементов ТКУ (ГТП; КСК1,2,3) существенно снизились по сравнению с проектными. Показатели эффективности АВО, представленные в табл. 5, обусловлены изменением соотношения составляющих потоков эксергии, обусловленных термической (теплота) и механической (давление) составляющих. Повысились показатели эффективности сепараторов, что обусловлено снижением гидравлических потерь из-за снижения массовой производительности.

Эффективность сепараторов С1...С5 определена с учетом гидравлических потерь не только в самих сепараторах, но и в элементах обвязки (трубопроводы и арматура).

Интегральный показатель эффективности установки также изменился весьма существенно: от 0,144 для проектного до 0,112 для фактического режима работы.

Целью термодинамического анализа является выявление оптимального режима работы ТКУ, т.е. анализ зависимости  $\eta_{ex}^{TKU}$  от мощности двигателя или массовой производительности ЦК с последующим определением показателя топливной эффективности ГТД.

Зависимости эксергетического КПД ТКУ от массового расхода ЦК для случая проектного и реального режимов работы представлены на рис. 5. При этом интегральная характеристика  $\eta_{ex}^{TKU} = f(G)$  для проектного режима анализировалась для частоты вращения  $n = 11440$  об/мин; фактическая характеристика получена при  $n = 10336$  об/мин.

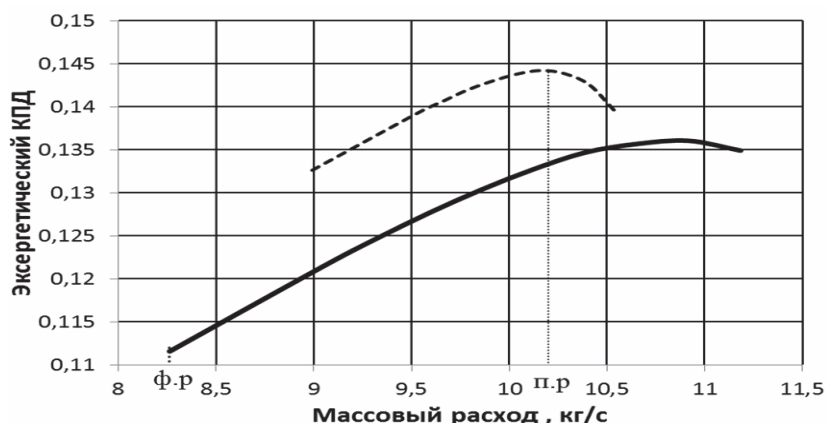


Рис. 5 – Зависимость эксергетического КПД от массового расхода:  
 --- 11440 об/мин; — 10336 об/мин (факт.)

Как видно из рис. 5, для проектного режима работы величина  $\eta_{ex}^{TKY}$  изменяется от 0,133 до 0,14 при  $(\eta_{ex}^{TKY})_{max} = 0,144$  и  $G_T = 9,0...10,5$  кг/с, соответственно. Величина мощности СТ при этом составляет 7,0...7,6 МВт, а расход топливного газа в ГТД при этом находится в диапазоне от 0,562 кг/с до 0,558 кг/с. Для реального (фактического) режима работы ТКУ эти параметры составляют  $\eta_{ex}^{TKY} = 0,112$ ;  $G_{T.г.} = 0,562$  кг/с при  $G_T = 8,26$  кг/с.

Таким образом, сравнительный анализ эффективности проектного (п) и реального (р) режимов работы ТКУ показывает, что величина  $(\eta_{ex}^{TKY})_p < (\eta_{ex}^{TKY})_п$  на 28,6 %, что соответствует увеличению расхода т.г. в ГТД на 2 %

Зависимость относительного расхода топливного газа КУ от массового расхода технологического газа, представлена на рис. 6.

