

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Обеспечение энергоэффективности газоперекачивающего агрегата в составе КС магистрального газопровода

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Тимофеев А.И. ТЭС 12-2  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель к.ф.-и.н., доцент каф. ТТУ, Борисова Н.Г.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.т.н., профессор, Парамонов С.Г.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 26 » мая 2016 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель, Мамонбаева С.Б.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 11 » окт 2016 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

к.ф.-и.н., доцент каф. ТТУ, Борисова Н.Г.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« 05 » июнь 2016 г.  
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

(подпись)

Нормоконтролер: ст. преподаватель, Еле Т.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись)

« 05 » июль 2016 г.

Рецензент: зам. декана каф. ЦХХ, Меденов А.К.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический  
Специальность Теплоэнергетика  
Кафедра Теплоэнергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Тимофеев Алексей Иванович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Обеспечение энергоэффективности газоперекачивающего агрегата в составе КС машиностроительного газопровода

утверждена приказом ректора №148 от «19» октября 2015 г.

Срок сдачи законченной работы «15» июня 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Объемы транспортировки газа по машиностроительному газопроводу «Бухара - Урал»
2. Параметры ГПА
3. Протоколный проект Gate System
4. Техническое задание на оборудование ГПА
5. Номера водосов парковых узлов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Обоснование необходимости ГПА и агрегата
2. Анализ существующих газосов агрегатов и их параметров
3. Обоснование параметров оптимального агрегата
4. Знакомство и моделирование ГПА в программе ВС
5. Расчет надежности компрессорной установки
6. Расчет водосов парковых узлов.




Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Технологическая схема КС.
2. Чертеж ППА
3. Чертеж конструкции аппарата. Журнал §. 25
4. Презентация (слайдов).

Рекомендуемая основная литература

1. Коллекция разведки топлива, жидкого комплекс, РК. От 2030г. Постановление Правительства РК от 18 июня 2017г. №74.
2. Козлов С.И. Методы повышения энергоэффективности комплексных систем и/или оборудования из 1. 199г.
3. History of the Gate Cycle<sup>TM</sup> Application // Gate Cycle Overview // Program's Description // Gate Cycle<sup>TM</sup>.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов


Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	Борисова Н.Г.		
Эконом. часть	Парамонов С.Г.	26.05.16	
БЖД	Макамбаева С.Е.	15.12. - 11.08.16г.	

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Библиографический обзор по теме и/себя	с 10.11.15 - 22.12.15	
2	Освоение и/о/а/и/я Gate cycle	1.12.15 - 10.02.16	
3	Расчет (повышения) энергии эффективности ППА	10.02.16 - 11.03.16	
4	Моделирование в Gate Cycle	11.03.16 - 30.03.16	
5	Расчет входов ПП	02.04.16 - 24.04.16	
6	Расчет себестоимости и/о/и/и/о/и/я и/е/а/а	02.04.16 - 24.04.16	
7	Финансирование проекта и/о/и/и/я	01.05.16 - 28.05.16	
8	Подготовка (архивного) материала и/и/е/я/а с/и/я	28.05.16 - 05.06.16	

Дата выдачи задания « 10 » мая 20 15 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель  \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент  \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## Аннотация

В работе представлены результаты применения программного продукта «Gate Cycle» для моделирования газоперекачивающего агрегата с целью увеличения энергоэффективности. Выполнены расчеты на базе GC параметров компрессора, газотурбинного привода, агрегата в целом в результате чего, представлена сравнительная характеристика до и после реализации мер, повышающих эффективность работы. Проведено экономическое обоснование повышения компрессии перекачиваемого природного газа. Представлен расчет выбросов парниковых газов и предложены меры снижения воздействия работы газоперекачивающего агрегата на окружающую среду.

## Annotation

In work results of use of the «Gate Cycle» software product for modeling of the GCU for the purpose of increase in energy efficiency are presented. Calculations on the basis of GC parameters of the compressor, gas-turbine drive, unit in general therefore are executed, the comparative characteristic before and after the methods increasing overall performance is submitted. The economic justification increase of a compression of the pumped-over natural gas is carried out. Calculation of emissions of greenhouse gases is presented and measures of decrease in impact of operation of the GCU on environment are proposed.

## Аңдатпа

Агрегаттың модельдеу үшін энергия тиімділігін арттыру мақсатында «Gate Cycle» газоперекачивающего жұмысында бағдарламалық өнімді қолдану нәтижелері ұсынылды. Тұтастай алғанда компрессордың жетегінің, соның нәтижесінде заттың салыстырмалы сипаттамасы ұсынылған болса дейінгі және одан кейінгі есеп айырысу GC базасында орындалуы параметрлерін газтурбиналы агрегаттың әдістерін жұмысының тиімділігін арттыратын. Табиғи газды перекачиваемого экономикалық негіздемесін компрессияға арттыру өткізілді. Парниктік газдар шығарындыларын және қоршаған ортаға әсерін азайту шараларын ұсынатын жұмыс агрегаттың газоперекачивающего есеп-қисап тапсырылған.

## Содержание

<b>Введение</b> .....	5
<b>Глава 1 Общие сведения о ГПА</b> .....	18
1.1 Основные газопроводы в Казахстане.....	18
1.2 Компрессорный цех.....	19
1.3 Краткая характеристика компрессорной станции.....	22
1.4 Описание газоперекачивающих агрегатов.....	26
1.5 Основные типы современных энергетических газотурбинных установок.....	28
1.6 Основные характеристики и особенности эксплуатации газотурбинных установок.....	29
1.7 Достоинства газотурбинных установок.....	30
1.8 Методы расчета, позволяющего увеличить энергоэффективность ГПА.....	30
<b>Глава 2 Описание и возможности программного продукта – GATE CYCLE</b> .....	31
2.1 История создания программы.....	31
2.2 Описание структуры и инструментария программы.....	32
2.3 Описание возможностей программы.....	36
2.4 Изучение принципов создания блоков моделей в программе.....	37
<b>Глава 3 Обеспечение энергоэффективности ГПА в составе компрессорной станции</b> .....	42
3.1 Оценка технико – экономических показателей компрессорных станций МГ.....	42
3.2 Моделирование газоперекачивающего агрегата в программном продукте Gate Cycle.....	42
3.3 Методы и способы увеличения энергоэффективности газоперекачивающего агрегата на основе программного продукта GC.....	48
<b>Глава 4 Экономическая часть</b> .....	58
4.1 Расчет себестоимости повышения компрессии газа на магистральном газопроводе – «Бухара – Урал» .....	58
<b>Глава 5 Безопасность жизнедеятельности</b> .....	68
5.1 Анализ влияния парниковых газов от газоперекачивающего агрегата на жизнедеятельность.....	68
Заключение.....	78
Список использованной литературы.....	80
Приложение А.....	82
Приложение Б.....	84

## **Введение**

### **Актуальность**

Как отмечено в концепции развития топливо - энергетического комплекса РК до 2030 года на прогнозируемую перспективу, для Западного Казахстана до 2015 года, покрытие потребности региона в электроэнергии и его самобалансирование возможно осуществить следующим путем:

- завершение технического перевооружения Актюбинскоц ТЭЦ с установкой турбины Р – 25 и заменой Р – 24;
- строительство Актюбинской ТЭС мощностью 570 МВт.

Транспортировка природного газа на Актюбинскую ТЭС осуществляется за счет магистрального газопровода – Бухара – Урал. Для этого рекомендуется применить методы повышения энергоэффективности работы ГПА и методы снижения воздействия КС на окружающую среду [1].

### **Новизна работы**

На основании исследований с использованием программы GC, анализа научных проработок и исследований других авторов, предложены меры повышения эффективной работы структурных элементов ГПА.

При этом:

- проанализированы принципы создания модели ГПА в программном продукте GC;
- определены диапазоны параметров, позволяющих повысить эффективность работы ГПА.

Применение методов моделирования в GC позволило определить диапазоны параметров эффективной работы ГПА, выбрать рациональные режимы работы ГПА, а также повысить экологическую безопасность работы ГПА.

### **Цель и задачи дипломной работы**

Целью настоящей работы является применение программного продукта GC для моделирования ГПА с целью повышения энергоэффективности компрессорных станций магистральных газопроводов на основе совершенствования структурных элементов ГПА, обеспечивающих снижение потребности в газоперекачивающем оборудовании и затрат топливного газа.

Для реализации поставленной цели решаются следующие задачи:

- освоение программного продукта Gate Cycle;
- моделирование всех элементов в схеме газоперекачивающего агрегата в программу GC и выявление факторов, которые позволят увеличить энергоэффективность ГПА;

					<i>ПЗ ДП-5В071700-2016</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тимофеев А.И.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Борисова Н.Г.</i>						
<i>Реценз.</i>		<i>Меденов А.К.</i>						
<i>Н. Контр.</i>		<i>Ем Т.М.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кидарин А.А.</i>						
						<i>АУЭС, каф.ТЭУ</i>		

- расчет себестоимости повышений компрессии перекачиваемого природного газа;

- расчет выбросов парниковых газов.

Структурно работа состоит из шести глав.

Первая глава посвящена описанию ГПА, методам расчета и основным элементам ГПА. В ней отражено описание типов ГПА, их конструкции, основные элементы.

Вторая глава предлагает описание программного продукта GC. Представлены его характеристики, описаны основные возможности и структура.

В третьей главе представлены результаты исследования по моделированию и оптимизации системы ГПА

В четвертой главе произведен экономический расчет. В ней рассчитывается себестоимость повышения компрессии газа ГПА.

Пятая глава освещает вопросы безопасности жизнедеятельности. В ней рассчитываются объемы парниковых газов, образующихся при работе ГПА и меры их снижения.

Заключение содержит выводы о проделанной работе.

### **Газовая промышленность**

На текущий момент можно выделить следующие ключевые ограничения для развития газовой промышленности в Республике Казахстан [1]:

- 1) основная доля запасов газа приходится на попутный нефтяной газ (далее – ПНГ) нефтегазоконденсатных месторождений;

- 2) отсутствуют экономические стимулы для очистки ПНГ и дальнейшей реализации товарного газа;

- 3) отсутствует газотранспортная инфраструктура для сбыта товарного газа в основные регионы Казахстана.

Основная доля запасов газа приходится на нефтегазоконденсатные месторождения (около 81,1% от общих запасов природного газа), соответственно, значительную часть природного газа составляет ПНГ. Таким образом, объемы добычи в Казахстане напрямую связаны с объемами добычи нефти.

### **Транспортировка газа**

Транспортировка природного газа проводится по системе магистральных газопроводов, которые проходят по территории восьми областей Казахстана. Общая протяженность магистральных газопроводов на территории Казахстана составляет около 17 656 км [1]. Система магистральных газопроводов Казахстана образовывалась как часть общесоюзной газотранспортной системы и потому была функционально ориентирована на поставки природного газа из Средней Азии в северные области России, на Украину и в республики Закавказья. Газопроводы были спроектированы таким образом, что потребности промышленности и населения Казахстана в природном газе обеспечивались только в городах



и населенных пунктах примыкающих к трассе транзитных газопроводов.

При данном магистральные газопроводы, возведенные на местности республики, технологически никак не соединены между собой, что не позволяет использовать газопроводы для перекачки добываемого дешевого газа в западном регионе в южные и северные области страны. Особенно актуальна данная неувязка для потребителей природного газа южных областей и города Алматы. Твердая скованность от поставок узбекского газа, в 2-3 раза превышающего цену газа западных областей, привела к значительному сужению газового рынка в этом регионе. Не в меньшей зависимости от импорта российского газа находятся потребители Костанайской области [1].

Для обеспечения внутреннего рынка Республики Казахстан газом 27 декабря 2006 года подписано Соглашение о встречных поставках газа между ОАО «Газпром», НКК «Узбекнефтегаз» и АО «НК «КазМунайГаз» (далее – Соглашение). В соответствии с Соглашением весь импорт газа «свопируется» с Карачаганакским экспортом по равной цене и в равных объемах. Данные СВОП операции позволили с 2007 года проводить политику сдерживания цены узбекского газа, поставляемого на Юг Казахстан и российского газа для Костанайской области.

Внутреннее пользование на 30% гарантируется за счет импорта газа, поставляемого на юг Республики Казахстан (Жамбылская, Южно-Казахстанская и Алматинская области) из Узбекистана и Костанайскую область из РФ, в размен на подобные объемы карачаганакского газа, поставляемого из Республики Казахстан в Российскую Федерацию. Такая обстановка сложилась в связи с тем, что система газовых магистралей в указанных областях была создана в период возведения русской газотранспортной системы [1].

Магистральная газотранспортная инфраструктура Республики Казахстан состоит из следующих основных газопроводов: МГ «Средняя Азия Центр» с пропускной способностью 60200 млн. м<sup>3</sup>/год, протяженностью 3 962 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);

- «Бухара-Урал» – 8 030 млн. м<sup>3</sup>/год, 1 576 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);

- «Оренбург – Новопсков» – 14 600 млн. м<sup>3</sup>/год, 382 км (оператор АО «Интергаз Центральная Азия»);

- МГ «Казахстан-Китай» – 3 909 км (оператор ТОО «Азиатский газопровод»);

- МГ «Жанаозен-Актау» – 432 км (оператор АО «КТГ-Аймак»).

Вышеуказанные газопроводы позволяют реализовывать международный транзит туркменского и узбекского газа через территорию Казахстан в направлении России и Китая. Объем международного транзита газа через территорию Республики Казахстан за 2013 год составил 99,1 млрд. м<sup>3</sup> или 101,9 % к 2012 году.

На нынешний день, в соответствии с исторически сформировавшейся системой магистральных газопроводов и газораспределительных сетей естественный газ из 14 областей Казахстана поставляется лишь в 9 областей – Актюбинскую, Алматинскую, Атыраускую, Жамбылскую, ЗападноКазахстанскую, Костанайскую, Кызылординскую, Мангистаускую и Южно-Казахстанскую.

### **Энергоэффективность и энергосбережение**

В рамках исполнения целей согласно обеспечиванию инфраструктурой всех ареалов Республики Казахстан разрабатывается генеральная схема газификации регионов. Однако реализацию намерений по творению распределительных газопроводов ограничивает ряд факторов [1]:

1) ввиду неимения магистральных и распределительных газопроводов на значительной доли местности, совместный оценочный размер финансирования программы газификации составит около 10 млрд. долл. США;

2) главная часть проектов по газификации считается заранее убыточной ввиду низких объемов потребления и крайне низкой плотности населения в негазифицированных ареалах.

По причине социальной значимости необходимо решение указанных факторов либо развитие альтернативных сценариев:

1) строительство распределительных сетей для населенных пунктов в радиусе порядка 50 км от магистральных газопроводов;

2) развитие альтернативных методов газификации более удаленных населенных пунктов за счет сжижения углеводородного и природного газа.

Реализация данных планов должна поддерживаться своевременным введением инфраструктуры по газопереработке для удовлетворения растущего спроса на товарный газ и сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ).

Главной целью газовой индустрии считается формирование инфраструктуры для эффективной добычи и использования газа на внутреннем рынке.

Основными задачами газовой промышленности в долгосрочной перспективе являются:

- формирование технологий и инфраструктуры для переработки ПНГ;
- формирование инфраструктуры для применения сжиженного природного газа;
- обеспечение газотранспортной инфраструктурой регионов Северного Казахстана;
- развитие газификации удаленных районов и рынка моторных топлив на СУГ;

• развитие высоких переделов переработки газа с получением нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Ожидаемые результаты представлены в табл. 1

Т а б л и ц а 1 – Ожидаемые результаты развития газовой промышленности

Описание	2015	2020	2030
Добыча природного газа	44,2 млрд. м <sup>3</sup> /год	62,0 млрд. м <sup>3</sup> /год	59,8 млрд. м <sup>3</sup> /год
Объем обратной закачки ПНГ	Не больше 12,5 млрд. м <sup>3</sup> /год	Не больше 22,8 млрд. м <sup>3</sup> /год	Не больше 25,1 млрд. м <sup>3</sup> /год
Внутреннее потребление товарного газа	13,6 млрд. м <sup>3</sup>	16,2 млрд. м <sup>3</sup> /год	18,4 млрд. м <sup>3</sup> /год
Газификация регионов		Акмолинская и Карагандинская области	Северные и Восточные области
Внутренний рынок СУГ	2,4 млн. т/год	3,3 млн. т/год	2,8 млн. т/год
Развитие газохимии		Ввод в эксплуатацию ИГХК с выпуском 500 тыс. тонн/год полипропилена (2018 г., Первая фаза) и 800 тыс. тонн/год полиэтилена (2019 г., Вторая фаза).	Расширение ИГХК (Третья фаза) переработка 3 млн. тонн стабильного конденсата с месторождения Карачаганак и 850 тыс. тонн в год СУГ с месторождения Кашаган.

До 2030 года в газовой промышленности будут:

1) развиты технологии по переработке попутного нефтяного газа, в частности технологии очистки ПНГ с высоким содержанием второстепенных частей, технологии нарастания нефтеотдачи для замещения ПНГ, используемого в данный момент для обратной закачки;

2) снабжена инфраструктура для использования сжиженного природного газа;

3) снабжена автономная газификация на СУГ;

4) создана газотранспортная инфраструктура для газификации (газификация регионов Северного Казахстана);

5) обеспечен рынок автомобильного топлива на СУГ;

~~6) создано газохимическое производство по переработке фракций попутного нефтяного газа (в основном, этана и пропана).~~

Основным экономическим и технологическим преимуществом для производства этилена – базового нефтегазохимического продукта является наличие природных и попутных газов освоения месторождений в различных регионах Республики Казахстан (Тенгиз, Каспий), в которых фракция, содержащая этан, составляет от 13 до 16% и выше от общего объема газа [1].

Для снабжения удачного выполнения инвестиционных проектов и условий для привлечения инвестиций Указом Президента Республики Казахстан в 2007 году на период до 31 декабря 2032 г. в Атырауской области сотворена особая финансовая зона «Национальный промышленный нефтехимический технопарк» (СЭЗ). На территории СЭЗ самый капиталоемкий и инновационный проект по переработке газового сырья – «Строительство Интегрированного газохимического комплекса» (ИГХК). План реализуется в две фазы и подразумевает создание 1,3 млн. тонн в год полимерной продукции: 500 тыс. тонн полипропилена в год (Первая фаза ИГХК) и 800 тыс. тонн полиэтилена (Вторая фаза ИГХК) [1].

В 2013 году для нефтехимических плавнов отнесены главные условия поставки газового сырья на долговременный период (до 2033 г.) в рамках Меморандума о взаимопонимании между Правительством Республики Казахстан и ТОО «Тенгизшевройл». В согласовании с этим Меморандумом поставки газового сырья станут исполняться в следующих объемах:

- пропан в размере 550 тыс. тонн/год (для производства полипропилена);
- сухой газ в размере 6,3 млрд. куб./год (для производства полиэтилена);
- бутан в объеме 380 тыс. тонн (для производства бутадиена).

Как замечено в концепции становления газового раздела РК до 2030 года добыча газа в Казахстане сообразно результатам 2013 года составила 42,3 млрд. м<sup>3</sup>, что больше признака предшествующего года на 5,4 %. Главным газодобывающими компаниями в Республике Казахстан являются [2]:

- Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. – 17,5 млрд. м<sup>3</sup>;
- ТОО «Тенгизшевройл» – 14,6 млрд. м<sup>3</sup>;
- АО «СНПС-Актобемунайгаз» – 3,5 млрд. м<sup>3</sup>;
- ТОО «Жаикмунай» – 1,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Таким образом, всего лишь на две компании, а именно на «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» и ТОО «Тенгизшевройл» приходится 76 % добываемого в стране газа.

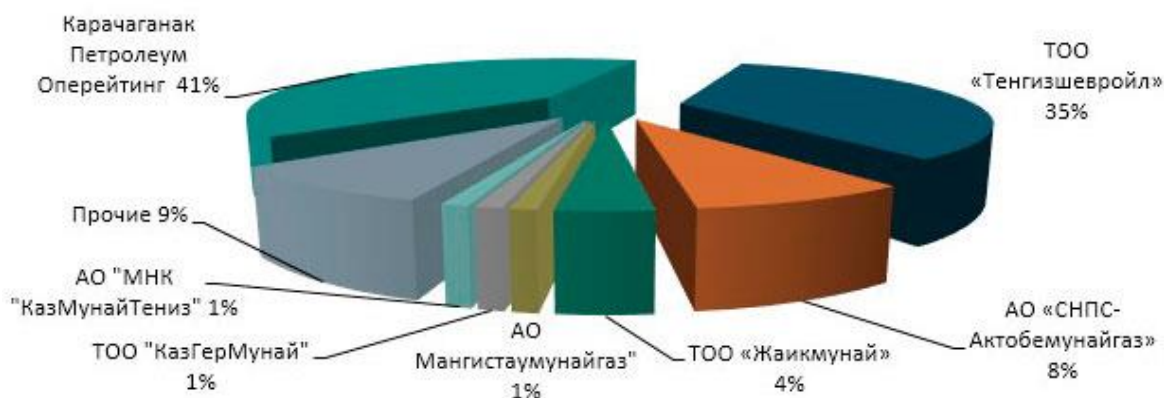


Рисунок 1 – Распределение объемов добычи газа по недропользователям %, *Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан [2].*

### Газотранспортные системы. Магистральные газопроводы.

Общественная длина магистральных газопроводов Казахстана составляет 16042 км, в том количестве сообразно:

- 1) АО «Интергаз Центральная Азия» – 11861 км;
- 2) ТОО «Азиатский газопровод» – 2610 км;
- 3) ТОО «Газопровод «Бейнеу-Шымкент» – 1143 км;
- 4) АО «КазТрансГаз Аймак» – 432 км.

Т а б л и ц а 2 - Основные магистральные газопроводы Казахстана

№	Газопровод	Протяженность в одниточном исполнении, км	Год ввода в эксплуатацию	Фактическая мощность, млн. м <sup>3</sup> в год
1	Средняя Азия – Центр	4 163	1966 – 1975	60 200
2	Казахстан – Китай	2 610	2009 – 2013	30 000
3	Союз (с лупингом)	424	1976	25 185
4	Макат – Северный Кавказ	372	1987	21 900
5	Оренбург – Новопсков	382	1975	14 600
6	Бухара – Урал	1 577	1964	8 030
7	Окарем – Бейнеу (с лупингом)	547	1972 – 1974	7 300
8	Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы	1 639	1966 – 1999	5 840
9	Газли – Шымкент	309	1988	4 380
10	Бейнеу – Бозой – Шымкент	1 143	2013 – 2016	2 555

*Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан [2].*

Крупнейшие газопроводы республики основывались в целях транзита среднеазиатского газа в направлении России и, потом, Китая. Как следствие, порция транзита в едином размере транспортировки газа в Республике Казахстан в настоящее время составляет более 80 %. Между тем, большая часть из транзитных газопроводов еще используется для поставки газа на внутренний базар и экспорт [2].

Формирование газотранспортной инфраструктуры владеет самостоятельное стратегическое смысл для экономики республики и снабжения энергетической безопасности державы. Так, ранее магистральные газопроводы, проложенные на территории республики, технологически не были связаны между собой, будто никак не позволяло применять газопроводы для перекачки добываемого в западных ареалах газа в южные.



Рисунок 2 – Схема магистральных газопроводов Казахстана  
 Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан [2]

В целях решения предоставленной трудности, в истинное время проводится строительство газопровода «Бейнеу – Бозой – Шымкент», линейная часть главного участка которого уже введена в эксплуатацию, а ввод другого участка намечен на 2016 год. Не считая такого, в настоящее время проводится стройка третьей нитки магистрального газопровода (далее – МГ) «Казахстан – Китай» (1304 км) [2].

Общий объем транспортировки товарного газа по системе магистральных газопроводов Казахстана составил по итогам 2013 года 121,2 млрд. м<sup>3</sup>, из которых на транзит пришлось порядка 99,2 млрд. м<sup>3</sup>.

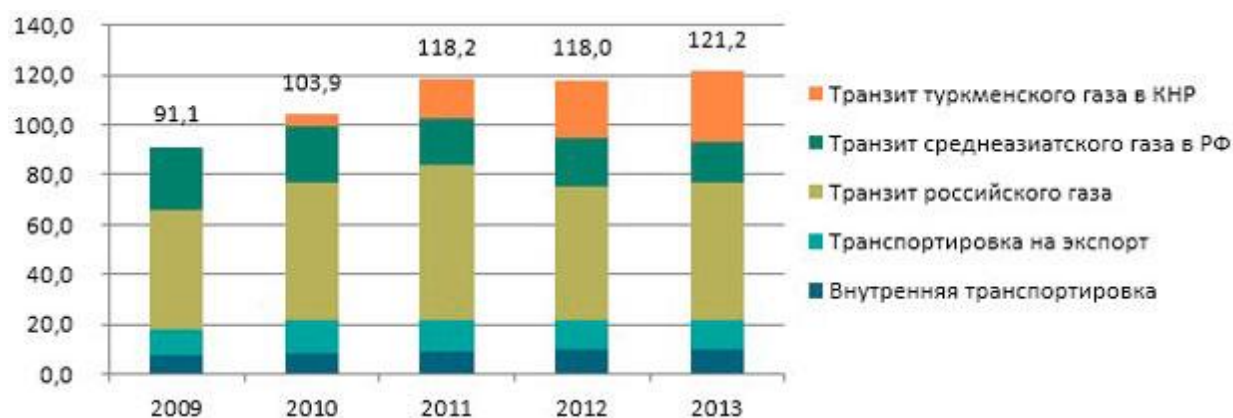


Рисунок 3 – Распределение объемов транспортировки газа по направлениям, млн. м<sup>3</sup>[2].

*Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан*  
*Примечание: объемы экспорта указаны с учетом товарного газа, поставляемого в рамках обменных операций с ОАО «Газпром».*

В период с 2008 сообразно 2013 годы конструкция транзита газа в Республике Казахстан претерпела значимые конфигурации. Так, в 2009 году был введен в использование главный метанолопровод газопровод «Казахстан – Китай», объемы транзита газа по которому составили в 2013 году 23,5 млрд. м<sup>3</sup>. В то же время был увеличен транзит российского газа по МГ «Союз» на 7,5 млрд. м<sup>3</sup>. С иной стороны, размер транзита среднеазиатского газа в Россию по МГ «Средняя Азия – Центр» сократился в 2,6 раза, будто было соединено с переориентацией поставок туркменского газа на Китай.

В то же время, предполагается, будто после окончания возведения третьей нитки и 8 компрессорных станций мощность МГ «Казахстан – Китай» возрастет до 55 млрд. м<sup>3</sup> в год, в связи с чем транзит среднеазиатского газа в Китай вырастет до 50 млрд. м<sup>3</sup> в год. Не считая такого, в случае выборочной переориентации российского газа с евро на китайский рынок, Казахстану в силу наличествующих географических преимуществ следует проработать с заинтересованными сторонами варианты транзита газа из России в Китай через местность республики [2].

В результате совместный размер транзита товарного газа в Казахстане к 2030 году имеет возможность собрать распорядка 120 млрд. м<sup>3</sup> в год (в отсутствии учета веротного транзита российского газа в Китай), но приобретение предоставленного признака в большей степени находится в зависимости от ситуации на газовых рынках соседних стран.

## **Снижение потребления топливно-энергетических ресурсов и величины потерь.**

Газовая ветвь считается большим покупателем энергетических ресурсов с долей до 2,2 % от всеобщего употребления первичной энергии в Республике Казахстан, что накладывает определенные обязательства на ее субъекты в части повышения энергоэффективности [2].

Совместный размер потребления газа газотранспортными и газораспределительными компаниями на СНИП составил в 2013 году возле 1,4 млрд. м<sup>3</sup>, при данном пользовании электричества составило порядка 113 млн. кВт\*ч.

Особенность газотранспортной системы республики описывает вероятность значимого понижения употребления газа и электроэнергии, а также уменьшения величины потерь, в том числе коммерческих потерь газа при его распределении. Казахская газотранспортная система по уровню потребления газа на СНИП при его перевозке и распределении располагаться на сопоставимом уровне со странами СНГ.

Т а б л и ц а 3 – Потребление газа на СНИП в странах СНГ, % [2].

<b>№</b>	<b>Страна</b>	<b>Магистральные газопроводы</b>	<b>Газораспределительные системы</b>
<b>п\п</b>			
1	Армения	3,50%	2,00%
2	Молдова	0,20%	4,90%
3	Узбекистан	2,10%	2,40%
4	Казахстан	1,00%	2,30%

*Источник: Технический секретариат INOGATE (ITS) и комплексная программа в поддержку Бакинской инициативы и энергетических целей Восточного партнерства.*

Между тем, система магистральных газопроводов, за исключением запущенного в крацние годы МГ «Казахстан – Китай», характеризуется высочайшей частей износа главного оснащения (компрессорных аппаратов), его невысоким коэффициентом полезного действия и, как следствие, высоким удельным пользованием газа и электроэнергии.

В доли потребления газа существует вероятность понижения его применения на на СНИП в системе магистральных газопроводах АО «Интергаз Центральная Азия» на 5 – 6 % за счет мероприятий по модернизации газоперекачивающих агрегатов, понижения размеров стравливаемого газа во время ремонтных работ и оптимизации работы компрессорных станций.

В газораспределительных системах может быть приобретение, как минимум, 10 % понижения потребления газа на личные нужды, в том числе за счет мероприятий по оснащению части газорегуляторных пунктов системами учета технологических параметров и модернизации запорной и



запорно-регулирующей арматуры (установка шаровых кранов).

Кроме понижения расхода газа на личные нужды в газораспределительных системах республики наличествует значимый потенциал снижения коммерческих потерь газа. Так, неимение температурного учета потребления газа на доли платных устройств учета газа приводит к заниженным свидетельствам его потребления, а использование поправочных коэффициентов урезано из-за отсутствия методики их расчета. В результате объемы недоучета газа могут составлять до 10 % от общего объема потребления газа на СНиП в распределительных газовых сетях.

### **Использование энергии отходящих дымовых газов**

Отдельным направлением повышения энергоэффективности в газовой отрасли является использование энергии отходящих дымовых газов от газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Основными вариантами использования тепла дымовых газов газоперекачивающих агрегатов являются:

- использование тепла дымовых газов для подогрева воздуха, поступающего в камеры сгорания;
- использование тепла дымовых газов для получения водяного пара либо горячей воды в котлах-утилизаторах.

Подогрев воздуха осуществлялся на части действующих газоперекачивающих агрегатов АО «Интергаз Центральная Азия».

В истинное время системы утилизации тепла отступающих дымовых газов для нужд отопления и жаркого водоснабжения вполне демонтированы из газопроводов выхлопного тракта газоперекачивающих аппаратов ввиду завышенного аэродинамического сопротивления труб системы утилизации и влияния его на снижение коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов. Между тем, предоставленная проблема имеет технические решения, которые были реализованы на газоперекачивающих аппаратах магистрального газопровода «Казахстан – Китай».

На компрессорных станциях газопровода «Казахстан – Китай» основной объем тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения вырабатывается из энергии отходящих дымовых газов газоперекачивающих агрегатов. В этой связи необходимо по каждому магистральному газопроводу Республики Казахстан рассмотреть целесообразность применения данной технологии.

### **Энергия сбросного давления на газораспределительных станциях**

Во многих странах, имеющих протяженные системы магистральных газопроводов, в том числе в России, Узбекистане и Украине, энергия

избыточного давления газа используется для производства электроэнергии на турбодетандерных установках. Процесс снижения давления в них обеспечивает получение максимальной величины механической энергии с коэффициентом полезного действия процесса 80 % и более [2].

В Казахстане имеется порядка 33 газораспределительных станции, для которых имеет возможность рассмотрено введение утилизационных турбодетандерных установок. При данном экономический потенциал применения энергии лишнего давления на больших газораспределительных станциях равен 22,1 МВт, а ежегодная выработка электроэнергии может составить около 180 млн. кВт ч [2].

Между тем, практика внедрения турбодетандерных установок на газораспределительных станциях Казахстана не развивается, так как создание электричества не является профильной деятельностью для субъектов природных монополий в сфере транспортировки товарного газа, а энергетические утраты учитываются в тарифах на транспортировку. В данной связи, в целях увеличения энергоэффективности газотранспортным компаниям следует рассмотреть вероятность установки утилизационных турбодетандерных установок для применения электроэнергии на собственные нужды и поставки сторонним потребителям.

До середины 2015 года по всем компаниям отрасли, являющимся большими покупателями топливно-энергетических ресурсов, в согласовании с требованиями Закона Республики Казахстан от 13 января 2012 года «Об энергосбережении и увеличении энергоэффективности» обязаны быть проведены энергетические аудиты. Сообразно итогам энергетических аудитов будут утверждены намерения по энергосбережению и энергоэффективности сроком на 5 лет, на базе каких будут сформированы долгосрочные инвестиционные программы по снижению потребления газа на собственные нужды.

В целом сообразно республике для 30 более больших промышленных покупателей газа сообразно итогам энергетических аудитов должны быть определены долгосрочные планы по снижению удельного потребления газа и организована система государственного прогноза за исполнением намерений сообразно понижению удельного потребления газа в промышленности.

Принципиальным фактором в сфере увеличения энергоэффективности газотранспортной системы считается поочередное осуществление событий, определенных по результатам энергетических аудитов, а также исследование намерения введения утилизационных энергетических турбодетандерных установок на крупных газораспределительных станциях страны.

Кроме того, в рамках данного этапа следует разработать комплекс мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности, в том числе по следующим направлениям:

- установка новых и модернизация существующих систем измерения расхода газа на объектах ГТС;
- оснащение газопроводов приборами коммерческого учета газа с системой автоматической температурной компенсации;
- температурная компенсация - коррекция измеряемого объема газа с приведением его к стандартным условиям по температуре +20<sup>0</sup>С.
- использование газотранспортными и газораспределительными организациями вторичных энергетических ресурсов и/или выдача избыточной мощности (электрической/тепловой) сторонним потребителям;
- оптимизация системы проведения планово-предупредительных ремонтов с учетом технического состояния оборудования и фактической загрузки магистральных газопроводов;
- утверждение долгосрочных инвестиционных программ по снижению доли расхода газа на СНиП в распределительных и магистральных газопроводах, с включением расходов в соответствующие тарифы [3].

Как уже было сказано, общая длина казахстанской газотранспортной системы составляет: более 30 тысяч километров газораспределительных сетей; более 15 тысяч километров магистральных газопроводов; 56 компрессорных станций, на которых установлено 316 газоперекачивающих агрегата, 3 подземных хранилища газа [4].

Как указывает практика, в критериях роста размеров добычи и автотранспорта газа при нарастающих темпах морального и физического старения используемого компрессорного парка, программы реконструкции нужно увеличить новыми способами повышения энергоэффективности компрессорных станций (КС), обоснование которых должно проводиться с учетом переменных режимов работы магистральных газопроводов (МГ).

Поэтому исследование и обоснование новых способов увеличения энергоэффективности КС при реконструкции эксплуатируемых МГ с учетом режимно-технологических характеристик автотранспорта газа считается важной задачей изучения.

Перед разработчиками передовых ГТУ, входящих в состав ГПА, стоит проблема рационального выбора характеристик термодинамического цикла в сочетании с «твердым» экологическими параметрами, себестоимостью, высокой прочностью и эксплуатационной технологичностью. Крупная роль в решении данных проблем отводится выбору системы и отработке конструкции камеры сгорания, удовлетворяющей постоянно растущим потребностям согласно экологической безопасности.

Повышение эффективности работы газоперекачивающих аппаратов связано с технико – экономическими и экологическими признаками работы системы магистральных газопроводов. В этой связи нужен поиск путей повышения эффективности ГПА, прежде всего за счет мало затратных событий, не затрагивающих конструкций всей камеры сгорания и не требующих перестройки всей ГТУ.

## **Глава 1 Общие сведения о газоперекачивающих агрегатах**

### **1.1 Основные газопроводы в Казахстане**

Товарный газ поставляется выше 7 миллионам покупателей внутри страны. Базируясь на принципах многовекторности поставок углеводородов на внутренние и наружные рынки, Казахстан стремится совершенствовать все экономически выгодные маршруты по транзиту и экспортным поставкам товарного газа. При этом для него остается принципиальным знание согласованной энергетической политики с сопредельными странами, так как транзитно-экспортные маршруты проходят по их землям. Магистральная газотранспортная инфраструктура Республики Казахстан состоит из следующих основных газопроводов:

- МГ "Средняя Азия Центр" с пропускной способностью 60, 2 млрд. м3/год, протяженностью 3 962 км (оператор АО "Интергаз Центральная Азия");
- МГ "Бухара-Урал" – пропускная способность 8,0 млрд. м3/год, протяженностью 1 576 км (оператор АО "Интергаз Центральная Азия");
- МГ "Оренбург – Новопсков" – пропускная способность 14,6 млрд. м3/год, протяженностью 382 км (оператор АО "Интергаз Центральная Азия");
- МГ "Казахстан-Китай" (нити А и В) – пропускная способность 30,0 млрд. м3/год, протяженностью 3 909 км (оператор ТОО "Азиатский газопровод");
- МГ "Жанаозен-Актау" – пропускная способность 2,8 млрд. м3/год, протяженностью 432 км (оператор АО "КТГ-Аймак");
- МГ "Бейнеу – Бозой – Джангала" – 2,5 млрд. м3/год, протяженностью 1 454 км (оператор АО "Интергаз Центральная Азия", на стадии строительства);
- МГ «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» - 5, 8 млрд. м3/год, протяженностью 1 597 км (оператор АО "Интергаз Центральная Азия").

Вышеуказанные газопроводы разрешают исполнять интернациональный транзит туркменского и узбекского газа через территорию Казахстана в направлении России и Китая. Размер интернационального транзита газа через территорию Республики Казахстан за 2014 год составил 78,6 млрд. м3., при этом доля российского газа составила 49,3 млрд м3, туркменского газа - 25,6 млрд м3, узбекского газа - 3,7 млрд м3.

В настоящее время АО «КазТрансГаз» (через дочерние компании АО «КазТрансГаз-Аймак», АО «КазТрансГаз-Алматы») поставляет газ потребителям г. Алматы, Алматинской, Атырауской, Актюбинской, Восточно-Казахстанской, Жамбылской, Западно – Казахстанской,

Костанайской, Кызылординской, Мангистауской и Южно-Казахстанской областей. В 2014 году совокупный объем поставок газа на внутренний рынок группой компаний КТГ составил 11,939 млрд.куб.м.

В 2015 году АО «КазТрансГаз» планирует перевозить сообразно магистральным газопроводам Казахстана порядка 109,2 млрд. куб. м газа, в том количестве интернациональный транзит-83,7 млрд. куб. м газа, экспорт – 11,1 млрд. куб. м. газа, на внутренний рынок – 14,4 млрд. куб. м. [5].

В настоящее время одним из главных газотранспортных маршрутов считается главный магистральный газопровод «Средняя Азия-Центр» (САЦ), который проходит из Узбекистана и Туркменистана через Западный Казахстан и соединяется с российскими газотранспортными системами.

Газопровод САЦ предназначен для транзита среднеазиатского газа и транспортировки казахстанского газа на экспорт. Экспортируемый газ поступает на наиболее привлекательные рынки - в Европейские страны и страны СНГ - через российскую газотранспортную систему ОАО «Газпром».

С учетом намерений сообразно увеличению своей добычи природного газа до 50 млрд. кубометров в год, к 2010 году намечается усиление газоэкспортного потенциала. Нарастающие размеры добычи казахстанских углеводородов и геополитическое положение Республики Казахстан, формирование транспортировки углеводородного сырья в кавказском направлении считается многообещающим с точки зрения политики диверсификации направлений транспортировки нефти и газа.

Другим важным направлением поставки газа является Восточное - в Китай, чей экономический рост и энергетический рынок нуждается в крупных объемах поставки энергоносителей [5].

## **1.2 Компрессорный цех**

Компрессорные цехи КС магистральных газопроводов представляют собой капитальные здания или отдельные металлические блоки (расположенные на общей площадке), в которых размещаются газоперекачивающие агрегаты.

В конкретной близости от цехов со стороны месторасположения компрессорных машин, располагается обвязка нагнетателей — трубопроводы с крановыми узлами. Трубопроводы и краны обвязки устанавливаются над территорией на железобетонных опорах вышиной порядка одного метра. Капитальные здания КС сооружаются из огнестойких материалов имеют каркасную конструкцию, состоящую из системы колонн, балок ферм. На каркасе устанавливаются облегченные ограждающие панели.

Компрессорные станции с подобными помещениями для ГПА называются станциями в традиционном исполнении. К их числу относится основная масса КС с электроприводом и с приводом от газотурбинных установок стационарного типа.

Более совершенные ГПА последних поколений размещаются в индивидуальных металлических блоках заводского изготовления и заводское комплектация. Блоки транспортируются на место строительства КС практически в полностью готовом виде.

Это значительно уменьшает трудозатратность и длительность возведения станции. Блочное выполнение имеют, в большей степени, КС с приводом от авиационных и судовых двигателей, станции с импортными ГПА и некоторая часть КС со стационарными ГТУ и электроприводными аппаратами.

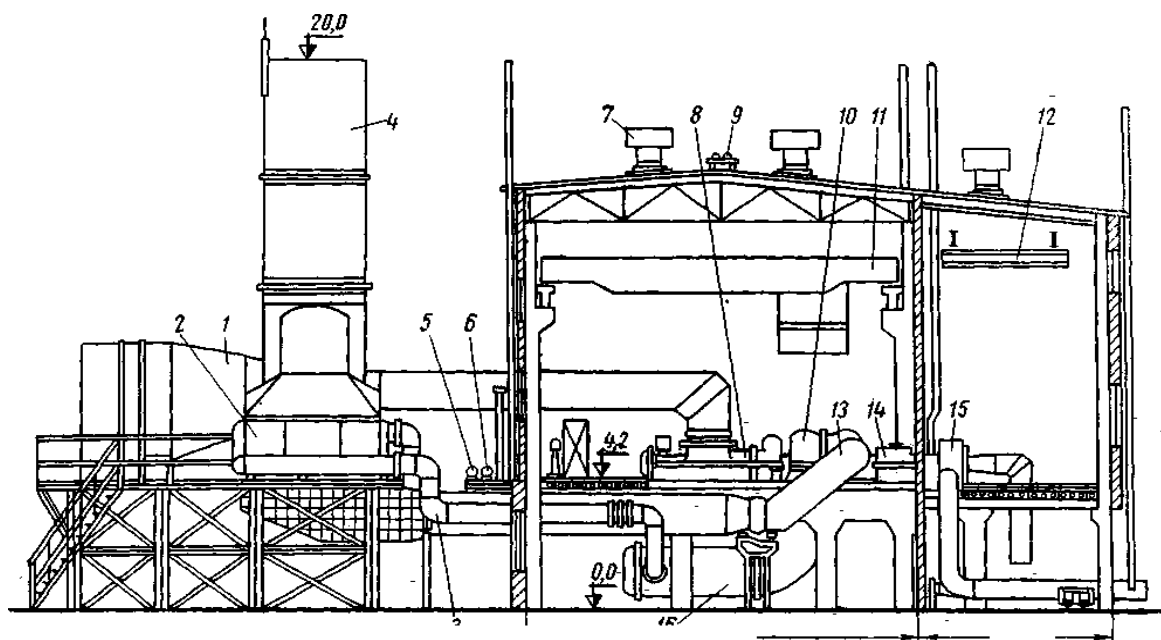
Обвязка нагнетателей компрессорного цеха имеет возможность обладать тремя вариантами. Полнонапорные нагнетатели соединяются между собой только параллельно, неполнонапорные, создающие недостаточно высокое давление, обвязываются по различным схемам - параллельно, последовательно, сообразно смешанной схеме соединения.

Обычно неполнонапорные машины в компрессорном цехе разбивают на группы. Внутри каждой группы нагнетатели соединяются последовательно, а группы между собой - параллельно.

Количество нагнетателей в группе соответствует числу ступеней сжатия газа на КС. Существующее оборудование позволяет иметь на станциях одно, -двух и трехступенчатое сжатие. Потребное количество ступеней сжатия в каждом отдельном случае определяется технико-экономическим расчетом.

Отмеченные особенности КС с неполнонапорными нагнетателями привели к появлению двух вариантов обвязки неполнонапорных машин - по смешанной схеме соединения и по коллекторной схеме.

Базовая сборочная единица ГПА - блок турбоагрегата включает в себя нагнетатель, двигатель (газовую турбину) и оборудование технологических систем. Общий вид ГПА представлен на рисунке 4.



1— воздухозаборная камера с фильтром; 2 — регенератор; 3 — воздухопровод; 4— дымовая труба; 5 — коллектор пускового газа; 6— коллектор топливного газа; 7 — дефлектор; 8 — осевой компрессор; 9 — трубопровод орошения кровли; 10 — газовая турбина; 11 — мостовой кран; 12— кран-балка; 13— выхлопной трубопровод; 14— редуктор; 15— центробежный нагнетатель; 16— камера сгорания.

Рисунок 4 – Компоновка газотурбинной установки в компрессорном цехе

Газотурбинные газоперекачивающие аппараты относятся к установкам длительного применения: общий технический ресурс (до списания) агрегата назначается 100 тыс. ч и более. Но отдельные его составляющие имеют ограниченный ресурс. Так, двигатель авиационного или судового типа может иметь общетехнический ресурс 30-60 тыс. ч.

Для газотурбинных установок промышленного вида заменяются некоторые узлы горячего тракта (так, ресурс лопаток 1-х ступеней турбины и жаровых труб камеры сгорания имеет возможность 25-30 тыс. ч наработки). Ресурс между ср. ремонтами традиционно равен около 12 тыс. ч, между капитальными ремонтами - 20-30 тыс. ч.

При создании и эксплуатации ГПА должен быть выполнен целый ряд экологических требований и стандартов безопасности труда: пожаробезопасность, ограничение тепловыделений и температур поверхностей, шума, ограничение вредных выбросов с выхлопными (дымовыми) газами и т.д.

Далее приведены снимки отсеков нагнетателя и газовой турбины мощностью 10 МВт.



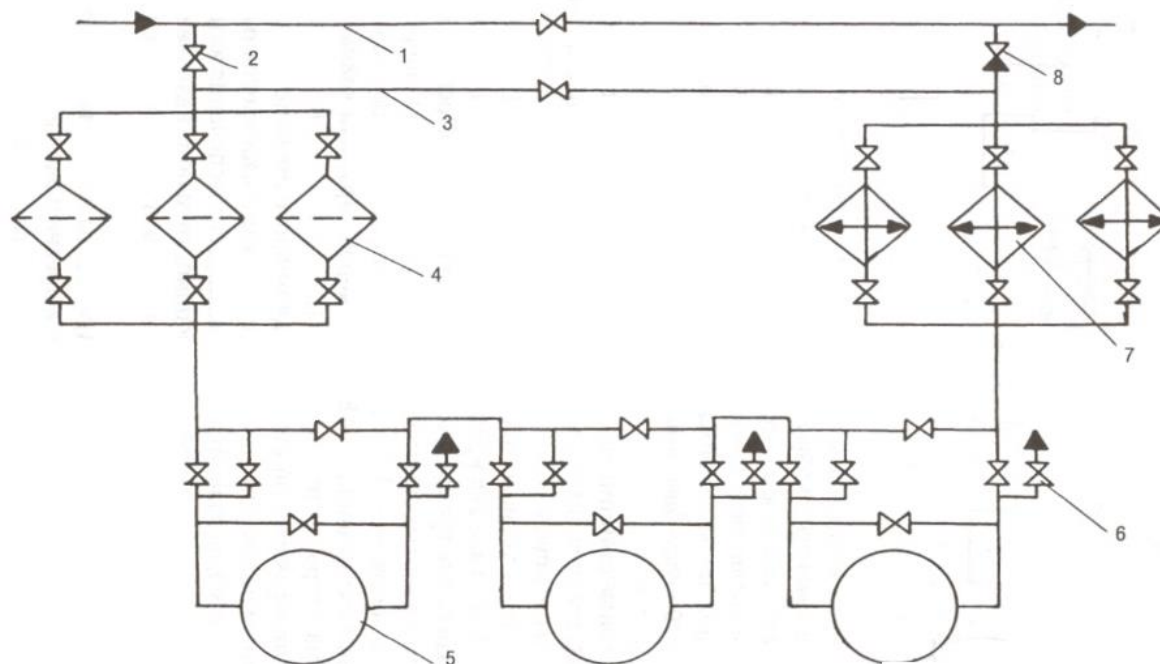
Рисунок 5 – Газовая турбина мощностью 10 МВт.

### **1.3 Краткая характеристика компрессорной станции**

Компрессорные станции считаются долей системы магистрального газопровода, которые предусмотрены для перекачки газа. Кроме того, на КС делается очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рисунке 6. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами — ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения — АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).





1-магистральный газопровод; 2-кран; 3-байпасная линия; 4-пылеуловитель; 5-газоперекачивающий агрегат; 6-продувные свечи; 7-АВО газа; 8-обратный клапан

Рисунок 6 – Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т. е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

### 1.3.1 Установки, располагаемые на компрессорной станции

Установки очистки газа. Блок пылеуловителей

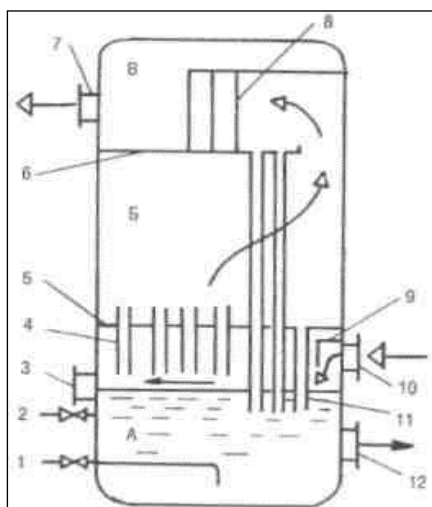
Как уже было видно из технологической схемы газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей. Сам блок пылеуловителей считается долей установки очистки газа, в которую еще вступают технологические трубопроводы с запорной арматурой, контрольно-измерительные приборы и трубные проводки к ним, металлоконструкции.

Пылеуловители употребляются для очищения естественного газа от механических и работают по следующим принципам:

- «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);
- «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

На рисунке 7 представлена система вертикального масляного пылеуловителя. Это вертикальный трубчатый сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: промывочной А (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается неизменный уровень масла; осадительной Б (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла, и отбойной

(скрубберной) секции В (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.



1 — трубка для слива загрязненного масла; 2 — трубка для долива свежего масла; 3 — указатель уровня; 4 — контактные трубки; 5, 6 — перегородки; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — скруббер; 9 — козырек; 10 — патрубок для ввода газа; 11 — дренажные трубки; 12 — люк для удаления шлама

Рисунок 7 – Принципиальная схема вертикального масляного пылеуловителя

Пылеуловитель действует следующим образом. Очищаемый газ входит в установку через патрубок (10). Натекая на козырек (9), он меняет направление своего перемещения. Крупные же частицы механических примесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится, и перел действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ посылается в контактные трубки (4), нижний конец которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ привлекает за собой в контактные трубки масло, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли,

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом большие частицы пыли и жидкости по дренажным трубам (И) протекают вниз. Более нетяжелые частицы из осадительной секции занимаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент — скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок (8), расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ много раз заменяет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам (11) в нижнюю часть пылеуловителя.

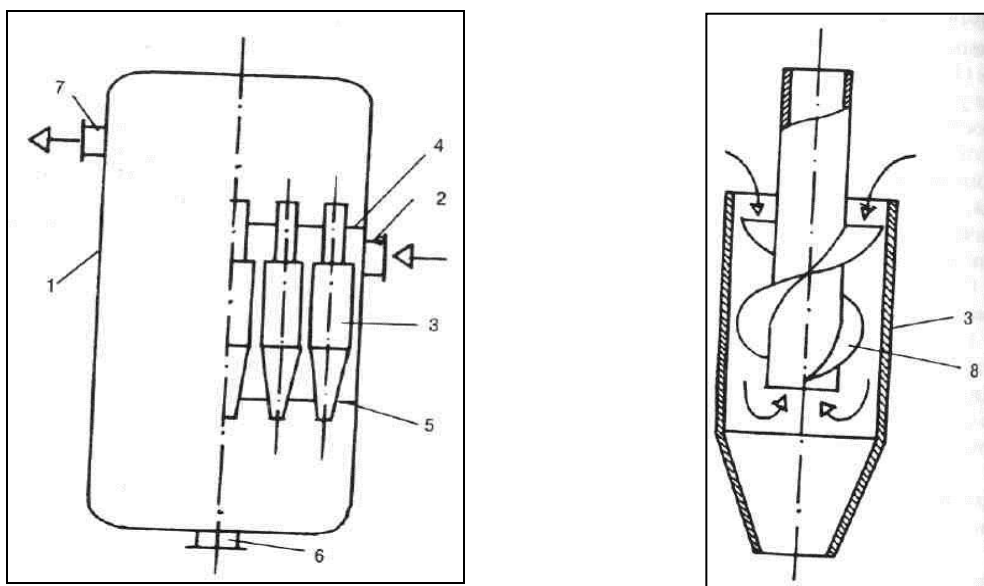
Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок (7).

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2...3 месяца) удаляют через люк (12). Загрязненное масло через трубку (1) сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе (2) доливают очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня (3).

Наравне с «влажным» для очистки газов от жесткой и водянистой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители.

Схема, объясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рисунке 8. Газ вступает в установку через патрубок (2) и попадает в батарею циклонов (3). Под действием центробежной силы твердые и водянистые частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть агрегата, откуда выводятся через патрубок (6). А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок (7) [4].

На магистральных газопроводах чаще всего используются пылеуловители, изображенные на фотографии.



1 — корпус; 2 — патрубок для ввода газа; 3 — циклон; 4,5 — перегородки; 6 — патрубок для удаления шлама; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — винтовые лопасти

Рисунок 8 – Принципиальная схема циклонного пылеуловителя



Рисунок 9 – Схема работы такого пылеуловителя соответствует схеме, изображенной на рис. 8

#### **1.4 Описание газоперекачивающих агрегатов**

Газоперекачивающий аппарат специализирован для компримирования (увеличения давления и движения газа), поступающего из входного коллектора компрессорной станции магистрального газопровода.

ГПА обретают использование в головных, линейных и дожимных компрессорных станциях магистральных газопроводов, а также в подземных хранилищах газа и в специальных технологических установках.

ГПА характеризуется мощностью энергетической установки, достигающей до 25 МВт [6].

ГПА состоит из нагнетателя природного газа, привода насоса, всасывающего и выхлопного приборов (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливоздушных и масляных коммуникаций и дополнительного оснащения. ГПА распознают: по типу нагнетателей - поршневые газомоторные компрессоры (газомотокомпрессоры) и ГПА с центробежными нагнетателями; по типу привода - ГПА с газовым двигателем внутреннего сгорания (газомоторные двигатели), с газотурбинным приводом, с электроприводом. ГПА с газотурбинным приводом, в свою очередь, подразделяются на агрегаты со стационарной газотурбинной установкой и с приводами от газотурбинных двигателей авиационного и судового типов. Приводом ГПА служит газотурбинная установка (рис. 10).

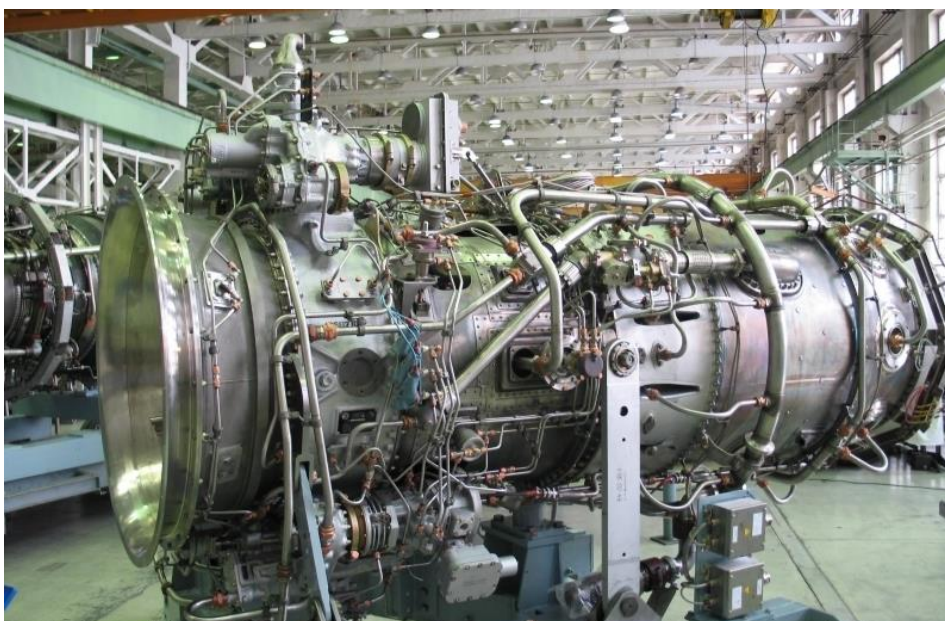


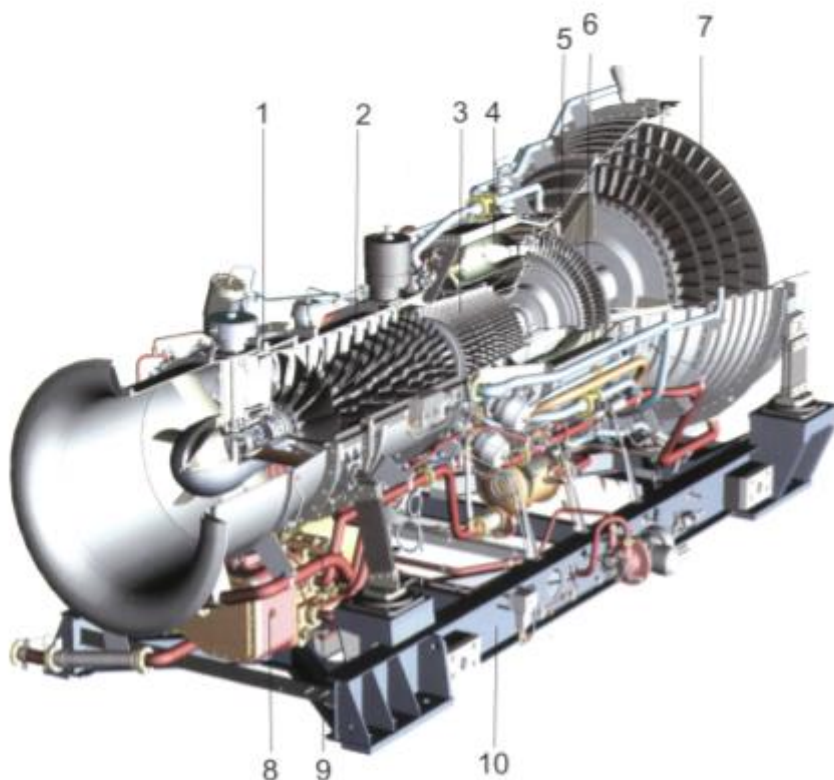
Рисунок 10 – Газотурбинная установка ГТУ – 16П

Основой (ГТП) является газогенератор, служащий источником сжатых горячих продуктов сгорания для привода свободной (силовой) турбины.

Газогенератор включает в себя компрессор, камеры сгорания и турбины привода компрессора. В компрессоре сжимается атмосферный воздух, который поступает в камеру сгорания, в нем через форсунки подается горючее (для рассматриваемых в отчете энергетических ГТУ, основным топливом является газ, резервным (аварийным) – керосин, реактивное топливо), потом происходит выгорание горючего в потоке воздуха. Продукты сгорания подаются на турбину компрессора (турбину высокого давления) и на свободную турбину, вращающую вал ГТП (в случае одновального ГТП одна общая турбина вращает компрессор и вал ГТП). На лопатках турбины тепловая энергия потока продуктов сгорания превращается в механическую энергию вращения роторов турбины. Мощность, развиваемая турбиной, значительно превосходит емкость, потребляемую компрессором на сжатие воздуха, а также преодоление трения в подшипниках и мощность, затрачиваемую на привод вспомогательных агрегатов. Разность между этими величинами представляет собой полезную мощность на валу ГТП [6].

Отработанные в газотурбинном приводе газы через выхлопное приспособление и глушитель уходят в дымовую трубу. Если учтена утилизация тепла выхлопных газов, то после выхлопного прибора переработанные газы поступают в утилизационный теплообменник. Вместо него в технологической цепочке имеет возможность пребывать котел-утилизатор, в котором протекает выработка тепловой энергии в виде пара разных характеристик и/или горячей воды. Пар или горячая вода от котла-утилизатора имеют все шансы передаваться непосредственно к тепловому потребителю [7].

Конструкция ГТУ представлена на рис. 11.



1 – поворотный входной направляющий аппарат; 2 – компрессор низкого давления (КНД); 3 – компрессор высокого давления (КВД); 4 – камера сгорания; 5 – турбина высокого давления (ТВД); 6 – турбина низкого давления (ТНД); 7 – силовая турбина (СТ); 8 – коробка приводов; 9 – электростартер; 10 – рама

Рисунок 11 – Конструктивная схема многовальтной ГТУ

Источник: [18]

### **1.5 Основные типы современных энергетических газотурбинных установок**

Используемые в настоящее время ГТУ разделяются на три основных типа:

- созданные на базе авиационных реактивных газотурбинных двигателей;
- созданные на базе газотурбинных двигателей для морского использования;
- первый и второй тип ГТУ можно объединить под одним условным названием aeroderivative ГТУ;
- созданные специально для энергетического использования (т.н. heavy-duty ГТУ).

ГТУ, относящиеся к первой и второй категории (т.н. aeroderivative ГТУ) - более форсированные и легкие установки, отличающиеся простотой обслуживания, меньшими требованиями к инфраструктуре, но также и меньшим ресурсом.

Обычно, общее число независимых валов в ГТУ на базе авиационных двигателей и двигателей морского применения 1-3, причем валы, расположенные в газогенераторе, имеют переменное число оборотов (в зависимости от нагрузки) в диапазоне 6-14 тыс. оборотов/мин.

Конвертированные для газового горючего двигатели морского внедрения составили так называемый "промежуточный класс", так как в диапазоне газотурбинной техники они заняли нишу между конвертированными авиационными и двигателями созданные специально для энергетического применения. Такие установки имеют плюсы авиационных двигателей (небольшие вес и габариты, легкость замены двигателя целиком или его единичного модуля для исполнения высококачественного ремонта в условиях специализированного производства, высокая приемистость, что позволяет применять их в пиковом регулировании). А также, технологии, материалы и покрытия, применяемые при установке этих двигателей, могут применять их в условиях морского климата: на судах, морских платформах, береговых и прибрежных объектах и т.д.

ГТУ, относящиеся к третьей группе - это существенно более тяжелые, как правило, одновальные установки, имеющие постоянную частоту вращения, одинаковую частоте вращения генератора. Для снабжения прочностью, тепловой экономичности, понижения цены и эксплуатационных издержек, данные энергетические ГТУ проектируются по простейшему циклу. Технические решения таких установок соответствуют принципам, исторически сложившимся в энергетическом машиностроении: тяжелый жесткий вал, подшипники скольжения, лопатки постоянного профиля на основном протяжении проточной части (кроме первых ступеней компрессора и последних ступеней турбины) и т.п. Основным охладителем для рабочих лопаток и лопаток соплового аппарата является воздух [8].

Heavy-duty ГТУ предъявляют существенно наиболее высокие запросы к строительным работам и инфраструктуре. Срок службы таких установок значительно выше и соответствует значениям, сложившимся в паротурбинных установках.

Если в диапазоне мощностей от нескольких МВт до 15-20 МВт среди установленных ГТУ и на рынке преобладают aeroderivative ГТУ, то в области мощностей более 100 МВт господствуют heavy-duty ГТУ крупнейших фирм-производителей.

## **1.6 Основные характеристики и особенности эксплуатации газотурбинных установок**

Основными характеристиками технического совершенства газотурбинной энергетической установки являются:

- электрическая мощность установки, МВт;
- тепловая мощность установки, МВт;
- КПД установки при выработке электроэнергии, %;
- коэффициент использования топлива, %;
- полный назначенный ресурс, час;

- массогабаритные характеристики:
- масса установки т;
- габаритные размеры установки, м;
- удельная материалоемкость, кг/кВт

Экономические показатели установки характеризуются следующими параметрами, это:

- стоимость установки, тенге;
- удельные капитальные вложения, тенге/кВт электрической мощности.

### **1.7 Достоинства газотурбинных установок**

Минимальный удельный вес, компактность, простота перевозки и легкость монтажа считаются одними из основных достоинств газотурбинных установок, наиболее привлекательным с точки зрения их использования.

Очень принципиально, что современные ГТУ (в особенности aeroderivative ГТУ мощностью не выше 16 МВт) поставляются в виде одного или нескольких блоков полной заводской готовности, требующих маленького размера монтажных работ, либо не требующих их вовсе. Компактность установок позволяет их размещать в условиях стесненного генерального плана. Из данного выливаются и низкие запросы, которые предъявляют эти установки к строительным работам и инфраструктуре.

Минимальные объемы вредных выбросов в окружающую среду.

Большая вероятность организации гарантийного сервиса, в том числе с быстрой заменой газотурбинного привода ГТУ или аппаратов.

Условно невысокие капитальные вложения и малые (для энергетических объектов) сроки окупаемости.

Основой финансовой отдачи газотурбинных когенеративных энергетических аппаратов считается их высокая электрическая и тепловая экономичность, достигаемая за счет базового режима их работы на тепловом потреблении (отопление, горячее водоснабжение, отпуск тепла для производственных нужд).

### **1.8 Методы расчета, позволяющего увеличить энергоэффективность ГПА**

В процессе исследования были применены методы системного анализа и программного моделирования. Методологической основой исследования послужила программа GC, созданная для моделирования и анализа схем электрических станций.

#### **Выводы**

1. Обоснована актуальность темы дипломной работы
2. Представлены сведения о состоянии и перспективах развития системы транспортировки газа в РК
3. Рассмотрена структура компрессорной станции и описание элементов ГП



## **Глава 2 Описание и возможности программного продукта Gate Cycle**

### **2.1 История создания программы**

Множество пакетов прикладных программ на сегодняшний день имеет достаточно мощные инструменты конструирования отдельных элементов станций или котельных. Так, к примеру, семейство продукции известной компании Autodesk AutoCAD. Линейка продуктов этой компании является лидером векторной графики, созданной для выполнения всех необходимых проектировочных работ. Также имеется большое количество программных решений для расчета заданных параметров по типоразмерам или другим выходным характеристикам программ-конструкторов [15].

Достаточно удобным было бы наличие такого инструментария непосредственно в самой программе-конструкторе, объединяя возможности создания проектов, визуализации принципиальных схем, с параллельной возможностью задавать начальные параметры работы установки, задавать характеристики того или иного оборудования.

Такой программой является продукт GateCycle™.

GateCycle™ – это передовая коммерческая программа проектирования, моделирования и анализа схем электрических станций, разработанная и поддерживаемая компанией GE EnterSoftware. На самом деле программа была создана компанией EnterSoftware, Inc. При поддержке исследовательского института производства электрической энергии Великобритании (EPRI).

Программа GateCycle™ была первоначально выпущена на коммерческой основе в 1988 году, и спонсирование программы исследовательским институтом разработки программы закончилось в 1993 году. С того времени программа GateCycle™ стала полностью самокупаемым коммерческим программным продуктом с большой, и активно продолжающей расти базой пользователей. В настоящее время существует более 400 активных пользователей программы из числа ведущих промышленных и инжиниринговых компаний по всему миру, включая GE, ABB, Siemens-Westinghouse, Bechtel, Sargent&Lundy, Texaco, Shell, SouthernCompanies, Trigen и многие другие.

Программа GateCycle™ построена на статичной офлайн платформе. Её основное предназначение заключается в предварительном инженерном проектировании большинства видов традиционных электрогенерирующих станций, включая станции с простой схемой газовых турбин, комбинированного цикла, теплофикационных станций; на традиционном топливе, и с использованием газификации.

Программа GateCycle™ также включает в себя расширенный ряд моделей силовых установок электростанций, позволяя использовать их в модернизированных циклах, включая основные элементы ПГУ, модернизированных циклах ГТУ, и других всевозможных передовых проектах и концепциях.

Программа содержит инструменты проектирования целой станции, а также дает возможность подробного анализа элементов станции по отдельности, с интегрированной комплексной основой, позволяющей легко применять программу на всех этапах проектирования станции, а также проводить развернутые исследования, предварительный мониторинг системы, изучать начальные концептуальные моменты проектирования и рабочие параметры проекта. Благодаря своей гибкости и детализированным возможностям проектирования, GateCycle™ может быть использована для моделирования уже существующих станций, с целью проведения мониторинга различных её систем, анализа и оценки преобразований и модификаций.

Программа GateCycle™ построена для работы в оболочке Windows с расширенным графическим пользовательским интерфейсом, частично с использованием технологий объектного моделирования PROVISION, признанной научной методикой (разработчики программного обеспечения для моделирования сложных технологических процессов систем химического производства, более известных как PRO/II).

Большая часть элементов интерфейса программы GateCycle™ разработана, прежде всего, с помощью программного обеспечения класса MicrosoftFoundationClass, что позволяет с легкостью интегрировать текстовые и табличные редакторы в интерфейс программы.

О возможностях программы в решении вопросов анализа и оценки внедрения новых решений и диагностике имеющихся недостатков можно судить из её практического применения.

## **2.2 Описание структуры и инструментария программы**

Структура программы в общем рассмотрении не будет отличаться от любой другой рядовой компьютерной программы взаимодействия с пользователем. В качестве наиболее схожего примера можно привести программы семейства AutodeskAutoCAD.

Так окно программы GC состоит из нескольких основных зон, среди которых (рис. 12):

- заголовок окна. Со значком GC и указанием названия запущенного документа;
- строка меню. В ней расположен список основных команд, сортированных по разделам;
- панель элементов управления. Двухуровневая панель управления с расположенными в ней значками основных кнопок ввода-вывода и редактирования, разделенных на блоки основных секций;

- рабочая область.

Непосредственно рабочее пространство создания и редактирования моделей, оформленный по принципу закладок при работе с несколькими окнами и выводом нескольких рабочих окон моделей в одной зоне. Справа по краю расположен вспомогательное всплывающее меню инструментов конструирования (см. рис. 13);

- область навигации. Небольшое окно, в котором отображается список доступных и запущенных моделей с кратким их описанием;
- область спецификации. Окно с отображением характеристик и списка включенных элементов активного в рабочей зоне объекта;
- строка состояния. Отображает текущий режим состояния программы.

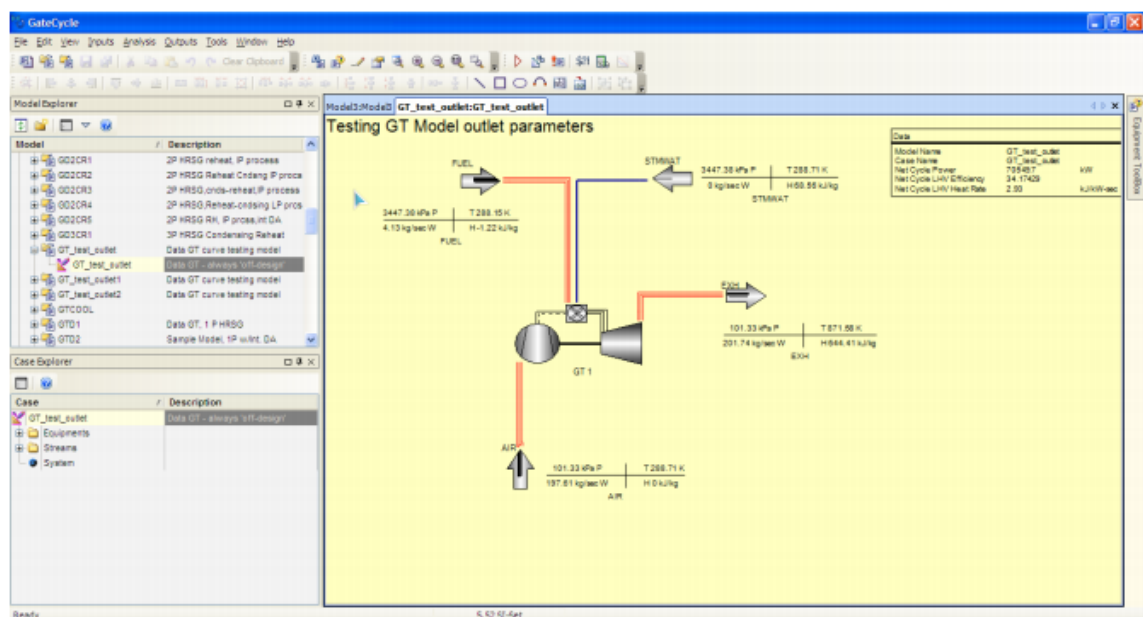


Рисунок 12 – Окно программы GC

Программа располагает мощным инструментом визуализации, позволяющим создавать принципиальные схемы с развернутыми опциональными описательными элементами. Так, в составе основных элементов конструирования можно найти все основополагающее оборудование: — турбины (газовые и паровые); — теплообменные аппараты (пароперегреватели, котлы, экономайзеры, конденсаторы, водоподогреватели и др.); — насосы; — трубопроводы; — арматура. Все эти элементы размещены в вызываемом боковом меню (рис. 13):

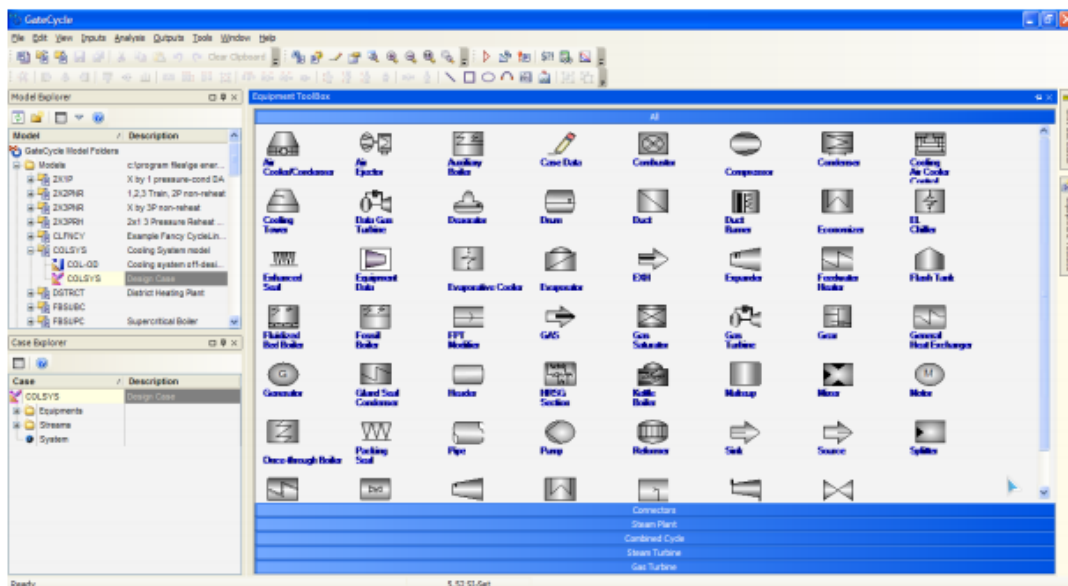


Рисунок 13 – Панель интерфейса программы: «EquipmentToolbox»  
К примеру, схема блока ГТУ выглядит следующим образом (рис. 14):

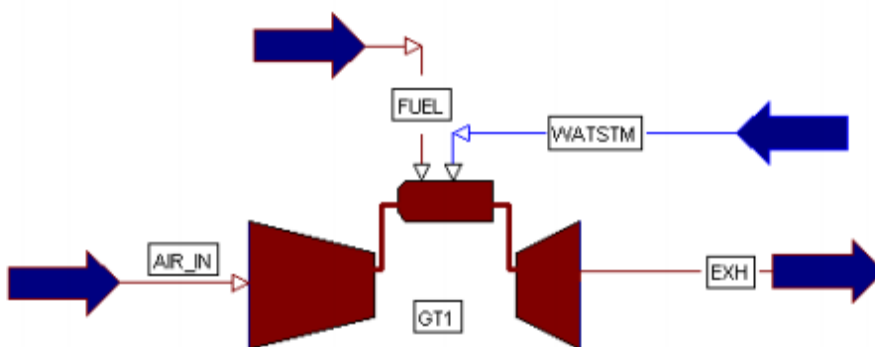


Рисунок 14 – Визуализация схемы цикла ГТУ в программе.