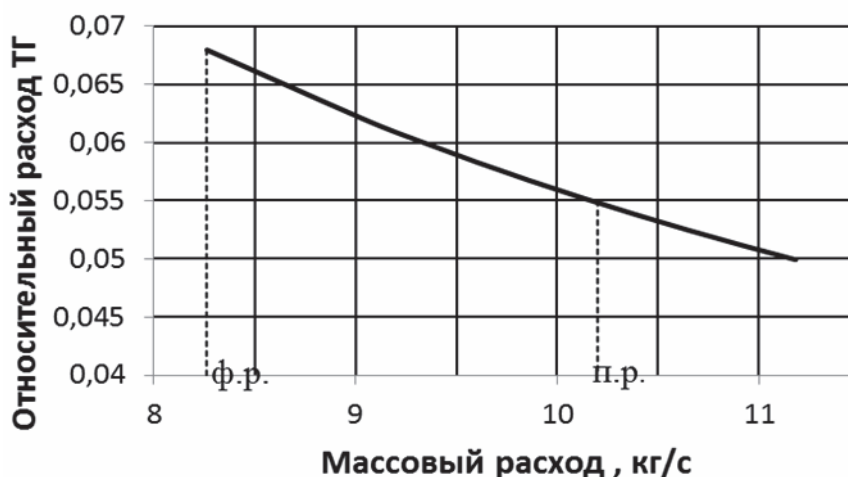


Рис. 6 – Зависимость относительного расхода топливного газа КУ

Как видно из рис. 6 величина относительного расхода топливного газа  $(G_{T.г.})_{отн} = (G_{T.г.}/G_T)_{отн} = 0,068$  для реального и  $\sim 0,05$  для проектного режимов работы при массовой производительности  $G_T = 8,25$  кг/с и 10,25 кг/с, соответственно.

По результатам выполненного анализа с использованием КММ блочно-комплектной ТКУ можно сделать следующие **выводы**:

1) Вновь созданная ТКУ нефтяной промышленности обеспечивает следующие технологические режимы рабочего процесса: при мощности привода в диапазоне

5,5...7,0 МВт установка забезпечує комерційну продуктивність 0,826...0,923 млн.нм<sup>3</sup>/сут. при  $P_k = 6,0...6,8$  МПа (проектні значення вказаних параметрів складають:  $V_k = 1,141$  млн.нм<sup>3</sup>/сут. і  $P_k = 8,16...8,44$  МПа).

2) Значення ексергетического КПД аналізованої установки, як інтегрального критерія ефективності, для фактичного і проектної режимів досягає 0,112 і 0,144, відповідно. Таким чином зниження величини  $(\eta_{ex}^{TKU})_{max}$  на реальному режимі роботи установки складає приблизно 22 % порівняно з проектним значенням, що призводить до зміни витрати паливного газу на оптимальному режимі від 0,558 кг/с до 0,562 кг/с, т.е. до збільшення на 2 %. Це пов'язано з тим, що фактичні параметри роботи установки суттєво відрізняються від проектних (оптимальних) режимів, обумовлених особливими умовами експлуатації установок в складі КС.

3) Основний внесок в зниження ефективності роботи ТКУ викликає зниження ефективного (ексергетического) КПД ГТД з 0,289 до 0,231 через експлуатацію установки не на проектному режимі.

Негативний вплив на рівень ефективності ТКУ викликає також відхилення роботи ССК і АВО від номінальних режимів. В зв'язі з цим значення ексергетического КПД каскаду стиснення складає: КСК1 – 0,515; КСК2 – 0,539; КСК3 – 0,393, т.е. зниження їх ефективності по величині  $(\eta_{ex}^{TKU})_{opt}$  порівняно з проектними значеннями складає від 6 до 8 %.