Основным элементом программы является меню “Analyse”, команды которого позволяют производить все необходимые операции. Это меню составляют следующие основные команды:

- команда “RunCycle”. Команда позволяет запустить цикл. Операцию можно производить на любом этапе создания и редактирования модели. На экране будет отображаться диалоговое окно, показывающее основные параметры цикла, а также имеющиеся ошибки, предупреждения, критические показатели. Пример диалогового окна показан на рис. 15;

- команда “RegressionTool”. С помощью этой команды можно оптимизировать параметры выбранного оборудования или всего цикла; проверить исходные условия или задать новые; создавать многопараметрические условия (контроллеры);

- команда “BuildReview”. Вызов этой команды открывает диалоговое окно, отображающее иконки оборудования, которое подключено неправильно, либо имеет ошибки в работе, или требует ввода дополнительных параметров.

- команда “ShowErrorFile”. Команда открывает файл регистрации ошибок цикла. Этот файл создается автоматически при выполнении анализа цикла, или с момента его первого запуска. С помощью него можно проверить

предпосылки возникновения неполадок, к примеру, просмотреть исходные параметры, влияющие на возникновение ошибок.

- команда “ShowLogFile”. При вызове данной команды открывается файл, при стандартных настройках идентичный файлу предыдущей команды. При расширенных настройках файл данной команды будет содержать всевозможные сообщения об ошибках, предупреждениях, критических показателях, и прочее.

- команда “BuildReview”. Вызов этой команды открывает диалоговое окно, отображающее иконки оборудования, которое подключено неправильно, либо имеет ошибки в работе, или требует ввода дополнительных параметров.

- команда “ShowErrorFile”. Команда открывает файл регистрации ошибок цикла. Этот файл делается автоматически при выполнении анализа цикла, или с момента его первого запуска. С помощью него можно проверить предпосылки возникновения неполадок, к примеру, просмотреть исходные параметры, влияющие на возникновение ошибок.

- команда “ShowLogFile”. При вызове данной команды открывается файл, при стандартных настройках идентичный файлу предыдущей команды. При расширенных настройках файл данной команды содержит всевозможные сообщения об ошибках, предупреждениях, критических показателях, и прочее.

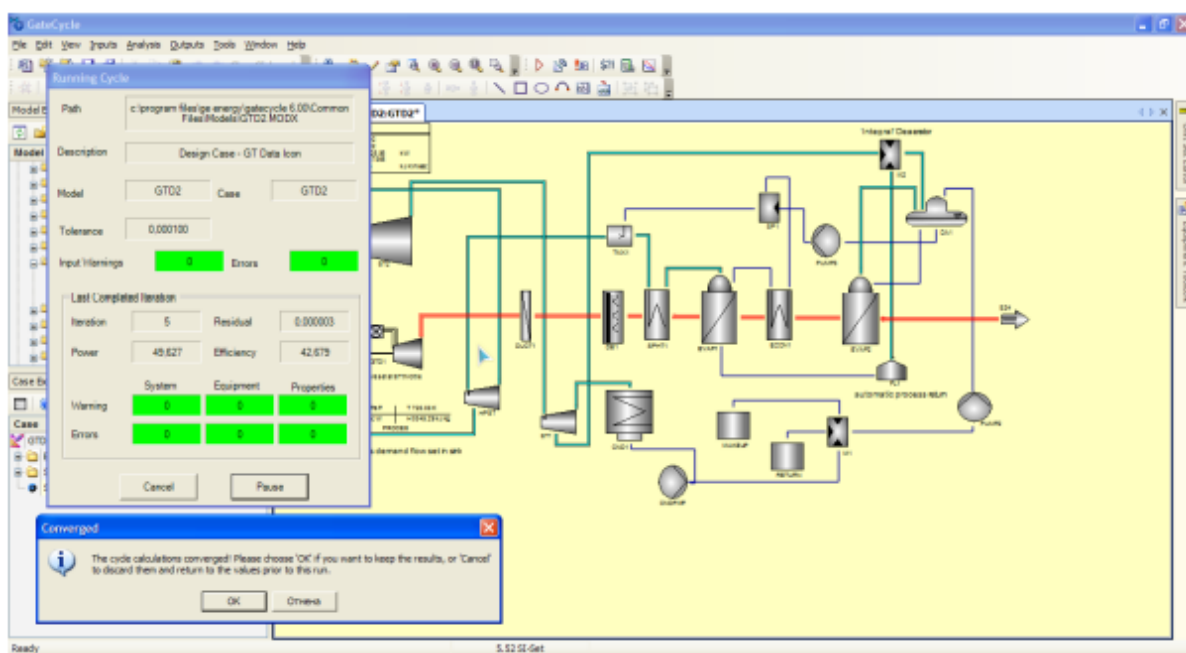


Рисунок 15 – Окно программы: «RunningCycle».

Программа полностью совместима с продуктами компании Microsoft (Word и Excel). Это позволяет экспортировать все необходимые данные в удобные для пользователя форматы. Также предоставляется возможность составления отчетов в формате .html.

### 2.3 Описание возможностей программы

Инструментарий программы позволяет удовлетворять требования всех задач моделирования различных циклов тепловых схем, включая [15]:

- базовые архитектуры (конструирование элементов цикла);
- методы задания параметров пара/воды;
- методы задания параметров уходящих газов;
- надстройка для конвергенции схем циклов;
- обработка ошибок работы установок.

Отличительной особенностью программы, как уже было отмечено ранее, является её многофункциональность в отношении комбинирования разных по типу логических кодов проектирования и моделирования в едином интерфейсе программы. В этом отношении можно привести несколько примеров использования программы в различных целях, отражающих возможности GC:

- моделирование тепловых схем ПСУ. Создание моделей парового цикла для исследования базовых и основных параметров мощных или малых блоков [3];
- моделирование тепловых схем газотурбинных установок, включая схемы на базе реконструированных действующих станций [9];
- моделирование тепловых схем энергетических блоков для анализа работы отдельных элементов и вспомогательных систем [10];
- моделирование тепловых схем базовых циклов для исследования выходных параметров при изменении вида топлива [11];
- моделирование тепловых схем для проведения необходимых расчетов в экономическом исследовании [12];
- моделирование тепловых схем комбинированного цикла с использованием газификации [13];
- моделирование тепловых схем комбинированного цикла для исследования возможностей оптимизации рабочих параметров [14];
- моделирование различных тепловых схем станций для изучения методов компьютерного моделирования в образовательных целях [см. глава 4].

Из числа имеющихся, можно выделить основные возможности программы, интересные для применения в условиях РК [15]:

- анализ цикла любого типа станций. Такой анализ позволяет получить информацию об операционной деятельности всех подразделений (элементов) станции, включая общий КПД цикла и мощность;
- моделирование эффективности существующих систем станции при эксплуатационных условиях;
- прогнозирование возможных эффектов изменений и модернизаций на существующей станции;
- анализ современных газотурбинных конструкций, включая конструкции, полностью интегрированные в пароводяной цикл.

## 2.4 Изучение принципов создания блоков моделей в программе

Для ознакомления с принципом работы с моделями тепловых схем в программе была рассмотрена и изучена поэтапная сборка принципиальной схемы газотурбинной установки (рис. 16).

В данной модели сразу необходимо отметить, что ГТУ выполнена одним элементом. Это позволяет рассматривать её единым блоком ГТУ, включающей основные элементы: компрессор, камеру сгорания и газовую турбину. Такое решение упрощает задачу пользователя при отсутствии необходимости рассматривать ГТУ детально. Также в модели схемы включены иконки ввода веществ – воздуха, газа, и впрыска пара в камеру сгорания; также есть неотъемлемый вывод дымовых газов.

При задании параметров на следующем шаге работы с моделью, начинаем с основного оборудования, здесь это блок ГТУ. В окне задания параметров можно увидеть (рис. 17), что данный блок является оптимизированным элементом, копирующим параметры реальной установки, а именно: газовой турбины ASE120 производства компании Allied-Signal.

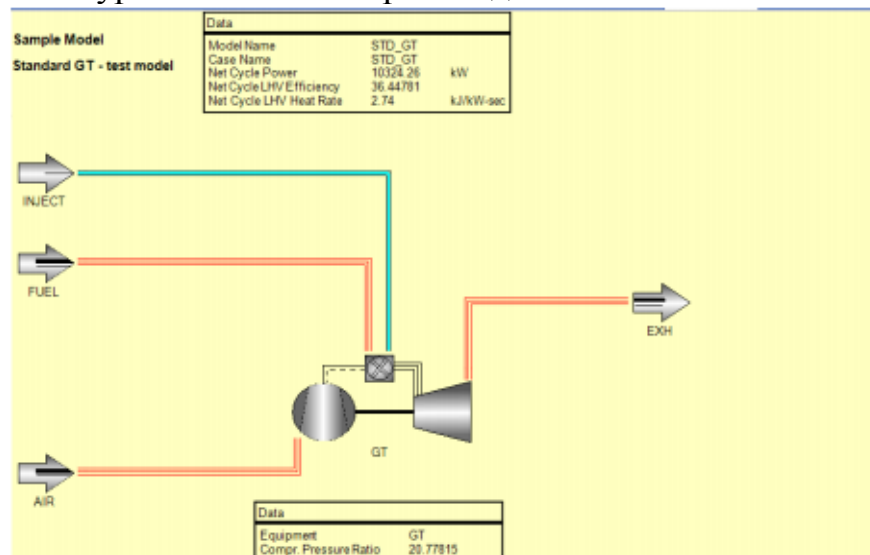


Рисунок 16 – Окно с принципиальной схемой газотурбинной установки.

Тот факт, что рабочие характеристики являются заданными по умолчанию, можно судить по маркеру формы окружности зеленого цвета «GT Library».

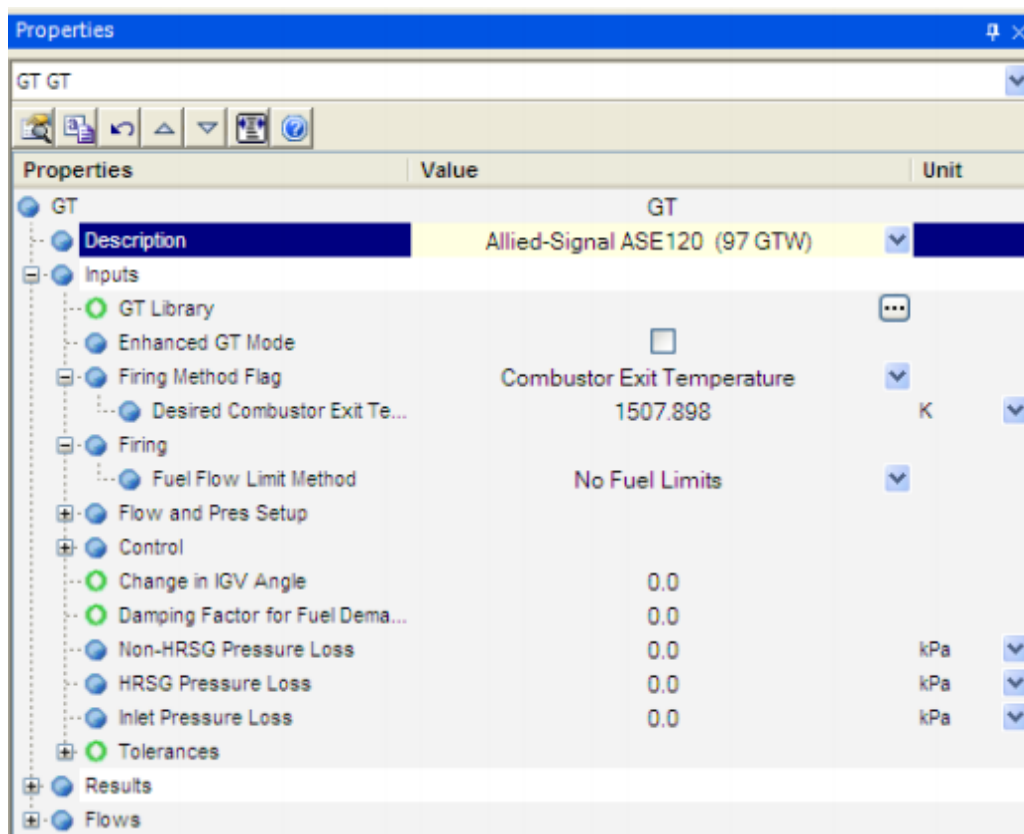


Рисунок 17 – Окно ввода параметров для блока ГТУ.

Из рис. 17 можно видеть, что основным характеризующим параметром в работе всего блока принята температура на выходе из камеры сгорания, равная 1507,898 К. В случае принятой из данных в библиотеке моделей блока ГТУ, все дополнительные параметры заданы, чтобы моделировать технические характеристики реальной установки.

Необходимо отметить, что при вводе параметров для основного элемента, подчиненный ему элемент будет считывать эти параметры автоматически. Так в схеме заданы параметры для потока воздуха и газа в разделе параметров блока ГТУ. При изменении этих параметров непосредственно в окне параметров иконок ввод газа /воздуха, после запуска цикла программа определит из двух заданных параметров (в блоке ГТУ и в иконках ввода газа /воздуха) приоритетное основное оборудование и примет его значение. Поэтому, при проектировании необходимо соблюдать иерархию (последовательность) приоритета задания параметров для облегчения работы с моделью.

Так как в данной модели заданы все параметры, проведем запуск цикла, запустив команду «RunCycle». Программа в реальном времени начнет проводить итерационные расчеты модели и по достижении удовлетворительного результата оповестит сообщением о завершении сведения баланса (рис. 18). В окне выполнения команды можно наблюдать отчет проводимых итераций и итоговые показатели. Они представлены 3 разделами с 2-мя показателями по каждому. Это показатели «warnings» - предупреждений и «errors» - ошибок при создании модели, которые были



имеют место или были допущены в разделах «system» - в структуре созданной схемы, «equipment» - в подключении оборудования, «properties» - в задании параметров. Также несколько выше представлены основные итоговые энергетические показатели: КПД цикла и генерируемая электрическая мощность.

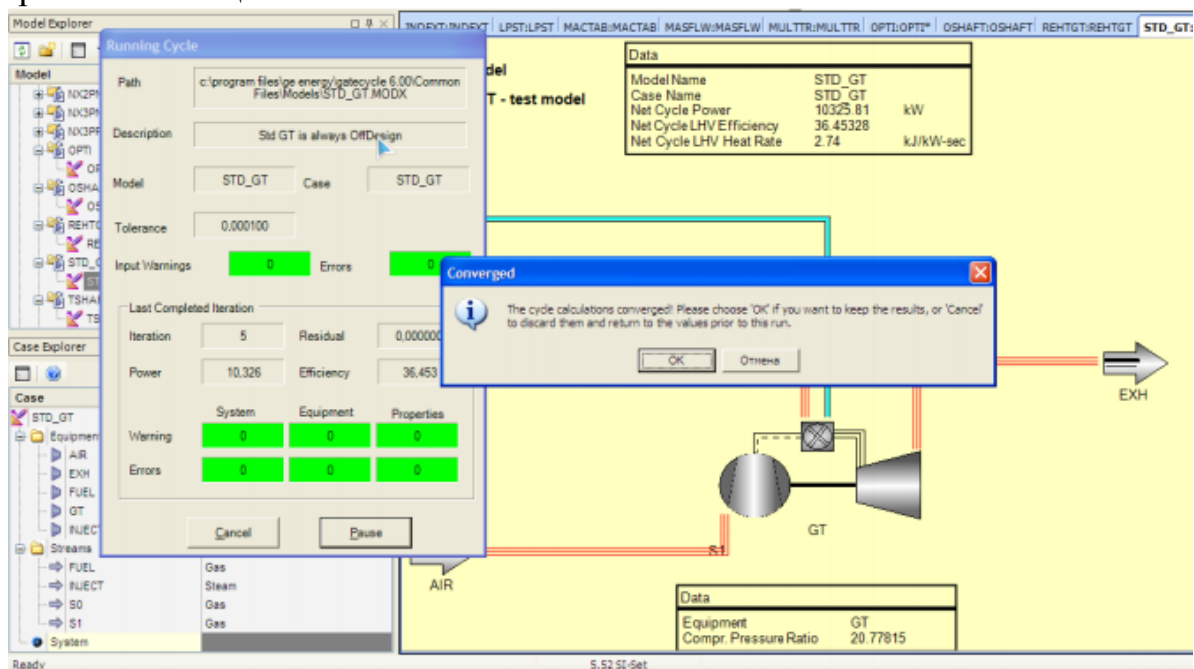


Рисунок 18 – Окно выполненной команды «RunCycle».

В программе для элементов ресурсов топлива и воздуха используется одна и та же визуальная структурная единица. В случаях, не требующих ввода специфических параметров, для того или иного ресурса может быть использован один визуальный элемент для двух видов ресурсов. В данном случае задаются начальные параметры вводимого атмосферного воздуха, поэтому используется выделенный элемент.

Были использованы стандартные условия (ISO) на входе в компрессор: давление 101,3 кПа, температура 15 °С, относительная влажность воздуха 60%. Данные параметры были внесены в соответствующие ячейки. Остальные параметры были заданы автоматически программой. Для первой итерации расчета схемы (и при построении) эти параметры можно оставить без изменения, они будут скорректированы программой.

Коррекция значений в программе происходит по типу «отношений» друг к другу элементов; существует логическое преимущество основных элементов перед второстепенными, так ввод воздуха является для блока ГТУ второстепенным элементом, и параметры элемента «AIR» будут определяться из заданных параметров в самом блоке ГТУ.

Программа при пуске команды расчета цикла начинает просчитывать оптимальный вариант работы схемы. В первой итерации расчета принимаются все заданные автоматически и пользователем параметры, на их основе создается отправная точка расчета и программа начинает оценивать эффективность работы всей схемы. При выходе какого-либо параметра за

допустимые границы программа в первой же итерации принимает значение параметра «по умолчанию». При обнаружении программой недопустимого соединения элементов, невозможного значения параметра для конкретного элемента, иных фатальных для схемы ошибок, программа прекращает расчет и выдает результат о невозможности проведения расчета цикла. Всего программа проводит 100 итераций, и принимает к выводу самый удачный из всех. Количество найденных ошибок подключения, соединения элементов и т.д. отображается окном расчета в процессе выполнения команды. По завершении расчета программа присваивает полученные оптимальные значения всем необходимым элементам и сохраняет результирующие показатели блока.

### **Выводы**

По результатам первого этапа исследования была выполнена задача ознакомления с программой GC.

Изучены элементы управления, рассмотрена библиотека моделей оборудования и на конкретных примерах изучен инструментарий программы.

После исследования ряда типовых моделей тепловых схем из встроенного списка моделей, были сформированы основные этапы создания модели. Навыки в создании моделей и их первичном анализе были закреплены созданием нескольких схем блоков ГТУ.

Полученные практические знания работы в программе позволили сформировать и выстроить основные принципы и методы моделирования в программе, в связи с чем, можно считать задачу овладения принципами моделирования в программе выполненной.

### **Глава 3 Обеспечение энергоэффективности газоперекачивающего агрегата в составе компрессорной установки**

В главе производится моделирование основных элементов КС, изменение входных параметров в целях повышения эффективности в программном продукте GC.

#### **3.1 Оценка технико – экономических показателей компрессорных станций МГ**

Главными технологическим оборудованием ГКС считаются ГПА с газотурбинным приводом.

Как указывает тест характеристик работы ГПА на существующих ГКС, значительная часть агрегатов физически и морально изношена. На многих ГТУ неблагоприятное сочетание конструктивных и эксплуатационных недостатков имеет возможность приводить к снижению их располагаемой мощности до 50%.

Основными причинами снижения технико – экономического состояния ГПА являются:

- негерметичность воздушного тракта пластинчатых регенераторов (снижение мощности и КПД ГТУ до – 4% и 2%);
- увеличение радиальных зазоров в проточных частях осевого компрессора, турбин высокого и низкого давлений и в уплотнениях рабочего колеса ЦБН (снижение мощности и КПД ГТУ – 9% и 5%);
- вредный подогрев циклового воздуха на всасе в ВЗК вследствие разрушения теплоизоляции регенераторов, газопроводов, выхлопных труб или негерметичности запорной арматуры антиобледнительной системы;
- увеличение гидравлического сопротивления входного тракта ГТУ из – за его загрязнения и выхлопа вследствие утечек из регенератора (снижение мощности и КПД ГТУ – 3,5% и 1,5%).

Решения по повышению эффективности уже имеющихся на компрессорных станциях ГПА делят на две группы:

– связанные с совершенствованием конструкции ГПА (технические):

- реконструкция или замена камеры сгорания (позволяет увеличение мощности на 0,5 – 1,5 МВт, а КПД в среднем на 2%, а также снизить токсичность выхлопа);
- перевод нерегенеративных ГТУ на регенеративные или замена уже устаревших типов регенераторов на более совершенные (относительная

величина утечек воздуха из секций регенераторов порядка на 1 – 2 % соответствует относительным потерям мощности ГТУ на 4 % и КПД на 2%, при значительном времени наработки ГТУ ее мощность снижается на 15 – 30 % по сравнению с проектной) [16];

- внедрение систем промывок осевого компрессора (загрязнение проточной части осевого компрессора может привести к уменьшению расхода воздуха до 6% и УПД осевого компрессора на 2 – 3%, что вызывает снижение полезной мощности ГТУ до 10% и КПД до 2 – 5%);

- внедрение торцовых газодинамических уплотнений (позволяют сократить количество газа, теряемое с протечками более чем в 3 раза);

- реконструкция или установка более совершенных АВО газа, масла с регулируемым частотным приводом (достигается 40% - я экономия электроэнергии при том же расходе воздуха или возможность на 15 % увеличить расход воздуха при номинальной нагрузке электродвигателя, что увеличивает эффективность охлаждения газа или масла);

- организационные (при рациональном применении позволяют повысить производительность и уменьшить топливные затраты более чем в 1,5 – 2 раза):

- оптимизация работы системы нагнетатель – привод;
- перевод обслуживания ГПА от планового к техническому обслуживанию по фактическому состоянию;
- оптимизация на уровне компрессорного цеха;
- оптимизация на уровне газопровода.

Последнее направление является перспективным, так как позволяет сократить потери энергоресурсов до проведения реконструкций и ремонтов, а сократить также не требует существенных затрат по сравнению с первым направлением [17].

### **3.2 Моделирование газоперекачивающего агрегата в программном продукте Gate Cycle**

Для создания блока ГТУ, в составе ГПА, в программе предложено несколько вариантов. Они соответствуют основным методам возведения энергетических блоков, перечень которых показано в предыдущей главе. Вкратце охарактеризуем их следующим образом:

- создание модели выбором готового варианта из библиотеки турбин программы;
- создание модели на основе единого элемента блока ГТУ задания основных энергетических характеристик;
- создание блока ГТУ методом покомпонентного сбора, с заданием параметров для каждого из составляющих.

В предыдущей главе уже был представлен пример создания модели тепловой схемы блока ГТУ методом задания основных параметров. Далее будет предложено исследование создания модели двумя оставшимися методами.

Изучим процесс возведения модели блока ГТУ сообразно способу с выбором конкретной газовой турбины из библиотеки программы. Целью изучения считалось испытание получения идентичных выходных показателей блока ГТУ при использовании готовой модели реальной ГТУ. Для изучения была выбрана модель «EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World)» (рис. 19).

Применяемая газовая турбина в блоке владеет фактически схожий набор характеристик для изменения пользователем, однако, как уже существующая и отработанная технологически установка, она имеет более тяжелые границы варьирования параметров отдельных характеристик. Использование готовой модели в программе, можно предположить, будет давать более объективные результаты.

### **Газотурбинная установка**

Как было сказано ранее основой ГТУ является газогенератор, служащий источником сжатых горячих продуктов сгорания для привода свободной (силовой) турбины.

Газогенератор состоит из компрессора, турбины для привода компрессора и камеры сгорания. В компрессоре сжимается атмосферный воздух, который в дальнейшем в программе будет указываться, как GAS2, который поступает в камеру сгорания, где в него через форсунки подается топливо, в нашем случае природный газ, указывается как GAS1, затем происходит сгорание топлива в турбулентном потоке воздуха. Продукты сгорания подаются на турбину компрессора и на свободную турбину, которая будет вращать вал компрессора.

На магистральном газопроводе «Бухара – Урал» используется ГТУ: EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World) с параметрами:

- частота – 50/60 Hz;
- полезная мощность – 5,25 МВт;
- КПД, брутто – 30,2%;
- степень сжатия – 14,8;
- расходы выхлопных газов – 20,3 кг/с;
- температуры выхлопных газов – 537 °С.

## Выбор турбины из библиотеки (рис. 19)

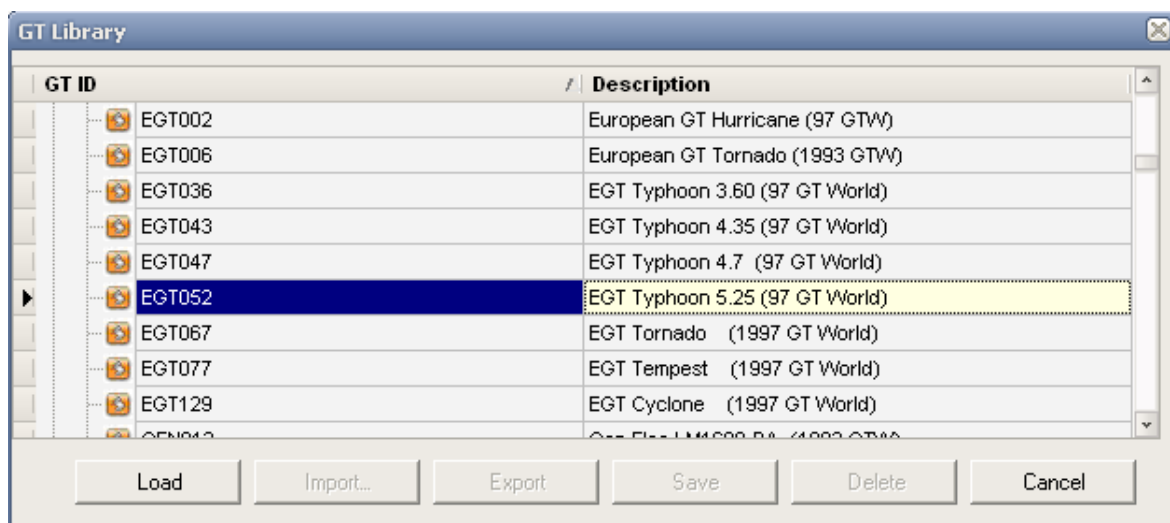


Рисунок 19 – Окно GC с выбором турбины из библиотеки

Создаем блок ГТУ в программе GC. В пропорциях выбираем пункт описание газовой турбины, где находим из библиотеки ГТУ – EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World), см. рисунок 20.

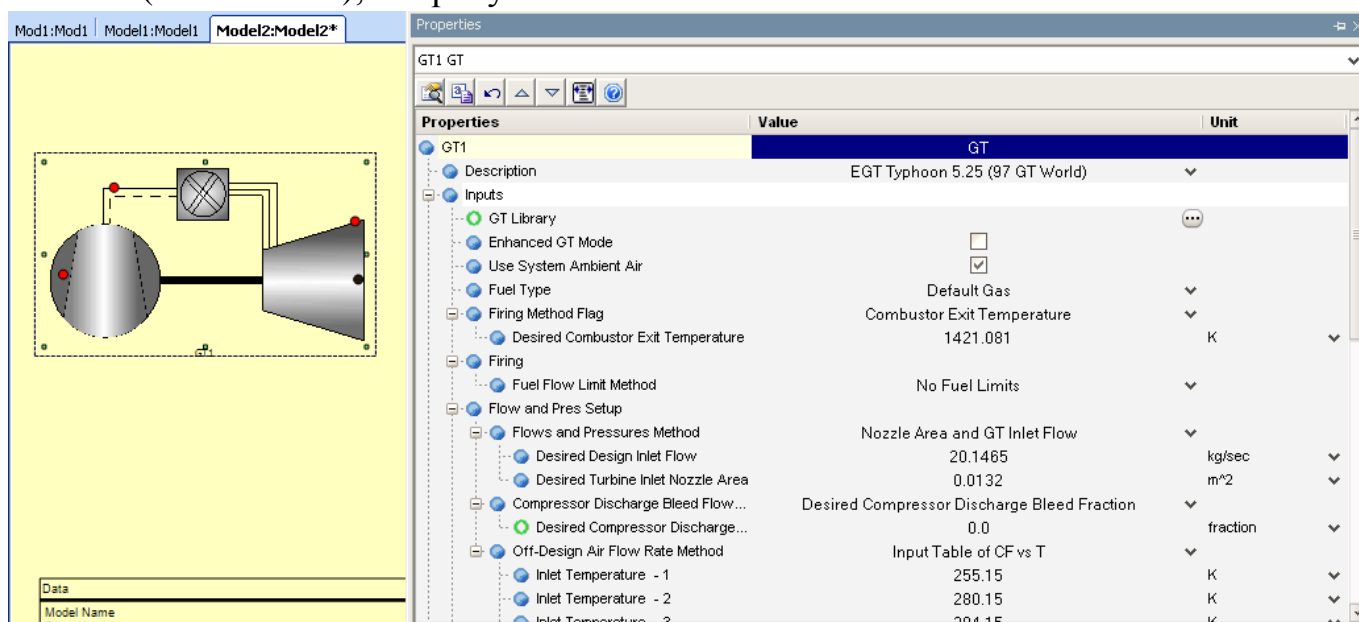


Рисунок 20 – Окно с моделью ГТУ – EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World).

Подключение к блоку ГТУ выхлопных газов в программе GC.

На данном этапе осуществляется подключение входящих и исходящих потоков: природного газа, окружающего воздуха и выхлопных газов соответственно.

На магистральном газопроводе «Бухара – Урал», газотурбинная установка на выходе из турбины производит выхлопные газы в количестве 20,25 кг/с.

Указывая в пропорциях выхлопных газов «EXH1»  $G=20,25$  кг/с (см. рисунок 20), программа GC автоматически подберет эффективное и экономическое соотношение расхода воздуха с топливом, дополнительно показывая параметры давления и температуры.

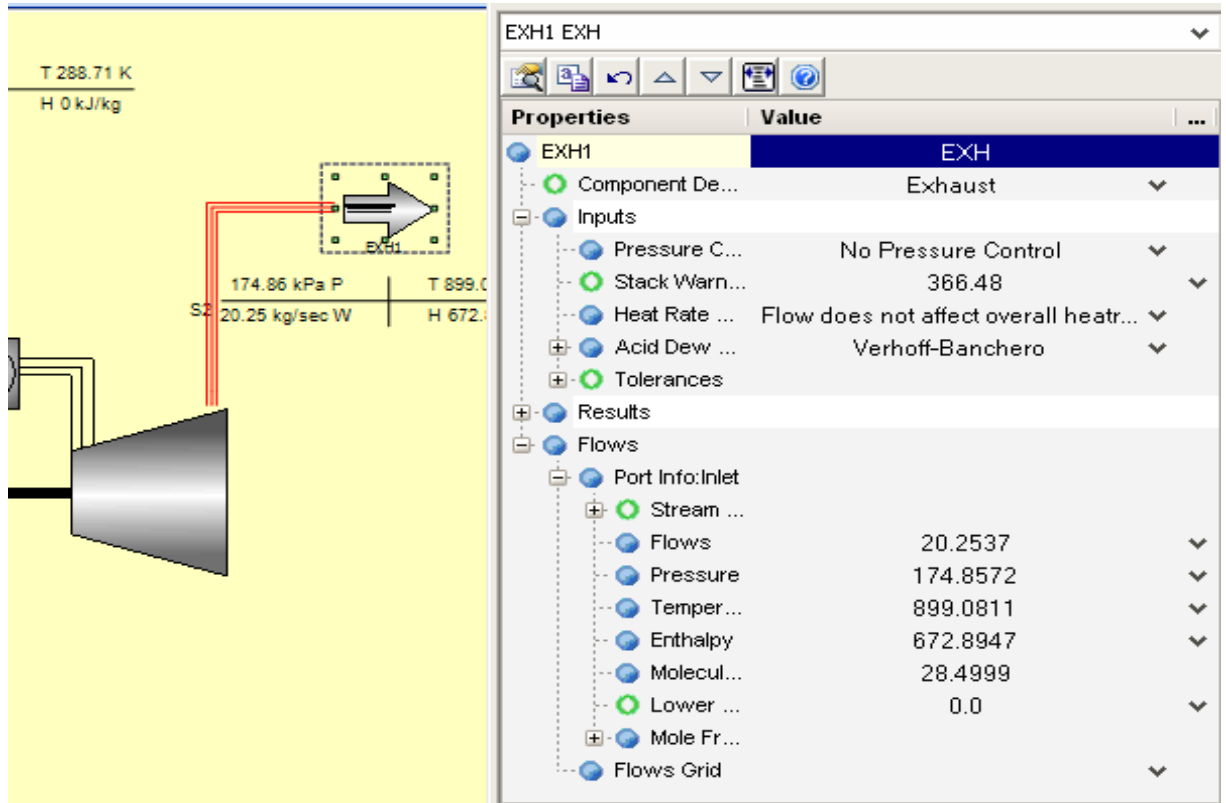


Рисунок 21 – Окно GC с расчетом параметров выхлопных газов

После того, как параметр количества выхлопных газов был установлен, запускаем программу «Run cycle» (Приложение 1).

Получаем расходы входящих потоков: природного газа (см. рисунок 22) и воздуха соответственно (см. рисунок 23).

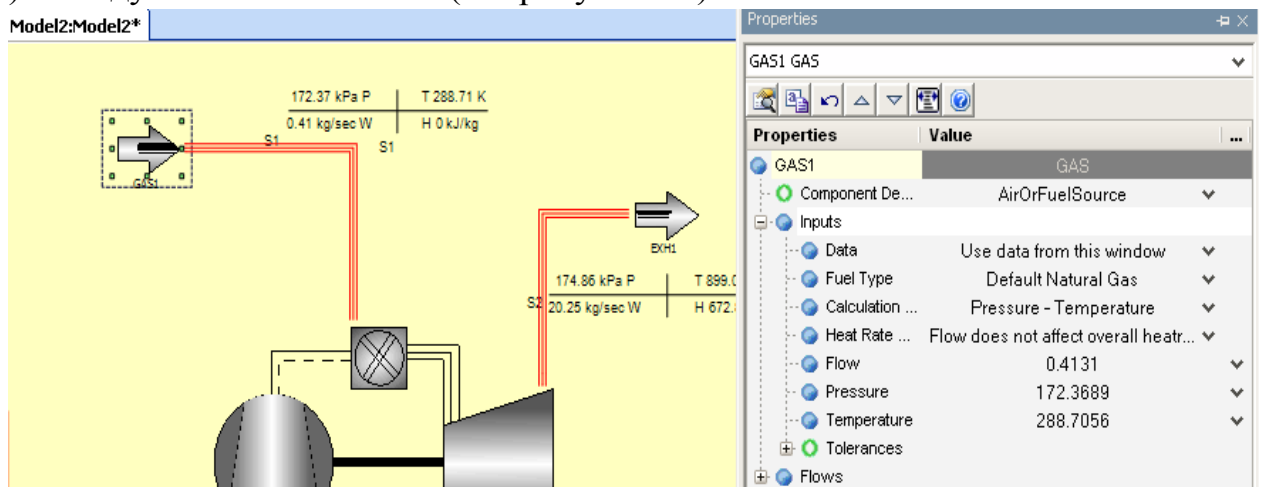


Рисунок 22 – Окно GC с расчетом расхода природного газа

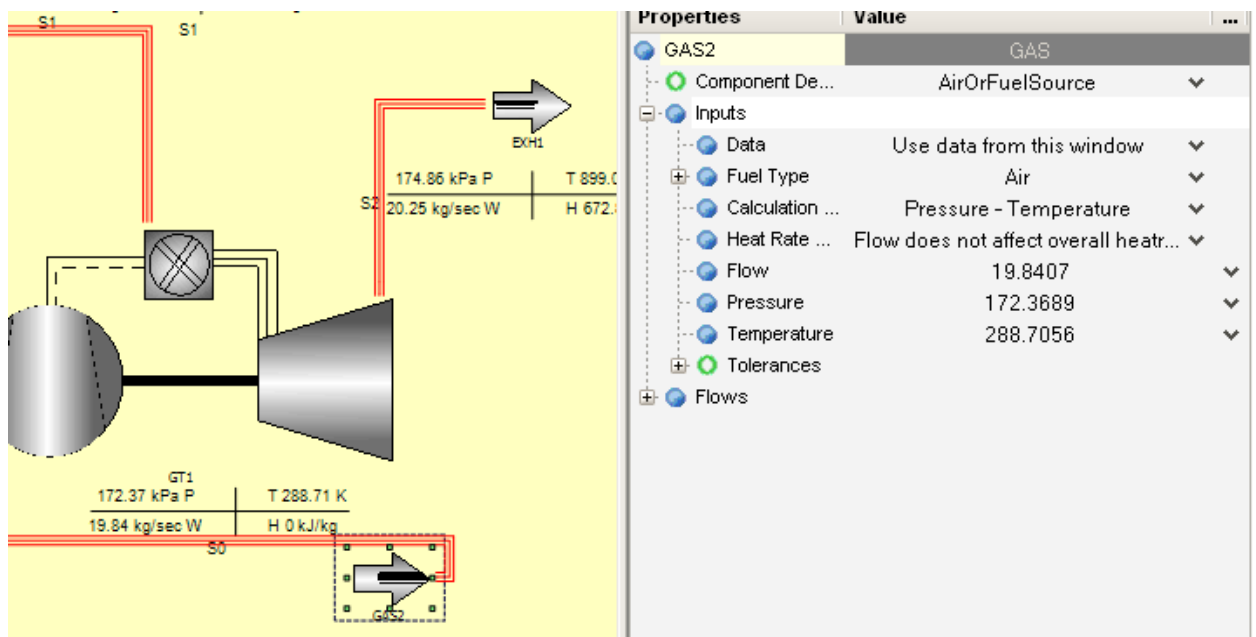


Рисунок 23 – Окно GC с расчетом расхода окружающего воздуха

На данном этапе смоделирована базовая часть ГПА – газогенератор и свободная турбина.

### Модель подключения компрессора к ГТУ

Основной элемент газоперекачивающего агрегата – компрессор, через него протекает поток транспортируемого природного газа. Расход природного газа с учетом отбора на собственные нужды составляет  $G=441.9$  кг/с. Повышение давления компрессора позволяет транспортировать природный газ на расстояние 260 км (см. глава 4).

Компрессор в программе GC обозначен как «PUMP1». Используя GC смоделируем подключение компрессора к свободной турбине (см. рисунок 21).

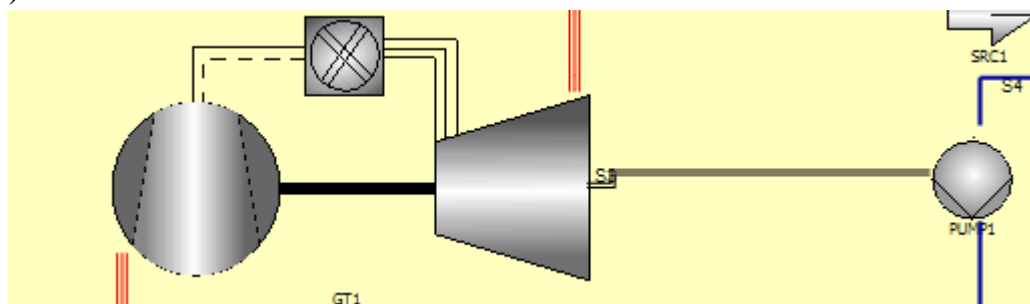


Рисунок 24 – подключение компрессора к свободной турбине.

Свободная турбина передает мощность через вал на компрессор величиной  $N= 4215$  кВт. Параметры компрессора на рисунке 25.



Properties	Value	Unit
Do not set to Off Design automati...	<input type="checkbox"/>	
Calculation Mode	Design	▼
Control Method Flag	Fixed Control Valve Outlet Pressure	▼
Efficiency Method Sub Flag	Hydraulic Method	▼
Include Power in BOP	<input checked="" type="checkbox"/>	
Miscellaneous		
Tolerances		
Results		
Actual Isentropic Efficiency	0.85	
Calculated Pressure Ratio	48	
Calculated P. Diff (Pump Exit - Co...	0.0	kPa ▼
Developed Head	826.799	m ▼
Pump Work	-4215.501	kW ▼
Shaft Losses	0.0	kW ▼
Inlet Specific Volume	0.001	m <sup>3</sup> /kg ▼
Rated Mass Flow Rate	115.289	kg/sec ▼
Rated Volumetric Flow Rate	0.1154	m <sup>3</sup> /sec ▼
Exergetic Efficiency (beta)	0.85	
Inlet Shaft Power	5450.082	kW ▼

Рисунок 25 – Окно GC с расчетом параметров компрессора

Природный газ, проходящий по линии газопровода, поступает в компрессор с параметрами «SRC1»:  $p = 172,3$  кПа,  $T = 288,7$  К.

На выходе из компрессора параметры исходящего потока «SINK1»:  $p = 8273$  кПа,  $T = 289,14$  К. В компрессоре происходит изотермическое сжатие, со степенью – 48 (см. рисунок 25)

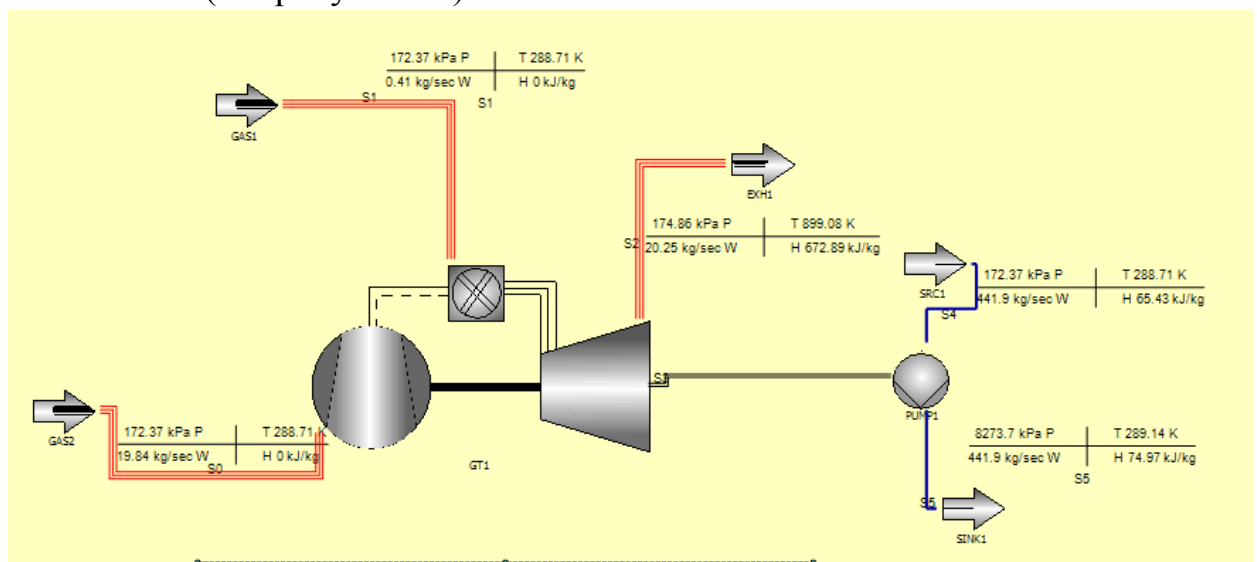


Рисунок 26 – Окно GC с нерегенеративной базовой моделью ГПА

### 3.3 Методы и способы увеличения энергоэффективности ГПА на основе программного продукта GC

Одним из способов увеличения КПД ГПА является техническое совершенствование конструкции ГПА, а именно перевод нерегенеративного ГПА на регенеративный.

Регенерация представляет из себя увеличение температуры топлива (природного газа) на входе в камеру сгорания. Для этого предлагается установка теплообменного аппарата (ТОА) перед камерой сгорания. При этом достижение увеличения температуры происходит за счет выхлопных газов (см. рисунок 29).

Но в этом случае имеется недостаток, выраженный в виде увеличения выбросов оксидов азота (см. рисунок 28).

Работа системы магистральных трубопроводов оказывает те или иные воздействия практически на все важнейшие компоненты окружающей среды – атмосферный бассейн, поверхностные и подземные воды, почвенно – растительный слой и животный мир [16].

В атмосферу при транспортировке газа выбрасывается порядка 20 наименований загрязняющих веществ, в том числе веществ, обладающих эффектом суммации – 4 группы. Более 99% объема выбросов составляют оксид углерода, оксид и диоксид азота и метан. Выбросы метана являются залповыми и связаны с проведением технологических операций пуска – остановка агрегатов и ремонтно – профилактическими работами [16].

На рисунке 27 представлена зависимость КПД ГПА от температуры воздуха перед камерой сгорания.

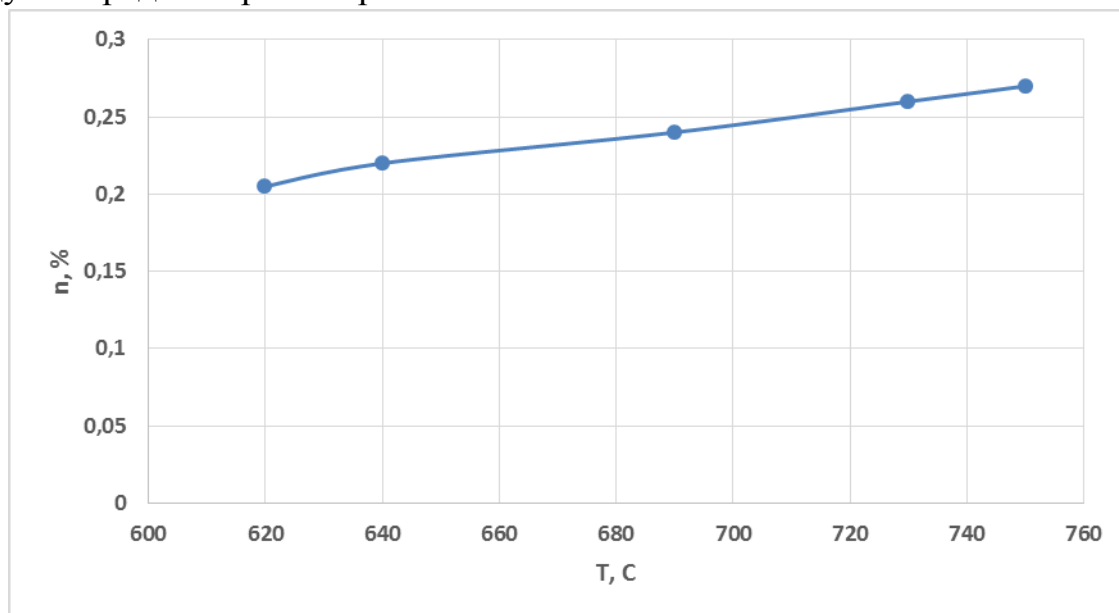
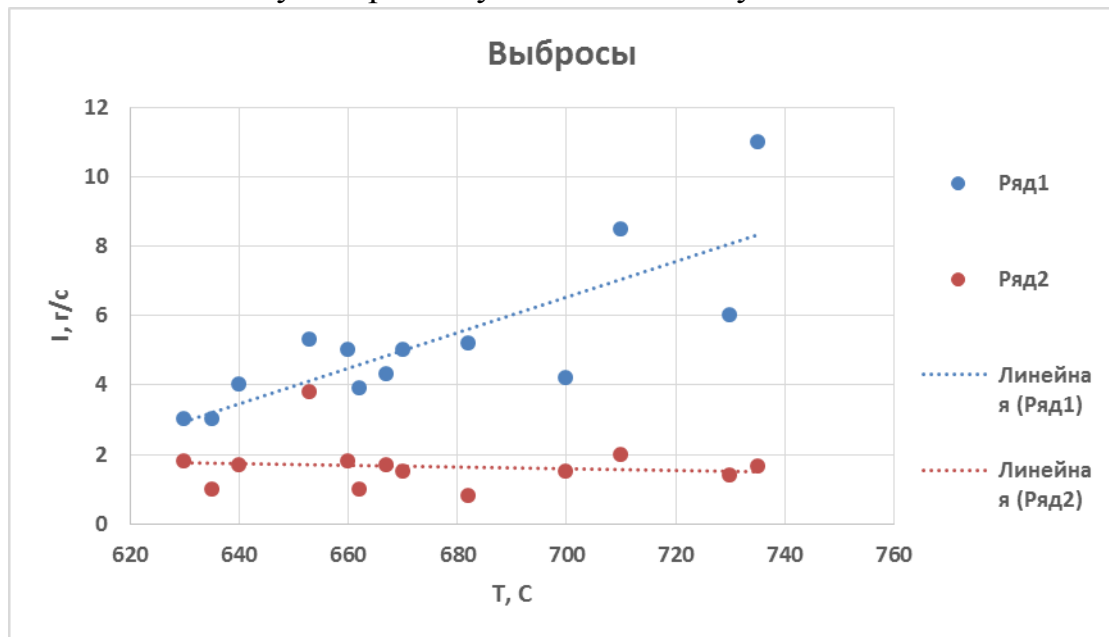


Рисунок 27 – Зависимость коэффициента полезного действия ГПА от температуры газов на входе в турбину для.

Но при этом на рисунке 28 представлена зависимость массовых выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  для турбины с традиционной камерой сгорания, имеющих значительную наработку с начала эксплуатации.



1 – выбросы оксидов азота; 2 – выбросы оксида углерода  
Рисунок 28 – Зависимость массового выброса  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$  от температуры газов перед ТВД.

Моделируя теплообменный аппарат (ТОА), получим следующую схему (см. рисунок 29).

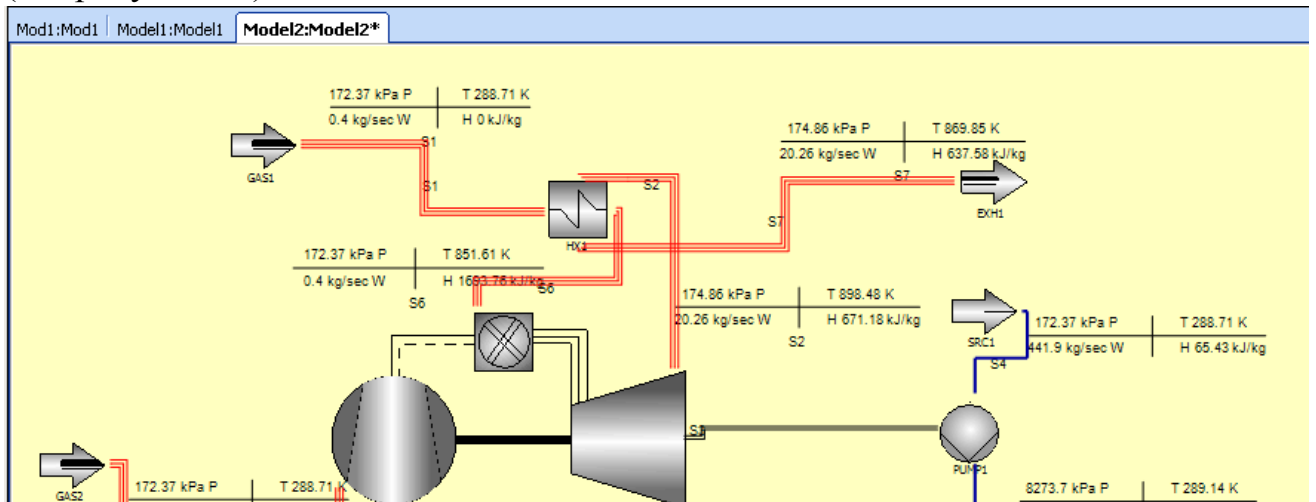


Рисунок 29 – Модель использования ТОА на входе в камеру сгорания.