Виходячи з отриманих результатів, можуть бути запропоновані наступні рекомендації:

1) Підвищення ефективності експлуатації ТКУ може бути досягнуто в тому випадку, якщо фактичні режими роботи установки будуть наближені до проектних значень. За рахунок цього значення  $(\eta_{ex}^{TKU})_{max}$  може бути забезпечено на рівні 0,144 замість 0,112, що може забезпечити зменшення відносного витрати паливного газу з 0,0678 до 0,055, т.е. на 18 %. В протилежному випадку вимагається доработка наявного обладнання за реальних умов експлуатації. В частині, для підвищення ефективності кожного КСК і ТКУ в цілому вимагається розробка нових сменних ПЧ в складі ЦК.

2) Використання сбросних енергетических потоків (випускні газу ГТД; тепло, відводиться в АВО і маслоохладителях) для покриття власних потреб установки в тепловій або електричній енергії. Реалізація цього підходу суттєво ускладнює конструкцію установки, збільшує її масо-габаритні показники, т.е. збільшує вартість виробу і його життєвого циклу в цілому. В зв'язі з цим реалізація таких конструкторських рішень повинна здійснюватися на основі ретельного економічного аналізу.

3) Оптимізація геометрії ПЧ компресорів на основі термодинамічного аналізу робочого процесу ТКУ з урахуванням впливу схеми ЦК, ефективності роботи ГТД, системи охолодження і сепарації.

4) Цілеспрямовано провести подальші дослідження по аналізу впливу кожного технологічного елемента ТКУ на рівень її інтегрального КПД. Такими елементами в першу чергу є ГТД, ЦК і система охолодження на основі АВО. Виходячи з методології термодинамічного аналізу ТС проектуваних ТКУ, вимагається здійснити подальше розв'язання методики їх ексергетического аналізу. В частині, вимагається розвиток термoeкономічного методу аналізу, а також аналізу ефективності ТКУ з використанням поняття удільної ексергії.

**Список литературы:** 1. Самарский, А. А. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры [Текст] / А. А. Самарский, А. П. Михайлов. – 2-е изд., испр. – М. : Физматлит, 2001. – 320 с. – ISBN 5-9221-0120-X. 2. Коздоба, Л. А. Системный подход в теплотехнике и теплофизике [Текст] / Л. А. Коздоба // Промышленная теплотехника. – 1997. – Т. 19, № 4–5. – С. 137–144. 3. Парафейник, В. П. Комплексная математическая модель рабочего процесса блочно-комплектной турбокомпрессорной установки углеводородного газа с газотурбинным приводом Часть I [Текст] / В. П. Парафейник, С. А. Прилипко, Ю. С. Бухолдин, В. М. Татаринцов // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 6. – С. 42–48. – ISSN 0865-5865. 4. Парафейник, В. П. Комплексная математическая модель рабочего процесса блочно-комплектной турбокомпрессорной установки углеводородного газа с газотурбинным приводом Часть II [Текст] / В. П. Парафейник, С. А. Прилипко, Ю. С. Бухолдин, В. М. Татаринцов // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 8. – С. 28–33. – ISSN 0865-5865. 5. Братков, А. Б. Проектирование блочно-комплектных компрессорных установок с использованием комплекса САРТУ-КС [Текст] / А. Б. Братков, Ю. С. Бухолдин, В. П. Парафейник, О. Г. Голубков // Химическое и нефтяное машиностроение. – 1989. – № 8. – С. 22–26. 6. Бойко, А. В. Аэродинамический расчет и оптимальное проектирование проточной части турбомашин [Текст] / А. В. Бойко, Ю. Н. Говорущенко, С. В. Ершов, А. В. Русанов, С. Д. Северин // Под ред. А.В. Бойко. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2002. – 356 с. 7. Бойко, А. В. Алгоритм оптимизации проточных частей осевых турбин газотурбинных установок с учетом режимов эксплуатации [Текст] / А. В. Бойко, Ю. Н. Говорущенко, А. П. Усатый, А. С. Руденко // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. Вестник НТУ «ХПИ» : сб. научн. трудов. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2010. – № 3. – С. 37–42. – ISSN 2078-77X. 8. Бродянский, В. М. Эксергетический метод и его приложения [Текст] / В. М. Бродянский, В. Фратшер, К. Михалец ; Под ред. В.М. Бродянского. – М. : Энергоиздат, 1988. – 288 с. 9. Парафейник, В. П. Научные основы проектирования блочно-комплектных турбокомпрессорных агрегатов и установок с газотурбинным приводом [Текст] / В. П. Парафейник // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования : сб. научн. трудов. – Харьков : ИПМаш НАНУ им. А. Н. Подгорного, 2003. – Т.1. – С. 36–46. 10. Парафейник, В. П. Оценка эффективности турбокомпрессорной установки с газотурбинным приводом для сжатия нефтяного газа [Текст] / В. П. Парафейник, С. А. Прилипко // Технические газы. – 2014. – № 3. – С. 48–56. – ISSN 1682-0355.

**Bibliography (transliterated):** 1. Samarskij, A. A., and A. P. Mihajlov. *Matematicheskoe modelirovanie: Idei. Metody. Primery.* Moscow : Fizmatlit, 2001. ISBN5-9221-0120-X. Print. 2. Kozdoba, L. A. "Sistemnyj podhod v teplotehnike i teplofizike." *Promyshlennaja teplotehnika* 19.4–5 (1997): 137–144. Print. 3. Parafejnik, V. P., et al. "Kompleksnaja matematicheskaja model' rabocheho processa blochno-komplektnoj turbokompressornoj ustanovki uglevodorodnogo gaza s gazoturbinnym privodom Chast' I." *Kompressornaja tehnik i pnevmatika* 6 (2014): 42–48. ISSN 0865-5865. Print. 4. Parafejnik, V. P., et al. "Kompleksnaja matematicheskaja model' rabocheho processa blochno-komplektnoj turbokompressornoj ustanovki uglevodorodnogo gaza s gazoturbinnym privodom Chast' II." *Kompressornaja tehnik i pnevmatika* 8 (2014): 28–33. ISSN 0865-5865. Print. 5. Bratkov, A. B., et al. "Proektirovanie blochno-komplektnyh kompressornyh ustanovok s ispol'zovaniem kompleksa SARTU-KS." *Himicheskoe i nefljanoe mashinostroenie* 8 (1989): 22–26. Print. 6. Boiko, A. V., et al. *Ajerdinamicheskij raschet i optimal'noe proektirovanie protochnoj chasti turbomashin.* Ed. A. V. Boiko. Kharkov : NTU "KhPI", 2002. Print. 7. Boiko, A. V., et al. "Algoritm optimizacii protochnyh chastej osevyh turbin gazoturbinnyh ustanovok s uchetom rezhimov jekspluatcii." *Jenergeticheskie i teplotehnicheskie processy i oborudovanie. Vestnik NTU "KhPI"*. No 3. Kharkov : NTU "KhPI", 2010. 37–42. ISSN 2078-77X. Print. 8. Brodjanskij, V. M., V. Fratsher and K. Mihalek. *Jeksergeticheskij metod i ego prilozhenija.* Moscow : Jenergoizdat, 1988. Print. 9. Parafejnik, V. P. "Nauchnye osnovy proektirovanija blochno-komplektnyh turbokompressornyh agregatov i ustanovok s gazoturbinnym privodom." *Sovershenstvovanie turboustanovok metodami matematicheskogo i fizicheskogo modelirovanija.* No 1. Kharkov : IPMash NANU im. A. N. Podgornogo, 2003. 36–46. Print. 10. Parafejnik, V. P., et al. "Ocenka jeffektivnosti turbokompressornoj ustanovki s gazoturbinnym privodom dlja szhatija nefljanogo gaza." *Tehnicheskie gazy* 3 (2014): 48–56. ISSN 1682-0355. Print.

*Поступила (received) 11.02.2015*