Включение в схему ГПА теплообменного аппарата позволяет увеличить температуру топлива (природного газа) на 563 К (290°C). Такой способ позволяет увеличить эффективность установки ГПА на  $\Delta=1,26\%$ , выбросы оксидов азота на 100% и уменьшить выбросы оксида углерода на 43%. Показатели ГПА с включением ТОА несколько выше показателей схемы без ТОА.

Незначительное уменьшение температуры выхлопных газов дает возможность дальнейшего использования собственной энергии на увеличение эффективности КС.

Из числа возможных к изменению параметров задается (для примера) лишь температура после дожигающего устройства (рис. 30). Соответственно оцениваются полученные показатели работы блока ГТУ.

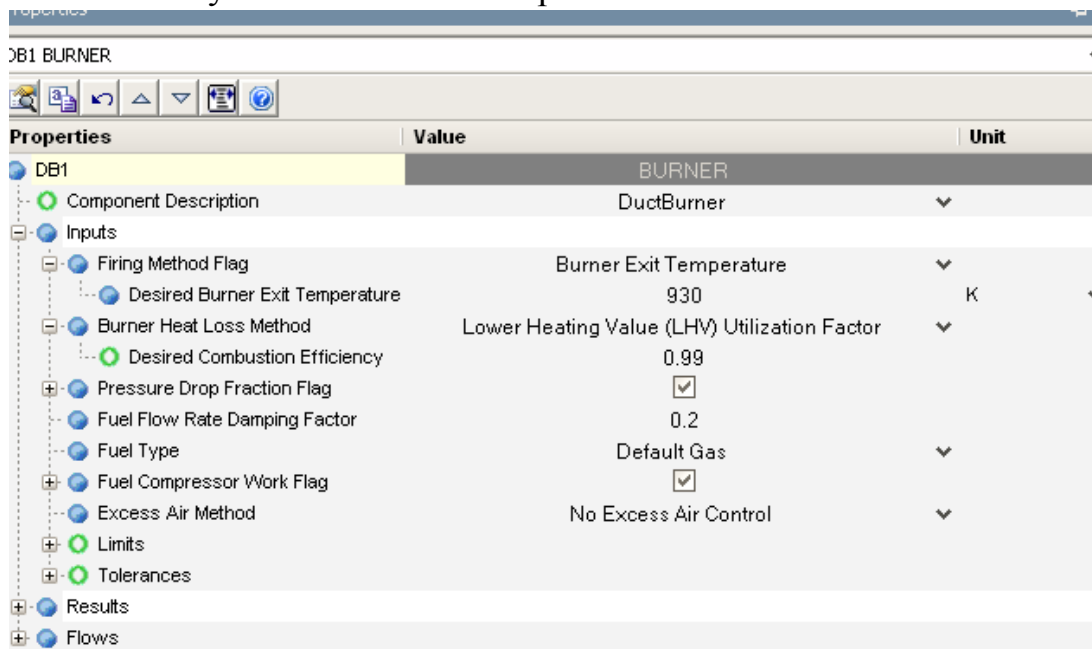


Рисунок 30 – Окно выбора параметров элемента «duct burner».

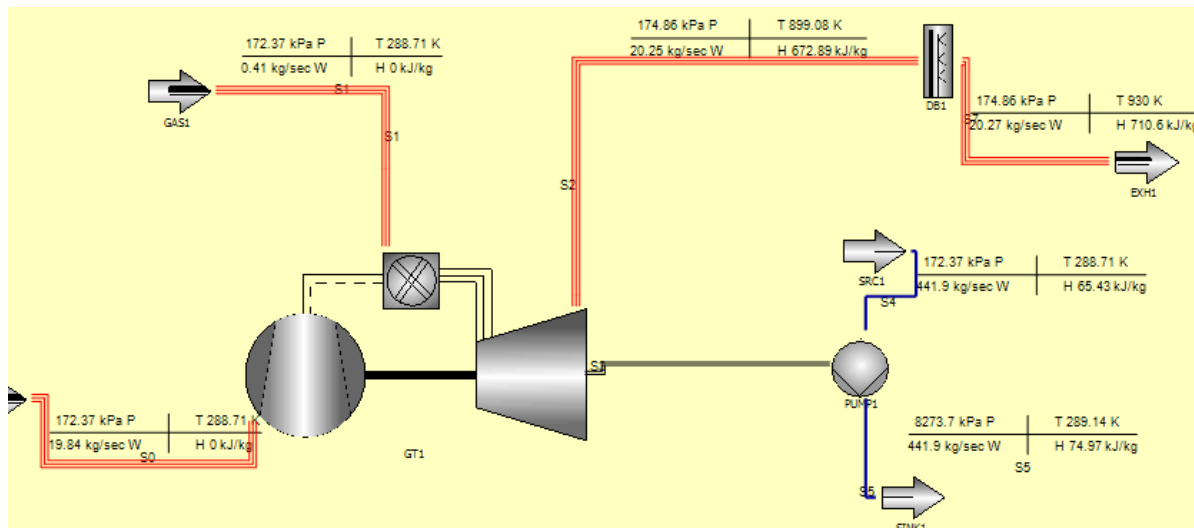


Рисунок 31 – Схема модели блока ГТУ с дожигающим устройством.

Дожигающее устройство имеет соединительные связи ввода топлива. Программа автоматически потребляет некоторое количество топлива, поступающего в блок ГТУ, если связь не имеет соединений. Так в примере программа автоматически перераспределила некоторое количество топлива для питания на дожигающее устройство (при этом на визуализированной карте модели соответствующие связи отсутствуют). В итоге для

дополнительного нагрева выходных газов ГТУ используется дополнительная энергия, температура выходных газов ГТУ увеличивается, а с учетом того, что в данной схеме теплота газов полезно не используется, то это должно отрицательно повлиять на показатели эффективности ГТУ – КПД составляет 29,47% (на 0,73% меньше базового варианта).

Еще одним способом увеличения эффективности с помощью технического совершенствования ГПА является установка блока регенерации тепла в парогенераторе (HRSG) с использованием энергии выхлопных газов.

В этом случае выхлопные газы с турбины транспортируются на определенный объект, целью которого является генерация водяного пара высокого давления, где проходят через ТОА, тем самым передавая теплоту (рис. 32).

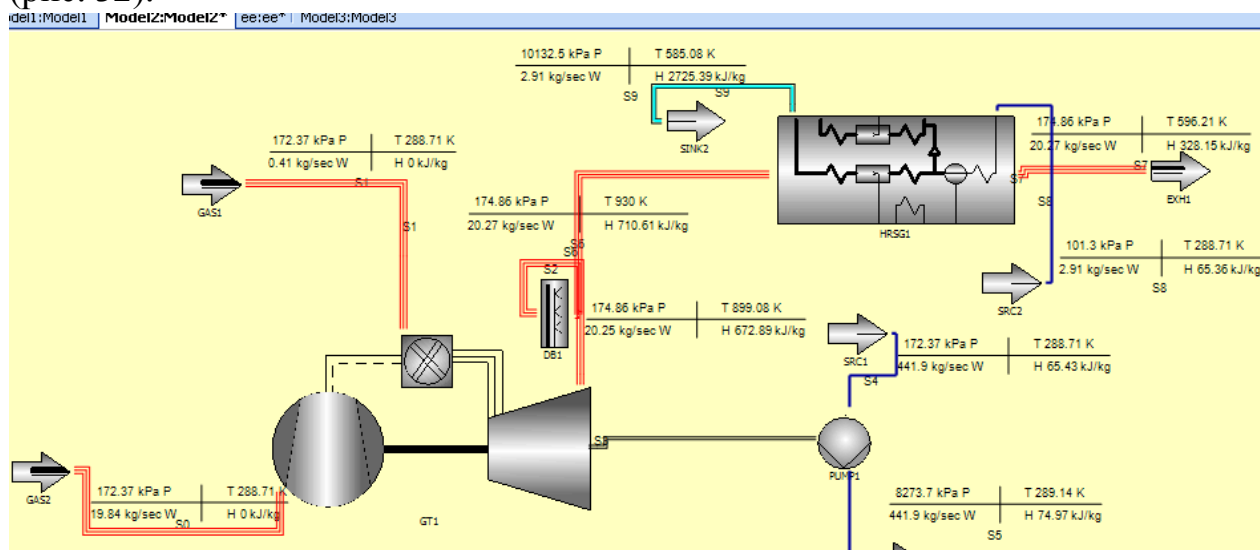


Рисунок 32 – Окно модели с использованием HRSG

Вода, проходящая через HRSG расходом  $G = 2,91$  кг/с, обозначенная как SRC2, с начальными параметрами ( $p = 101,3$  кПа,  $T = 288$  К), образуется в высокотемпературный пар, обозначенный как SINK2, с выходными параметрами ( $p = 10132$  кПа,  $T = 525$  К).

Данный способ позволяет эффективно использовать тепло уходящих газов, в случае ближайшего расположения теплового пункта.

Наибольшие возможности персонализации параметров предоставляет другой метод моделирования турбины. При поэлементном моделировании для сложения в единый блок все отдельные узлы (компрессор, камера сгорания, ГТ) должны быть заданы определенным количеством параметров, число которых больше, чем при блочном моделировании (рис. 33). Так при моделировании блока таким методом можно задать количество ступеней для газовой турбины, КПД проточной части, изоэнтропный КПД и тд. (рис. 33).

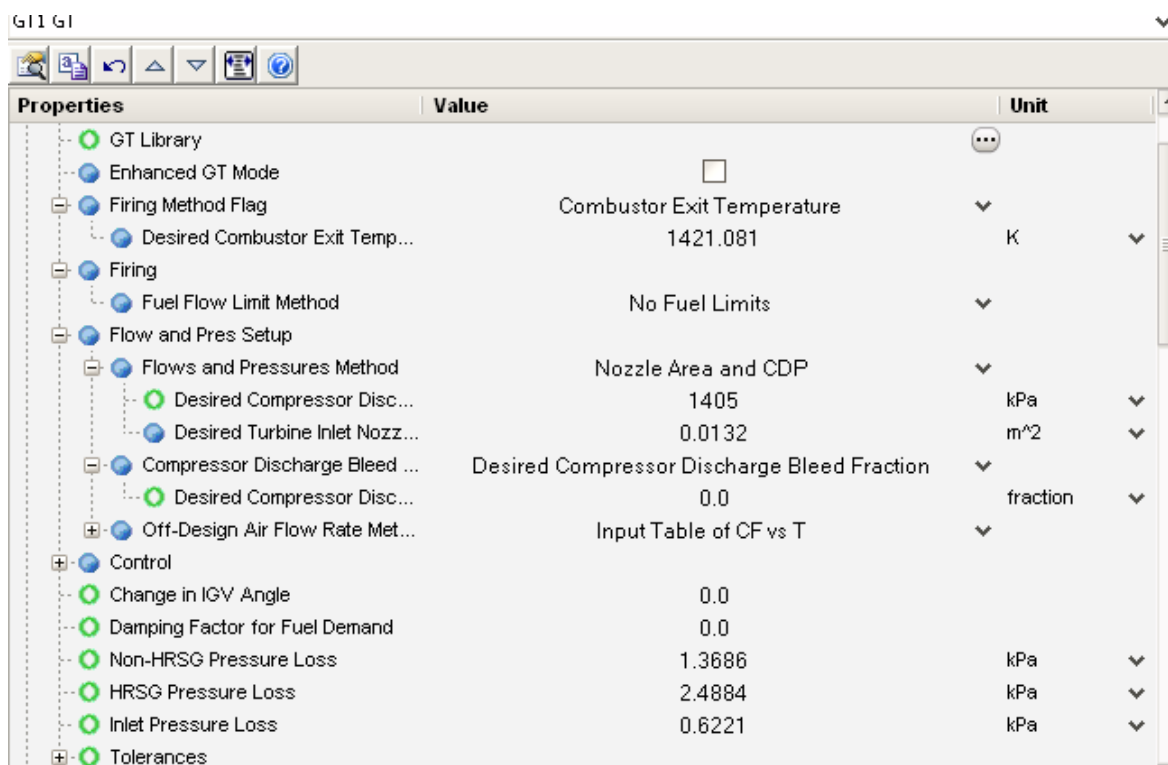


Рисунок 33 – Окно выбора параметров элемента «GT Turbine»

Точно так же дополнительные характеристики должны быть определены для компрессора и камеры сгорания. Таким же образом возможно моделирование двухступенчатого сжигания топлива. Преимуществом такого метода можно назвать возможность четко определять необходимые параметры и соответственно четко определять влияние на основные показатели работы блока ГТУ.

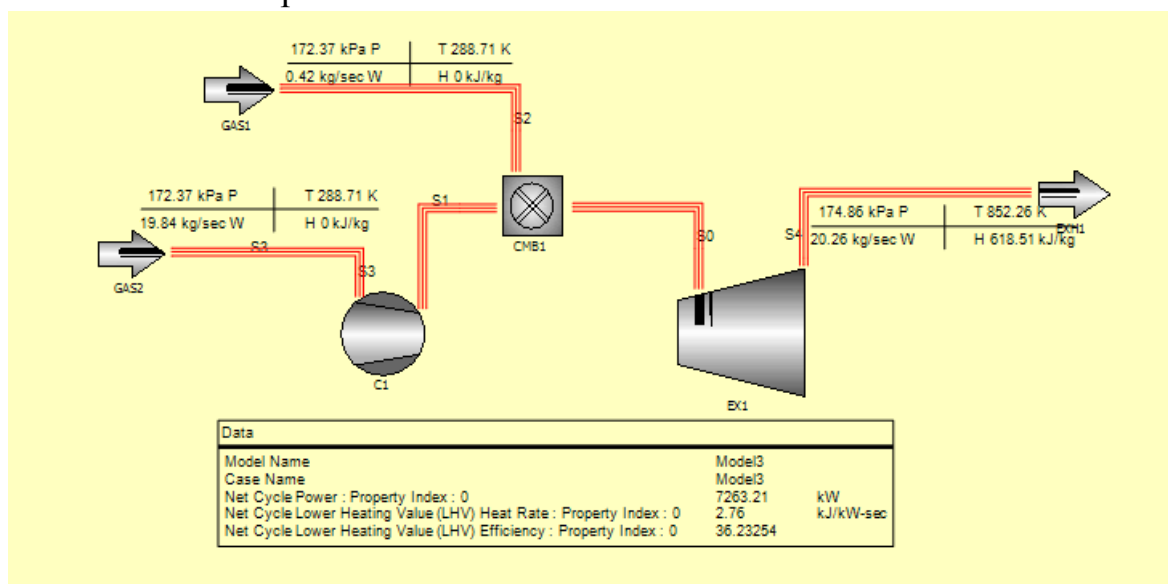


Рисунок 34 – Схема поэлементного моделирования блока ГТУ.

Полученные характеризующие показатели эффективности схемы превышают показатели предыдущего метода. Это можно объяснить

неточностью соответствия двух исследуемых моделей, большей оптимизацией готовой модели GT Turphoon в отличие от настроенной вручную модели блока ГПА.

Так для камеры сгорания можно провести исследование по влиянию на эффективность работы наличия впрыска пара/воды в отсек камеры сгорания (аналогичный пример, проведенный для блочной модели ГТУ – рис. 34).

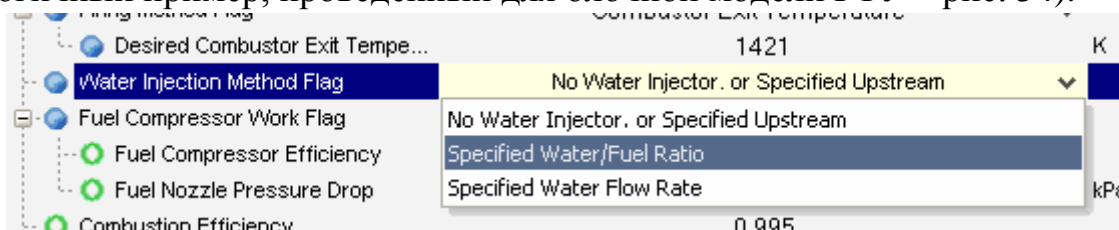


Рисунок 35 – Окно выбора параметров элемента «GT Combustor»

Таким же образом возможно моделирование двухступенчатого сжигания топлива, или двухступенчатого сжатия воздуха в компрессоре, двухступенчатого расширения в турбине и т.д. Преимуществом такого метода можно назвать возможность четко определять необходимые параметры и соответственно четко определять влияние на основные показатели работы блока ГТУ.

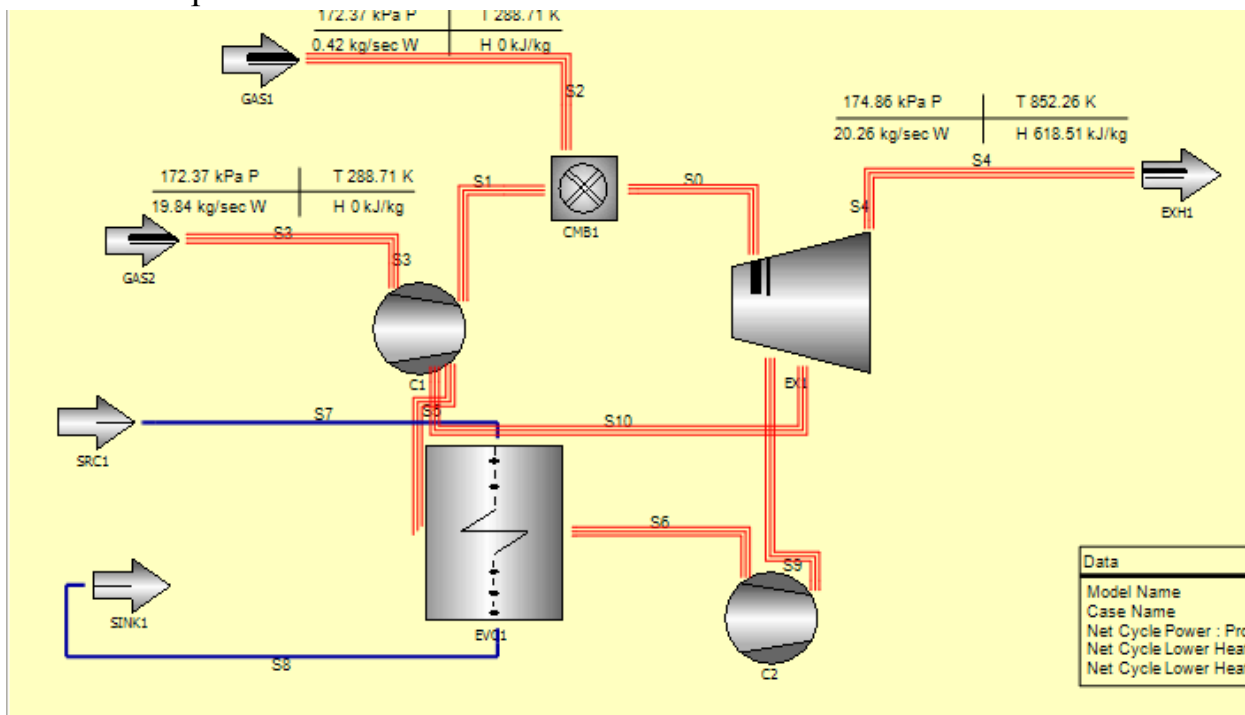


Рисунок 36 – Схема поэлементного моделирования блока ГТУ совместно с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессоре.

Полученные показатели эффективности работы ГПА с включением двухступенчатого сжатия воздуха несколько выше показателей схемы без его включения. Недостатком такого способа являются большие затраты на

инвестиции в дополнительный ДК и ступенчатый охладитель, а также последующее обслуживание.

Включение дожимного компрессора природного газа на входе в камеру сгорания.

Так как все элементы в GC унифицированы, включение дожимного компрессора в систему ГПА расценивается программой как добавление одного из основных элементов блока ГПА. Поэтому некоторые функции визуализации процессов в диаграммах недоступны при наличии разрозненных элементов блока ГПА. Создание ДК (дожимного компрессора) аналогично предыдущим этапам (рис. 37).

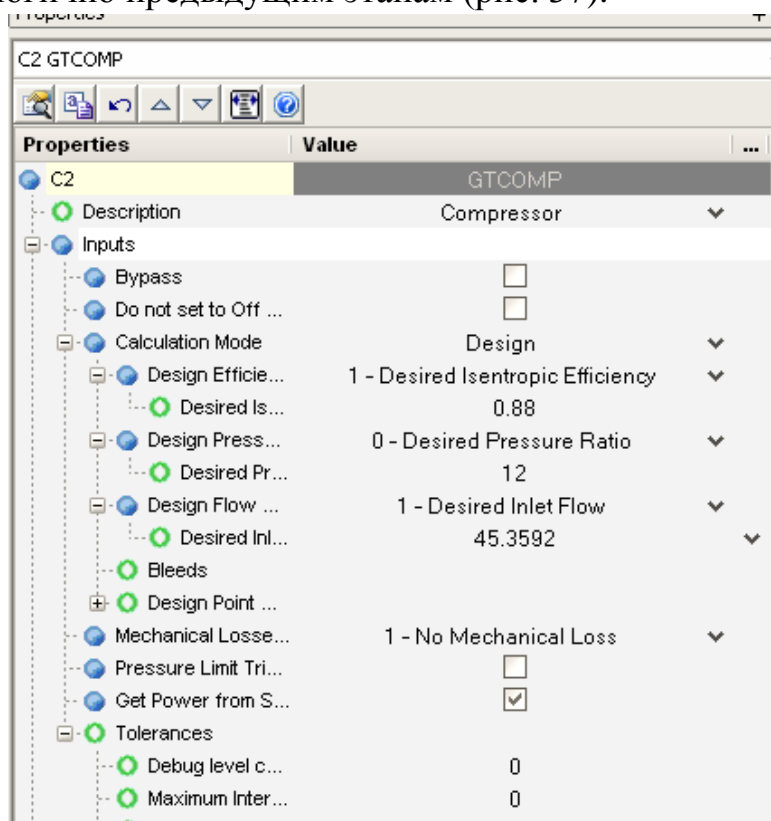


Рисунок 37 – Окно ввода параметров элемента «C2 GTCOMP»

Основной характерный параметр – необходимое сжатие воздуха. Эта величина установлена на уровне 12.



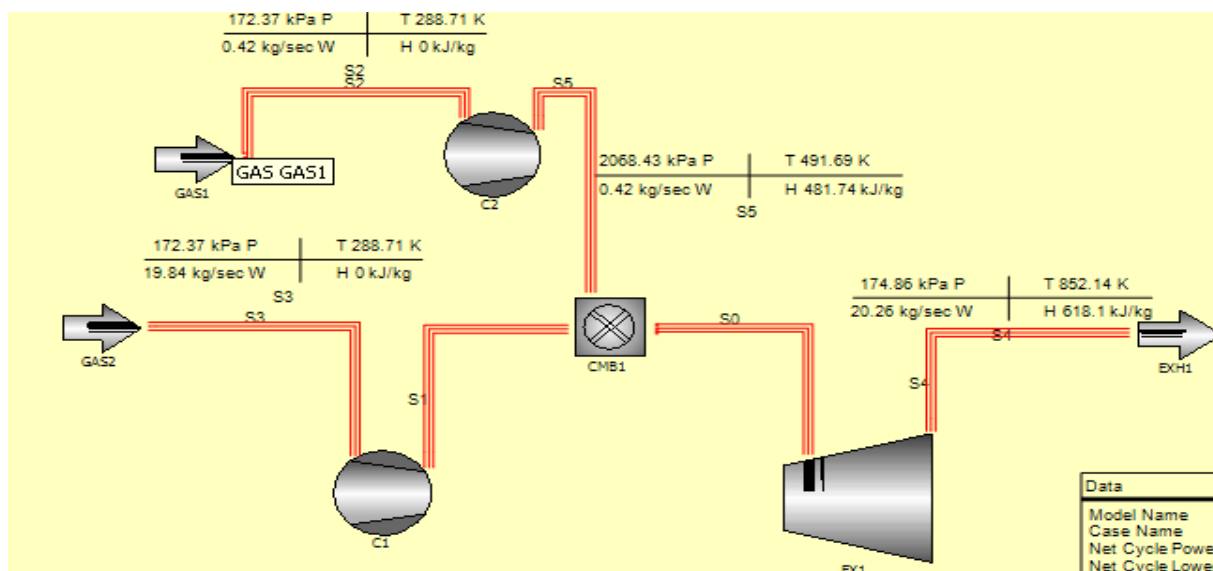


Рисунок 38 – Схема модели блока ГТУ с дожимным компрессором

Полученные характеризующие показатели эффективности схемы (рис. 37) превышают показатели без использования дожимающего компрессора. Прирост КПД ГТУ составляет  $\Delta = 0,98\%$ .

Наряду с весомым преимуществом в возможности детального моделирования каждого элемента, данный метод все же не может эффективно использоваться при быстром моделировании блока ГТУ в составе ГТУ- ПГУ. Это бы потребовало длительного процесса изменения всех параметров для синхронизации всего блока. В оценочных расчетах такая точность не имеет высокой степени важности и не позволит затрачивать такое количество времени на детальную оптимизацию параметров.

### Выводы

На основании проведенного исследования по созданию и оптимизации схем ГТУ в программе, предложен анализ достоинств и недостатков программы.

По итогам работы с программой были подтверждены уникальные преимущества продукта и выявлены определенные сложности в структуре GC, что можно охарактеризовать как недостатки, если рассматривать этот вопрос в контексте практического применения в Казахстане.

Так, однозначно достоинствами программы можно назвать следующие:

- наиболее значимым и, вероятно, основополагающим достоинством программы является применение графических элементов для построения моделей. На основе проведенных исследований это можно отметить как важное преимущество в задаче математического моделирования, так как позволяет создавать схемы на основе визуальных блоков, повышая при этом степень общего восприятия тепловой схемы и скорость её создания;

- удобный интерфейс программы. Разделенные на блоки отдельные команды и функциональные кнопки позволяют использовать сборную пользователь-ориентированную строку меню. Также введены элементы «быстрого вызова» основных команд («горячие клавиши»). Данные нюансы делают программу ориентированной для пользователя и схожей с базовыми моделями управления основных программ среды windows;

- широкий диапазон параметризации отдельных моделей элементов тепловой схемы. В результате работы с программой было поставлено большое количество испытаний ввода/вывода параметров и установлен факт высокой сложности программы. Так, было испытана возможность программы создавать схемы с минимумом задаваемых параметров, а также с расширенным их списком. Однако в ходе исследований не представлялось возможности задать абсолютно все параметры (соответствующие какой-либо определенной задаче), но тем не менее установлен факт возможности программы в конструкторско-проверочных целях, так как диапазон задаваемых параметров удовлетворяет таким требованиям;

- достоинство широкого ряда задаваемых параметров дополняет и возможность проведения различного характера анализа на основе расчета программы. Так в ходе исследования были изучены принципы работы с отчетной документацией, формирующейся программой. Это, в первую очередь, отчет «об ошибках и запуске цикла модели» (error-, log file). На основе данных документов возможно проследить итерационные этапы оптимизации модели; увидеть допущенные ошибки, неверно заданные параметры, вышедшие или являющиеся граничными и принять к рассмотрению предлагаемый программой вариант устранения ошибки;

- ценным достоинством, вбирающим в себя все предыдущие в списке, является возможность создания комбинированных и сложносоставных элементов моделей тепловых схем. Так, в исследовании были рассмотрены варианты создания сложносоставного элемента модели блока ГТУ. Такая возможность позволила детальнее задать необходимые параметры, отследить характеристики каждого из составляющих элементов и, что является достаточно интересным моментов – создать незаложенные в программе модели элементов оборудования.

В ходе проведения исследования было также выявлено несколько характерных особенностей программы, которые в исследовании рассматриваются как недостатки:

- основным недостатком, обусловленным спецификой программы является отсутствие в программе моделей паровых турбин, деаэратора и котлов с заданной параметризацией, т.е. моделей существующих аналогов. Данный фактор усложняет процесс оптимизации и исследования тепловых схем, так как предполагает дополнительные расчеты и поиск необходимой

специальной информации по конкретному элементу (модели) и параметров его работы в различных режимах;

- схожего плана специфическая особенность программы состоит в отсутствии в базе моделей газовых турбин аналогов советского и российского производства. Основной перечень производителей представлен всемирно известными мощными компаниями, такими как Siemens AG, Alstom, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries. Единственным исключением является наличие в базе ГТ 4 моделей турбин украинского производства компании «Машпроект» мощностью около 10 МВт;

- гораздо менее значимыми, но вызывающими определенный дискомфорт при работе являются сложности (количество) задания параметров элементов. При ориентировочном расчете или при неизвестных уточняющих данных по схеме, оказывается, достаточно трудоемко достичь в программе оптимизированного варианта тепловой схемы. Эти затруднения вызывали в основном данные конструкторского характера, т.е. это еще раз показывает высокий уровень емкости структуры программы, но и дополнительные затруднения во введении параметров;

- единственно выверенным явным недостатком программы является невозможность сформировать в ней графические отчеты для сложнокомбинированных схем. В частности, в исследовании была установлена невозможность создания Т-q диаграммы для определенных моделей ПГУ, в составе которых находился один из следующих элементов, нетиповая ГТУ (собранный из отдельных элементов), паровой котел в составе схемы, а также при наличии некоторых дополнительных связей, как например, ввод топлива для ГТУ. Т.е. сформировать Т-q диаграмму возможно только для традиционной схемы ПГУ с КУ.

## **Глава 4 Экономика**

### **4.1 Расчет себестоимости повышения компрессии газа на магистральном газопроводе – «Бухара – Урал»**

#### **Газоперекачивающий агрегат**

Газоперекачивающий аппарат специализирован для увеличения давления и перемещения газа, поступающего из входного коллектора компрессорной станции магистрального газопровода. ГПА находят применение в головных, линейных и дожимных компрессорных агрегатах магистральных газопроводов, а также в подземных метосрождениях газа и в специальных технологических установках. Газоперекачивающий агрегат – это сложная энергетическая установка, состоящая из большого количества частей. ГПА характеризуется мощностью энергетической установки, достигающей до 25 МВт.

Основой (ГТП) является газогенератор, служащий источником сжатых горячих продуктов сгорания для привода свободной (силовой) турбины.

Газогенератор состоит из компрессора, камеры сгорания и турбины привода компрессора. В компрессоре сдавливается атмосферный воздух, который поступает в камеру сгорания, где в него через форсунки подается топливо (для рассматриваемых в отчете энергетических ГТУ, главным бензином является газ, резервным (аварийным) – керосин, реактивное топливо), затем протекает выгорание топлива в потоке воздуха. Продукты сгорания подаются на турбину компрессора (турбину высокого давления) и на свободную турбину, вращающую вал ГТП (в случае одновального ГТП одна общая турбина вращает компрессор и вал ГТП). На лопатках турбины тепловая энергия потока продуктов сгорания превращается в механическую энергию вращения роторов турбины. Мощность, развиваемая турбиной, значительно превосходит мощность, потребляемую компрессором на сжатие воздуха, а также преодоление трения в подшипниках и мощность, затрачиваемую на привод вспомогательных агрегатов. Разность между этими величинами представляет собой полезную мощность на валу ГТП [19].

На валу турбины расположен нагнетатель. (электрический генератор).

#### **Исходные данные для расчёта**

Расчёт себестоимости повышения компрессии газа произведён на МГ «Бухара – Урал». Составляющие производственной себестоимости на МГ «Бухара – Урал» подразделяются на следующие затраты:

- затраты на топливо;
- затраты на текущий ремонт;
- затраты на заработную плату;
- затраты на плату за выбросы;

- затраты на прочие расходы.

Расчет инвестиций проведен по следующей формуле 4.1:

$$Z = (K_{\text{компр}} + K_{\text{ГТУ}} + K_{\text{здание}} + K_{\text{ротор}} + K_{\text{смр}}) + I_{\text{топ}} + I_{\text{тек.рем}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{выбр}} + I_{\text{пр}} \quad (4.1)$$

Где  $K = K_{\text{компр}} + K_{\text{ГТУ}} + K_{\text{здание}} + K_{\text{ротор}} + K_{\text{смр}}$  – капитальные вложения инвестиций;

$K_{\text{компр}}$  – вложения на покупку компрессора;

$K_{\text{ГТУ}}$  – вложения на покупку газотурбинной установки;

$K_{\text{здание}}$  – вложения на приобретение здания;

$K_{\text{ротор}}$  – вложения на покупку ротора;

$K_{\text{смр}}$  – строительно – монтажные работы.

$I_{\text{топ}}$  – издержки на топливо;

$I_{\text{тек.рем}}$  – издержки на текущий ремонт;

$I_{\text{зп}}$  – издержки на заработную плату;

$I_{\text{выбр}}$  – издержки за оплату выбросов ПГ в атмосферу;

$I_{\text{пр}}$  – издержки на прочие затраты.

Расчет себестоимости произведен для Магистральной газотранспортной инфраструктуры «Бухара – Урал» с пропускной способностью  $G^{\text{пр}} = 8$  млрд. м<sup>3</sup>/год, протяженностью 4464 км (оператор «Интергаз Центральная Азия»). Приводом компрессора в этом газоперекачивающем агрегате является турбина EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World).

Основные параметры энергетической ГТУ EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World):

- частота – 50/60 Hz;
- полезная мощность – 5,25 МВт;
- КПД, брутто – 30,2%;
- степень сжатия – 14,8;
- расходы выхлопных газов – 20,3 кг/с;
- температуры выхлопных газов – 537 С.

Используя программный продукт Gate Cycle спроектируем модель ГТУ EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World), устанавливая вышеперечисленные параметры (см. рисунок 39)

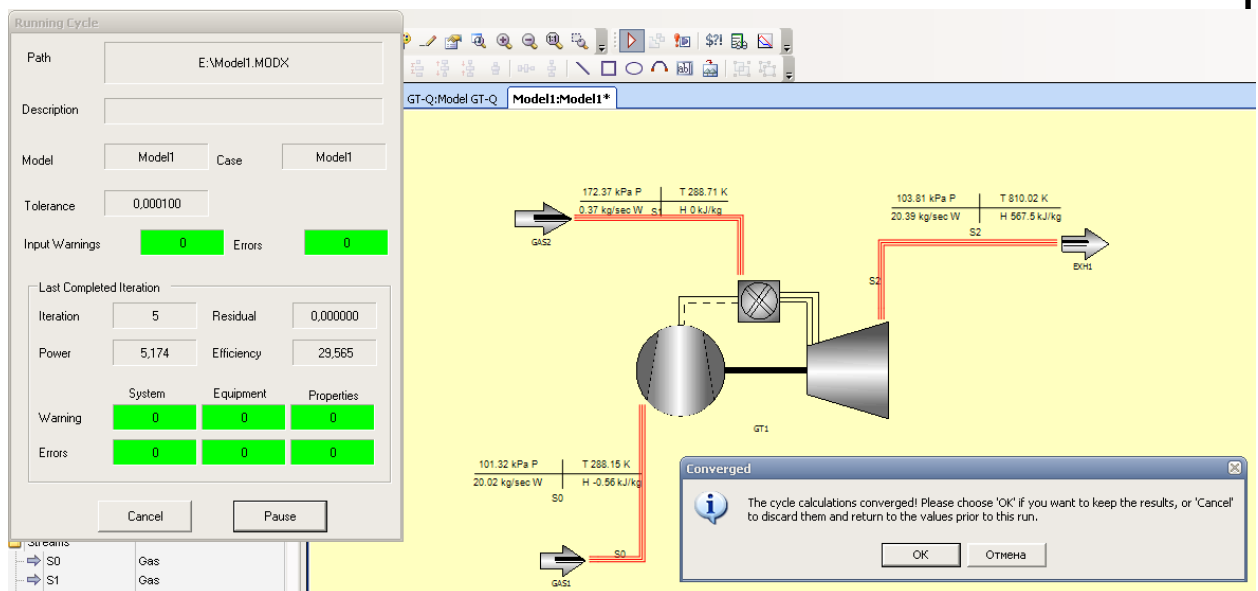


Рисунок 39 – Модель ГТУ Турбоон 5.25

Выставляя выходные параметры выхлопных газов ( $G=20,3$  кг/с и  $t=537$  °C= $810$  K), программа автоматически подбирает из 100 итераций лучший вариант значений входных параметров, таких как:

- окружающего воздуха:  
 $G=20,02$  кг/с= $16,83$  м<sup>3</sup>/с,  $t=15$  °C,  $p=101,32$  кПа.
- природный газ:  
 $G=0,4$  кг/с= $0,5$  м<sup>3</sup>/с,  $t=15$  °C,  $p=172,37$  кПа.

Цена и расход сжигаемого топлива за 2013 год:

Расход природного газа, который использовался для привода компрессора, отбираемого из магистрали, составлял за 2013 год  $G^{c.H.}=7776$  тыс. м<sup>3</sup>/год.

Цена природного газа –  $C=10240$  тенге/тыс. м<sup>3</sup>

С учетом отбора из магистрали природного газа на собственные нужды, объем перекачиваемого газа составит:  $G^H = 8000$  млн. м<sup>3</sup> –  $7,77$  млн. м<sup>3</sup> =  $7,992$  млрд. м<sup>3</sup>.

### Определение капитальных вложений на строительство ГПА.

Для возведения и применения ГПА необходимы денежные средства. Для возведения аппарата применяются, так называемые, капитальные вложения, составляющие основные производственные фонды, а для ее эксплуатации требуются оборотные средства. Главные фонды имеются средства труда, которые неоднократно участвуют в производственном процессе, сохраняя при этом свою натурально-вещественную форму, исполняют одну и ту же функцию в течение нескольких производственных циклов и переносят свою стоимость на производственную продукцию постепенно по частям и в виде амортизационных отчислений.

В современной экономике наиболее часто стал использоваться термин инвестиции. Инвестиции – это вложения в капитал, как денежный, так и в реальный. Инвестиции в воспроизводство основных производственных

фондов и связанные с этим изменения оборотного капитала называются капитальными вложениями. Его понятие инвестиции более широко трактует термин капитальные вложения и не имеет ограничений по месту и форме их вложений.

Основными видами инвестиций являются:

-капитальные вложения, осуществляемые в виде вложения финансовых и материально-технических ресурсов в воспроизводство основных фондов, нового строительства, расширения, технического перевооружения и поддержания действующего производства;

-вложение средств в создание материально-технических запасов;

- денежные средства в форме акций, облигаций и остальных значимых бумаг, а также издержки на приобретение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельца на часть собственности и прибыли предприятия, выпускавшего эти документы, ценные бумаги, акции, облигации).

Следовательно, что термины инвестиции, капитальные инвестиции и основные производственные фонды имеют очень много общего и имеют все шансы быть почти синонимами, но они имеют и экономические различия. В большинстве литературы по экономике энергетики при определении себестоимости энергетической продукции чаще всего применяется термин основные производственные фонды, при этом ряд авторов придерживается терминов капитальные вложения или инвестиции.

По натурально-вещественному составу все основные производственные фонды в зависимости от назначения в производственном процессе и сроков службы делятся на следующие группы:

- здания, сооружения, цеха, туннели;

- передаточные устройства (нефте-газо-водопроводы, ЛЭП);

- машины и оборудование;

- транспортные средства (автотранспорт, жд);

- производственный и хозяйственный инвентарь;

- земельные ресурсы (при наличии их стоимостной оценки), находящиеся в собственности предприятий, и прочие основные фонды.

Эти составляющие основных производственных фондов характерны для энергетики.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используются данные проектов по строительству ГПУ аналогичного типа. На основе данных проектно-сметной документации, вся величина капитальных вложений в строительство ГПА делится на ее установленную мощность и получают показатель капитальных вложений [20].

Основные капитальные вложения идут на приобретение:

• компрессора;

• газотурбинной установки;

- здание;
- ротор;
- строительно – монтажные работы.

Капитальные вложения в строительство ГПА рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{\text{ГПА}} = K_{\text{компр}} + K_{\text{ГТУ}} + K_{\text{здание}} + K_{\text{ротор}} + K_{\text{смп}} \quad (4.2)$$

Стоимость нагнетателя природного газа НЦ 340 – 81 – 4 (частота вращения – 12 700 об/мин, диаметр вала – 72 мм):

$$K_{\text{компр}} = 20,3 \text{ млрд. тенге.}$$

Стоимость газотурбинной установки EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World):

$$K_{\text{ГТУ}} = 37,1 \text{ млрд. тенге.}$$

Личные строения каркасно – панельного типа для газоперекачивающих агрегатов имеют размеры в плане 5,8x24 м. При поточно – совмещенном методе монтаж этих зданий ведут по двум захватам. В каждую захватку входят по четыре индивидуальных здания. Причем возведение индивидуальных зданий для ГПА, так же, как и общих зданий, может осуществляться как до начала монтажа газоперекачивающего агрегата, так и после его окончания. Монтаж каркасов индивидуальных зданий, как и для описанных выше общих зданий, обычно ведут из укрупненных блоков колонн, покрытия, опорной рамы под воздухозаборные шахты. Примем квадратный метр здания – 200\$.

Стоимость здания ГПА найдем по формуле 4.3:

$$K_{\text{зд}} = 200\$/\text{м}^2 \quad (4.3)$$

Так как площадь ГПА  $S \approx 501 \text{ м}^2$

Тогда по условию (4.3) получим:

$$K_{\text{зд}} = 200 * 250 * 501 = 25,05 \text{ млн. тенге.}$$

Стоимость ротора, который переводит крутящий момент от ГТУ на компрессор:

$$K_{\text{ротор}} = 24 \text{ млн. тенге [21].}$$

Строительно – монтажные работы занимают 20% от суммы выше перечисленных капитальных вложений и вычисляются по формуле (4.4):

$$K_{\text{смп}} = 0,2 * (K_{\text{компр}} + K_{\text{ГТУ}} + K_{\text{зд}} + K_{\text{ротор}}) \quad (4.4)$$

$$K_{\text{смп}} = 0,2 * (20,3 + 37,1 + 0,025 + 0,024) = 11,48 \text{ млрд. тенге.}$$

Тогда по формуле (4.2)



$$K_{ГПА} = K_{компр} + K_{ГТУ} + K_{здание} + K_{ротор} + K_{смр} = 20,3 + 37,1 + 0,025 + 0,024 + 11,48 = 68,92 \text{ млрд. тенге.}$$

Амортизационные отчисления предполагают собой валютное возмещение физического и нравственного износа оснащения и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного. Амортизационные отчисления берутся в проценте от величины суммарных капитальных вложений в станцию. На каждый тип элемента установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе.

Так как оборудования в газоперекачивающем агрегате имеют различные сроки физического и морального износа и себестоимости, то и амортизации соответственно не одинаковы. В среднем нормы амортизационных отчислений всего оборудования принимаются в размере 5,5% от величины  $K_{ГПА}$  (капитальных вложений).

$$I_{ao} = 0,055 \cdot K, \text{ млн.тенге} \quad (4.5)$$

$$I_{ao} = 0,055 \cdot 68,92 = 3,75 \text{ млрд. тенге.}$$

#### Определение затрат на проведение текущего ремонта

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии и определяется в размере:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao}, \text{ млн.тенге} \quad (4.6)$$

Где  $I_{ao}$  – амортизационные отчисления.

Тогда затраты на проведение текущего ремонта по формуле (4.6):

$$I_{рем} = 0,15 \cdot 3,75 = 0,56 \text{ млрд. тенге.}$$

#### Определение затрат на топливо

Газотурбинный аппарат охватывает две системы топливоподачи для подачи топлива (природного газа) в основную камеру сгорания и во внешнюю камеру сгорания. Две системы топливоподачи подключены к газовой магистрали. Основная система топливоподачи включает в себя основной топливопровод, подключенный к газовой магистрали, и содержит клапан и регулятор, а ее выход приоседняется с кольцевым коллектором. Кольцевой коллектор соединен с форсунками основной камеры сгорания.

Дополнительная схема топливоподачи включает дополнительный топливопровод с регулятором, который устанавливается с форсунками. К внешней камере сгорания подсоединен воздушный трубопровод с регулятором расхода воздуха.

Как известно для газоперекачивающих агрегатов основную долю в производственной себестоимости занимают затраты на топливо. Для определения затрат на топливо будем использовать формулу 4.7:

$$I_T = V * C_T. \quad (4.7)$$

Цена потребления природного газа, отбираемого из магистрали на собственные нужды, то есть, на привод компрессора имеет значение себестоимости  $C_T = 10240$  тенге/тыс. м<sup>3</sup> = 10,24 тенге/м<sup>3</sup>. Не облагается налогом на добавленную стоимость. Потребление природного газа  $V = 7776$  тыс. м<sup>3</sup>/год.

По формуле (4.7) получим:

$$I_T = 7776 * 10240 = 79\,626\,240 \text{ тенге/год} = 79,62 \text{ млн. тенге/год.}$$

### **Определение платы за выбросы**

Вследствие того, что на МГ «Бухара – Урал» в недавнем времени была произведена замена устройства камеры сгорания и выбросы от ГПА значительно снизились. Соответственно и плата за выбросы также снизилась. По данным МГ «Бухара – Урал» за 2013 год удельная плата за выбросы составила  $Z_{\text{выб.}} = 52$  тенге/тыс. м<sup>3</sup>. В расчете для 2013 года примем удельную плату за выбросы  $Z_{\text{выб.}} = 50$  тенге/тыс. м<sup>3</sup>. Тогда плату за выбросы найдём по формуле:

$$I_{\text{выб.}} = Z_{\text{выб.}} * G^{\text{п}} \quad (4.8)$$

По формуле (4.8) получим:

$$I_{\text{выб.}} = 50 * 7776 = 0,388 \text{ млн. тенге}$$

### **Определение затрат на заработную плату**

Для того, чтобы найти издержки на заработную оплату промышленно-производственного персонала (ППП) ГПА, занимающегося на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. Его численность зависит, в основном, от мощности и количества основного энергооборудования.

Так как газоперекачивающая конструкция располагается в использовании 24 часа/сутки, рабочий персонал работает в 3 смены по 8 часов, для чего необходимо для каждой смены по 16 человек. А также Административно – управленческий персонал – 5 человек.

Тогда численность промышленно – производственного персонала будет 53 человека, согласно фактических данных о численности работающих на некоторых ГПА Казахстана, можно рекомендовать принимать для ГПА «Бухара – Урал» установленной мощностью 5,25 МВт  $\approx 50$  человек/МВт, что доказывает правильность расчета [21].

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{\text{зно}}$ ), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные

ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

- начисления на заработную плату ( $I_{зпн}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Основную заработную плату рабочих примем  $I_{зпо} = 1$  млн. тенге/чел. год

Дополнительная заработная плата принимается как  $I_{зпд} = 11\% * I_{зпо}$

Начисления на заработную плату принимаются как  $I_{зпн} = 20\% * (I_{зпд} + I_{зпо})$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге} \quad (4.9)$$

$$(I_{зпд} = 11\% * I_{зпо} \Rightarrow I_{зпд} = I_{зпо} * 0,11 = 110 \text{ тыс. тенге.})$$

$$I_{зпн} = 20\% * (I_{зпо} + I_{зпд}) \Rightarrow I_{зпн} = 0,20 * (110 + 1000) = 222 \text{ тыс. тенге.}$$

$$I_{зп} = 110 + 1000 + 222 = 1,332 \text{ млн. тенге/чел;}$$

$$I_{зп}^0 = 1,332 * 53 = 53,28 \text{ млн. тенге.}$$

### **Определение затрат на прочие расходы**

Эта составляющая предусматривает затраты на Административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, затраты по содержанию зданий, расходы по охране труда) [22].

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{пр} = 0,1 * (I_{ао} + I_{зп} + I_{тр}) \quad (4.10)$$

Тогда, по формуле (4.10) получим:

$$I_{пр} = 0,1 * (I_{ао} + I_{зп} + I_{тр}) = 0,1 * (3750 + 53,28 + 560) = 415,5 \text{ млн. тенге.}$$

Т а б л и ц а 4 – Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, млн. тенге
Стоимость топлива $I_T$	79,62
Фонд заработной платы $I_{зп}$	53,28
Амортизационные отчисления $I_{ао}$	3750
Ремонт $I_{тр}$	560
Плата за выбросы $I_{вб}$	0,39
Прочие расходы $I_{пр}$	415,5
Итого затрат	4 858,8

Видно, что наибольшая составляющая затрат приходится на амортизационные отчисления (77%), что объясняется высокой стоимостью используемых на ГПА основных производственных фондов.

Себестоимость повышения компрессии перекачиваемого природного газа в ГПА найдём по формулам:

$$S_{\Gamma} = (I_T^{\Gamma} + I_{зп}^{\Gamma} + I_{ао}^{\Gamma} + I_{рем.}^{\Gamma} + I_{выб.}^{\Gamma} + I_{пр.}^{\Gamma}) / G^{\Pi} \quad (4.11)$$

По формуле (4.11) получим:

$$S^{\Gamma} = 4\,858,8 \text{ млн. т} / 7\,992 \text{ млн. м}^3 = 0,607 \text{ тенге/м}^3 = 607,8 \text{ тенге/тыс. м}^3.$$

Общая протяженность магистрального газопровода «Бухара - Урал» в одностороннем исчислении составляет 4464 километра труб диаметром 1020 мм., построено 17 компрессорных станций, 22 газораспределительные станции. Одна компрессорная станция перекачивает природный газ на заданном уровне давления на расстояние 260 км.

Для того чтобы транспортировать природный газ на 4464 км потребуется использовать на собственные нужды 132,1 млн. м<sup>3</sup>/год природного газа для компрессорных станций, отбираемого из магистрали. Фактический объем перекачиваемого природного газа – 7867,9 млн. м<sup>3</sup>.

Исходя из того, что на Магистральном газопроводе – «Бухара – Урал» установлено 17 компрессорных станций, то суммарные затраты на транспортировку природного газа на расстояние 4464 км будут составлять:

$$S^{\Gamma(\text{ГПА БУХАРА - УРАЛ})} = S^{\Gamma} * 17 \quad (4.12)$$

Тогда по формуле 4.12 получим:

$$S^{\Gamma(\text{ГПА БУХАРА - УРАЛ})} = 607,8 * 17 = 10\,332,6 \text{ тенге/тыс. м}^3 = 10,33 \text{ тенге/м}^3$$

Известно, что в цене на природный газ, наибольшая составляющая приходится на транспортировку газа, и естественно, что чем длиннее газопровод, тем доля этих затрат будет выше.

В нашем случае видно, что затраты на транспортирование природного газа по магистральному газопроводу находится в соответствии с ценой реализации природного газа потребителям.



## **Глава 5 Безопасность жизнедеятельности**

### **5.1 Анализ влияния парниковых газов от ГПА на жизнедеятельность**

#### **Газоперекачивающий агрегат**

Газоперекачивающий агрегат предназначен для повышения давления и перемещения газа, поступающего из входного коллектора компрессорной станции магистрального газопровода. ГПА находят применение в головных, линейных и дожимных компрессорных станциях магистральных газопроводов, а также в подземных хранилищах газа и в специальных технологических установках. Газоперекачивающий агрегат – это сложная энергетическая установка, состоящая из множества элементов.

Основой (ГТП) является газогенератор, служащий источником сжатых горячих продуктов сгорания для привода свободной (силовой) турбины.

Газогенератор состоит из компрессора, камеры сгорания и турбины привода компрессора. В компрессоре сжимается атмосферный воздух, который поступает в камеру сгорания, где в него через форсунки подается топливо (для рассматриваемых в отчете энергетических ГТУ, основным топливом является газ, резервным (аварийным) – керосин, реактивное топливо), затем происходит сгорание топлива в потоке воздуха. Продукты сгорания подаются на турбину компрессора (турбину высокого давления) и на свободную турбину, вращающую вал ГТП (в случае одновального ГТП одна общая турбина вращает компрессор и вал ГТП). На лопатках турбины тепловая энергия потока продуктов сгорания превращается в механическую энергию вращения роторов турбины. Мощность, развиваемая турбиной, существенно превышает мощность, потребляемую компрессором на сжатие воздуха, а также преодоление трения в подшипниках и мощность, затрачиваемую на привод вспомогательных агрегатов. Разность между этими величинами представляет собой полезную мощность на валу ГТП [19].

На валу турбины расположен нагнетатель. (электрический генератор).

#### **Расчет парниковых газов в ГПА**

Расчет объемов парниковых газов будем производить для Магистральной газотранспортной инфраструктуры «Бухара – Урал» с пропускной способностью 8 млрд. м<sup>3</sup>/год, протяженностью 1 576 км (оператор «Интергаз Центральная Азия»). Приводом компрессора в этом газоперекачивающем агрегате является турбина EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World).

Основные параметры энергетической ГТУ EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World):

- частота – 50/60 Hz;

- полезная мощность – 5,25 МВт;
- КПД, брутто – 30,2%;
- степень сжатия – 14,8;
- расходы выхлопных газов – 20,3 кг/с;
- температуры выхлопных газов – 537 °С.

Используя программный продукт Gate Cycle спроектируем модель ГТУ EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World), устанавливая вышеперечисленные параметры (см. рисунок 39)

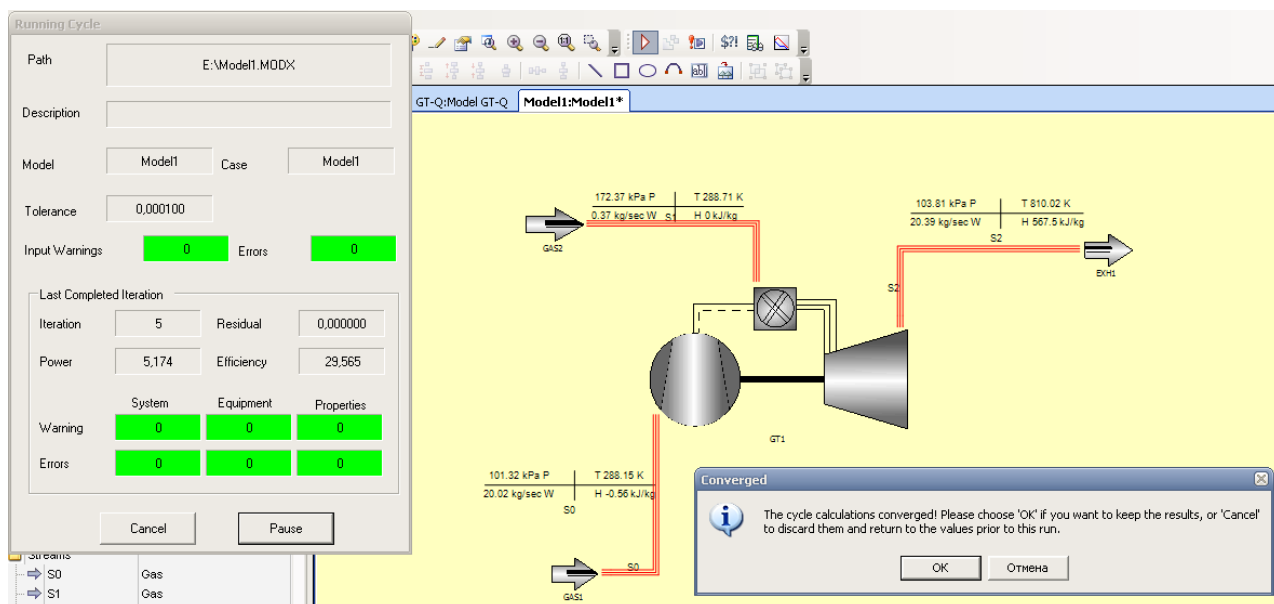


Рисунок 39 – Модель ГТУ EGT Typhoon 5.25 (97 Gt World).

Выставляя выходные параметры выхлопных газов ( $G=20,3$  кг/с и  $t=537^{\circ}\text{C}$ ,  $T=810$  К), программа автоматически подбирает из 100 итераций лучший вариант значений входных параметров, таких как:

- окружающего воздуха:  
 $G=20,02$  кг/с,  $G v=16,83$  м<sup>3</sup>/с,  $t=15^{\circ}\text{C}$ ,  $p=101,32$  кПа.
- природный газ:  
 $G=0,4$  кг/с,  $t=15^{\circ}\text{C}$ ,  $p=172,37$  кПа.

Расход природного газа, который идет на привод компрессора составит  $G=6,22$  млн. кг/год,  $G v=7,77$  млн. м<sup>3</sup>/год (плотность = 0,8 кг/м<sup>3</sup>), при условии, что ГПА будет работать 12 часов в сутки, 30 дней, 12 месяцев.

Состав природного газа:  $\text{N}_2 = 0,0147\%$ ,  $\text{CO}_2 = 0,0068\%$ ,  $\text{CH}_4 = 0,8708\%$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 = 0,0783\%$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,0294\%$ .

В данном разделе приводится методика расчета выбросов парниковых газов от энергетической деятельности, связанной со сжиганием топлива. При проведении инвентаризации выбросов парниковых газов от сжигания топлива с целью производства энергии (электричества, тепла и повышения компрессии) и для собственных нужд предприятия оцениваются выбросы газов с прямым парниковым эффектом – двуокиси углерода ( $\text{CO}_2$ ), метана ( $\text{CH}_4$ ) и закиси азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ).



В процессе сжигания топлива большая часть углерода выбрасывается непосредственно в виде  $CO_2$ . Другие газы ( $CH_4$  и  $N_2O$ ) также оцениваются. Весь высвободившийся углерод рассматривается в качестве выбросов  $CO_2$ . Неокислившийся углерод, остающийся в виде твердых частиц, сажи или золы, исключается из общих показателей выбросов парниковых газов путем умножения на коэффициент окисления углерода в топливе (который показывает долю сгоревшего углерода) [23].

### **Выбросы двуокиси углерода**

Выбросы двуокиси углерода при стационарном сжигании горючего считаются результатом высвобождения углерода из топлива в ходе его сгорания и зависят от содержания углерода в топливе. Содержание углерода в горючем считается физико-химической характеристикой, присущей каждому конкретному виду топлива и не зависит от процесса или условий сжигания топлива.

Любое горючее владеет определенными химико-физическими характеристиками, которые воздействуют на горение, такие, как значение  $ТНЗ$ , и содержание углерода. Содержание углерода в топливе может определяться в лаборатории на предприятии, что позволяет рассчитать собственный коэффициент выбросов двуокиси углерода и получить более точное значение выбросов. Внедрение личных коэффициентов выбросов предпочтительнее усредненных коэффициентов, указанных в методике

Расчет выбросов  $CO_2$  при сжигании топлива разбивается на следующие шаги:

1) практически потребленное количество каждого вида топлива по каждой установке в натуральных единицах (т,  $m^3$ ) для соответствующего вида продукции умножается на коэффициент его теплосодержания  $ТНЗ$  (ТДж/т,  $m^3$ );

2) полученное произведение (расход топлива в энергетических единицах – ТДж) умножается на коэффициент выбросы углерода (т  $C/ТДж$ );

3) полученное произведение корректируется на неполное сгорание топлива – умножается на коэффициент окисления углерода (отношение  $CO_2:CO$ );

4) перерасчет выбросов углерода в выбросы  $CO_2$  – путем умножения откорректированного углерода на 44/12.

Расчет выбросов  $CO_2$  для каждого вида топлива для отдельных источников (установок для сжигания) производится по формуле:

$$E = M \times K_1 \times ТНЗ \times K_2 \times 44/12 \quad (5.1)$$

где:  $E$  - годовой выброс  $CO_2$  в весовых единицах (тонн/год);

$M$  - фактическое потребление топлива за год (тонн/год);

$K_1$  - коэффициент окисления углерода в топливе (показывает долю сгоревшего углерода), таблица 5;

$ТНЗ$  - теплотворное нетто-значение (Дж/тонн);

$K_2$  - коэффициент выбросов углерода (тонн/Дж);

44/12 - коэффициент перерасчета углерода в углекислый газ (молекулярные размеры соответственно: углерод - 12 г/моль,  $O_2 = 2 \times 16 = 32$  г/моль,  $CO_2 = 44$  г/моль) [24].

При сжигании топлива не весь содержащийся в нем углерод окисляется до  $CO_2$ . Учет неполного сгорания топлива производится с помощью коэффициента окисления углерода  $K_1$ . Средние значения  $K_1$  представлены в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Коэффициенты окисления углерода ( $K_1$ ).

Вид топлива	Коэффициент окисления углерода ( $K_1$ )
Уголь	0,98
Нефть и нефтепродукты	0,99
Газ	<b>0,995</b>

Для перевода потребленного количества топлива в энергетические единицы его масса умножается на его теплотворное нетто-значение ( $ТНЗ$ ). Для получения эмиссий углерода полученное количество потребленного топлива умножается на коэффициент выбросы углерода. Значения  $ТНЗ$  и коэффициентов выбросы углерода для видов топлива, используемых в Казахстане, приведены в таблице 6.

Т а б л и ц а 6 – Коэффициенты низших теплотворных нетто – значений –  $ТНЗ$  и коэффициенты выброса углерода для видов топлива в Казахстане.

Виды топлива	$ТНЗ$ , ТДж/тыс.т	Коэффициент выбросы углерода, $K_2$ , тС/ТДж
Сырая нефть	40,12 <sup>CS</sup>	20,31 <sup>CS</sup>
Газовый конденсат		

Таблица 6 – Продолжение.

Топливо нефтяное (мазут)	41,15 <sup>CS</sup>	20,84 <sup>CS</sup>
Мазут флотский		
Пропан и бутан сжиженные	47,31 <sup>D</sup>	17,2 <sup>D</sup>
Углеводородные сжиженные газы		
Прочие виды топлива	29,309 <sup>D</sup>	20 <sup>D</sup>
Коксующийся уголь карагандинского бассейна	24,01 <sup>CS</sup>	24,89 <sup>CS</sup>
Уголь каменный	17,62 <sup>PS</sup>	25,58 <sup>PS</sup>
Лигнит (бурый уголь)	15,73 <sup>PS</sup>	25,15 <sup>PS</sup>
Кокс и полукокс из каменного угля	25,12 <sup>D</sup>	29,5 <sup>D</sup>
Коксовый газ	16,73 <sup>PS</sup>	13 <sup>D</sup>
Доменный газ	4,19 <sup>PS</sup>	66 <sup>D</sup>
Газ природный	<b>34,78<sup>CS</sup></b>	<b>15,04<sup>CS</sup></b>

$M = 6,22$  тыс. тонн/год;

$K_1 = 0,995$ ;

$ТНЗ = 39,02$  ТДж/млн. м3;

$K_2 = 15,04$  тС/ТДж.

Сведем данные в рабочий лист 7 для расчетов выбросов CO<sub>2</sub>:  
 Рабочий лист 7 – Расчет выбросов CO<sub>2</sub>.

Рабочий лист 7										
Расчет выбросов CO <sub>2</sub> .										
Подмодуль	CO <sub>2</sub> от сжигания газа									
Страна	Казахстан									
Рабочий лист	7 Поэтапные расчеты									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Вид топлива	Кол-во потребляемого топлива, м <sup>3</sup> /год	Переводной множитель, ТДж/млн.м <sup>3</sup>	Потребление, ТДж (A*B)	КЭУ (т С/ТДж)	Содержание углерода, т С (C*D)	Содержание углерода, Гг С (C*D)/10 <sup>3</sup>	Фракция окисленного углерода	Фактические выбросы углерода, Гг С (G*F)	Фактические выбросы, Гг CO <sub>2</sub> (H*44)/12	Фактические выбросы, т CO <sub>2</sub> (I*10 <sup>3</sup> )
Природный/путный газ	7,77 млн.	39,02	303,18	15,04	4559,82	4,559	0,995	4,537	16,63	16635

## Выбросы метана и закиси азота

Выбросы таких газов как метан ( $CH_4$ ) и закись азота ( $N_2O$ ) считаются результатом неполного сгорания топлива. Главными причинами, характеризующими масштабы выбросов газов  $CH_4$  и  $N_2O$  из стационарных источников, считаются характеристики топлива, тип технологии и меры контроля выбросов.

Главная часть выбросов метана от производства энергии применяется на сжигание угля малого качества, несмотря на то, что доля производства самой энергии при этом сжигании мала. Основным и единственным источником закиси азота в категории «Энергетическая деятельность» является подкатегория «сжигание топлива».

В основу оценки выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  приложено применение данных о сжигании всех видов топлива, количество которого выражено в энергетических единицах измерения (Дж, ТДж и т.п.).

Выбросы газов, отличных от  $CO_2$ , сильно зависят от технологии сжигания и условий применения аппарата. Поэтому при расчетах выбросов метана и закиси азота при сжигании ископаемых видов топлива следует подразделять сжигание топлива по основным видам деятельности и установкам для сжигания.

Оценка выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  производится на основе учетных данных предприятий о количестве сожженного топлива. Расчет подразделяется на 4 шага:

1. определение количества ежегодно сжигаемого топлива для каждого предприятия путем перевода топлива в натуральном выражении в энергетические единицы – джоули (Дж), терра-джоули (ТДж) и т.д.;
2. умножение на коэффициент выбросов метана или закиси азота для каждого вида топлива;
3. определение выбросов каждого газа;
4. преобразование выбросов в эквивалент  $CO_2$  путем умножения на ППП каждого газа [25].

Каждый из шагов повторяется для каждого газа ( $CH_4$ ,  $N_2O$ ).

Расчетная формула:

$$E = M \times THZ \times K_3 \quad (5.2)$$

где:

$E$  - годовой выброс парникового газа (тонн/год);

$M$  - количество сжигаемого в год топлива (тонн/год);

$THZ$  - теплотворное нетто-значение для сжигаемого вида топлива (Дж/тонн), табл. 6;

$K_3$  - коэффициенты выбросов парниковых газов,  $CH_4$  или  $N_2O$ , (кг/ТДж).

Перевод выбросов метана или закиси азота в  $CO_2$  эквивалент производится путем умножения на 21 для  $CH_4$  и на 310 для  $N_2O$ .

Для расчета выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  от сжигания топлива, разделенного на 4 основные группы (уголь, природный газ, нефть и нефтепродукты), а также для основных источников выбросов ПГ категории «Энергетическая

деятельность» были взяты факторы выбросы по умолчанию из Руководства МГЭИК, 1996.

Т а б л и ц а 8 - Факторы эмиссий (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O), применяемые в Казахстане для расчетов, кг/ТДж

Основные источники	Коэффициент выбросы CH <sub>4</sub> , K <sub>3</sub>			Коэффициент выбросы N <sub>2</sub> O, K <sub>3</sub>		
	Уголь	Газ	Нефть и нефтепродукты	Уголь	Газ	Нефть и нефтепродукты
Сжигание топлива	1	1	3	1,4	0,1	0,6
Автотранспорт		50	20(б) 5(д)		0,1	0,6(б) 0,6(д)

Примечание: (б) – бензин;

(д) – дизельное топливо.

*Данные о деятельности (количество сожженного топлива)*

Для расчетов выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O используются те же данные о деятельности в категории «Энергетическая деятельность», что и для расчетов эмиссий CO<sub>2</sub>, но только все виды используемых топлив в Казахстане объединены в 4 основные группы: уголь, газ, нефть и нефтепродукты.

$$K_3(\text{CH}_4) = 1;$$

$$K_3(\text{N}_2\text{O}) = 0,1.$$

Рабочий лист 9 – Расчет выбросов N<sub>2</sub>O.

Рабочий лист 9					
Расчет выбросов N <sub>2</sub> O.					
Подмодуль		Отличные от CO <sub>2</sub> выбросы (N <sub>2</sub> O) от сжигания углеводородов			
Страна		Казахстан			
Рабочий лист		9			
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>
Вид топлива	Потребление, ТДж	Коэффициенты выбросов закиси азота (кг/ТДж)	Выбросы N <sub>2</sub> O (кг)	Всего выбросов N <sub>2</sub> O (Гг)/10 <sup>6</sup>	Всего выбросов N <sub>2</sub> O (т)*10 <sup>3</sup>
Природный/попутный газ	303,18	0,1	30,31	3,03E-05	0,0303

Всего выбросы N<sub>2</sub>O, тонн в CO<sub>2</sub> – эквивалента: 0,0303\*310=9,39 т.

Рабочий лист 10 – Расчет выбросов CH<sub>4</sub>.

Рабочий лист 10								
Расчет выбросов CH <sub>4</sub> при сжигании								
Подмодуль			Выбросы CH <sub>4</sub> от сжигания					
Страна			Казахстан					
Рабочий лист			10 Поэтапные расчеты					
A			B	C	D	E	F	G
Год.	Вид топлива	Кол-во потребляемого топлива, газ - м <sup>3</sup> /год,	Коэффициент летучих выбросов	Концентрация CH <sub>4</sub> , газ-м <sup>3</sup> , нефть-т (A*B)	Плотность метана, кг/м <sup>3</sup>	Выбросы CH <sub>4</sub> , т (D*C)	Переводной коэффициент в CO <sub>2</sub>	Всего выбросы CH <sub>4</sub> , т CO <sub>2</sub> -эквивалента (F*E)
	Природный/попутный газ	7,77 млн.	0,005	0,0388 млн.	0,72	28	21	587,4

Всего выбросы CH<sub>4</sub>, тонн в CO<sub>2</sub> – эквивалента: 28\*21=**587,4 тонн.**

## **Выводы**

На основании полученных данных, выбросы парниковых газов для фактического потребления топлива (природного газа – 6,22 млн. кг/год) составляют:

- выбросы  $\text{CO}_2$  – 16 635 т;
- выбросы  $\text{N}_2\text{O}$  – 9,39 т в  $\text{CO}_2$  - эквивалента;
- выбросы  $\text{CH}_4$  – 587,4 т в  $\text{CO}_2$  – эквивалента.

Полученные значения не превышают ПДВ парниковых газов, но это не причина, чтобы не снижать выбросы ПГ, соблюдая Киотский протокол. С целью последующего снижения выбросов ПГ необходимо применять следующие методы:

- внедрение безотходной схемы продувок аппаратов;
- установка диафрагм по источникам выброса газа;
- уменьшение (ликвидация) залповых выбросов;
- снижение выбросов продуктов сгорания;
- установка современных фильтров на пылеуловители;
- использование каталитических методов очистки газов;
- перевод газоперекачивающих агрегатов на воздушный пуск.



## Заключение

В проделанном дипломном проекте применена программа – «Gate Cycle», для моделирования ГПА. Изучен функционал, интерфейс и основные алгоритмы работы программы. На основе изученного материала были созданы модели различных блоков оборудования ГПА. Изучены методики внесения параметров элементов, рассмотрен алгоритм работы с выходной документацией.

В дипломном проекте:

1. Обоснована актуальность темы.
2. Представлены сведения о состоянии и перспективах развития газовой отрасли и системы транспортировки газа в РК.
3. Рассмотрена структура компрессорной станции и описание элементов ГПА.

По результатам первого этапа исследования была выполнена задача ознакомления с программой GC.

Изучены элементы управления, рассмотрена библиотека моделей оборудования и на конкретных примерах изучен инструментарий программы.

После исследования ряда типовых моделей тепловых схем из встроенного списка моделей, были сформированы основные этапы создания модели. Навыки в создании моделей и их первичном анализе были закреплены созданием нескольких схем блоков ГТУ.

Полученные практические знания работы в программе позволили сформировать и выстроить основные принципы и методы моделирования в программе, в связи с чем, можно считать задачу овладения принципами моделирования в программе выполненной.

На основании проведенного исследования по созданию и оптимизации схем ГТУ в программе, предложен анализ достоинств и недостатков программы.

По итогам работы с программой были подтверждены уникальные преимущества продукта и выявлены определенные сложности в структуре GC, отмечены недостатки, если рассматривать этот вопрос в контексте практического применения в Казахстане. По результатам изучения программы была создана принципиальная модель ГПА с различными схемами, где представляются возможности повышения энергоэффективности.

В результате экономического расчета установлено, что для транспортировки природного газа на 4464 км потребуется использовать на собственные нужды 132,1 млн. м<sup>3</sup>/год природного газа для компрессорных станций, отбираемого из магистрали. При этом суммарные затраты на транспортировку природного газа составляют  $S^Г$  (ГПА БУХАРА – УРАЛ) = 10,33 тенге/м<sup>3</sup>.

Известно, что в цене на природный газ, наибольшая составляющая приходится на транспортировку газа, и естественно, что чем длиннее газопровод, тем доля этих затрат будет выше.

В нашем случае видно, что затраты на транспортирование природного газа по магистральному газопроводу находится в соответствии с ценой реализации природного газа потребителям.

В результате расчета безопасности жизнедеятельности получены данные выбросов парниковых газов для фактического потребления топлива. Предложены методы по снижению выбросов парниковых газов.

## Список использованной литературы

1. Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030г. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724
2. Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030г. Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275
3. Козлов С.И. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций при реконструкции магистральных газопроводов. М., 2011. – 144 с.
4. Манушин Э.А., Газовые Турбины: проблемы и перспективы. М. энергоатомиздат, 1986 г. – 168 с.
5. [www.kmg.ru/manufacturing/gas/infrastructure](http://www.kmg.ru/manufacturing/gas/infrastructure) Э.А. АО «Казмунайгаз», «Транспортная инфраструктура»
6. Э.А. Манушин, Газовые Турбины: проблемы и перспективы, Москва энергоатомиздат, 1986 г.
7. <http://www.kstu.ru/ft/gamgkuia.pdf> М.Б. Хадиев, Е.А. Новиков, Газоперекачивающие агрегаты магистральных газопроводов.-Казань, 2004.-108с.
8. Трухний А.Д., Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов по направлениям "Энергетическое машиностроение", "Теплоэнергетика и теплотехника" / А. Д. Трухний. – М.: МЭИ, 2011. – 648 с.
9. B.Kowalczyk, C.Kowalczyk, R.Mateusz Rolf, K.Badyda. Model of an ANSALDO V94.2 gas turbine from Lublin Wrotkow Combined Heat and Power Plant using GateCycle software/ Journal of Power Technologies 94 (3), 2014, p190-195.
10. M.Kowalski, K.Badyda. Performance analysis of a gas turbine air heat recovery unit using GateCycle software / Journal of Power Technologies 92 (1), 2012, p.48-54.
11. S.M.Comporeale, B.Fortunato, A.M.Pontaleo, D.Sciacovelli. Biomass utilization in dual combustion gas turbines for distributed power generation in Mediterranean countries/ proceedings of ASME Turbo Expo 2011, GT2011, June 6-10, Vancouver, Canada.
12. D.Tutica, A.Badea, G.Darie. CHP functionality in the case of energy market tendencies / U.P.B. Sci.Bull., Series C., Vol. 75, Iss. 4, 2013.
13. N. Cesar, A.Erika, A.Andres, Z.Zulamita, L.Carlos, V.Carlos, C.Farid. Simulation of IGCC technologies: conditions (environmental and fuel gas production) / Energetika, num.40, Medellin, Colombia, diciembre, 2008, p. 39-51.
14. D.Santin, Prof. P.Chiesa, Dr. J.Milewski. Mathematical model of LublinWrotkow Power Plant (combined cycle) by using GateCycle software. Di Laurea. Politecnico di Milano, Anno Accademico 2010-2011.
15. History of the GateCycle™ Application // GateCycle Overview // Program's Description // GateCycle™ Application Version 6.0 SP4, 2010.

16. Мартынов И.В. Повышение эффективности работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, МД, АУЭС, Алматы, 2011 г.

17. Перегудов Ю.М. Снижение расходов топлива на перкачку газа за счет оптимальной загрузки ГТУ, МД, АУЭС, Алматы, 2011 г.

18. Рудаченко А. В., Чухарева Н. В., Байкин С. С. Газотурбинные установки. М., 1997 г. – 201 с.

19. Семенов В.Г., Дубенец В.С. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. М., 2004 г. – 74 с.

20. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. -М.: Высшая школа, 2003. -183с.

21. Златопольский А. Н., Прузнер С. Л. и др. Экономика, организация и планирование теплосилового хозяйства промышленного предприятия. М. Энергоатомиздат, 1995. -320 с.

22. Дукенбаев К., Нурекеен.Е. Энергетика Казахстана. Технический аспект. Алматы, 2001. -312 с.

23. Методика расчета выбросов парниковых газов: утв. прик. министра охраны окр. Среды. РК, 2009г. – 88 с.

24. Пересмотренные Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. [Справ. Руководство]. МГЭИК, 1996 г. – 102 с.

25. Руководящие указания по эффективной практике и учет факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов. МГЭИК, ВМО, 2003. – 56 с.

# Приложение А

## Результаты в виде отчета о запуске смоделированного ГПА

GateCycle(tm) Analysis Program  
Version 6.0.0.4  
32-bit version for Windows 2000, XP, 2003 Server  
GE Energy  
1631 Bently Parkway South, Minden, Nevada, USA 89423  
+1 (775) 215-1818 fax: +1 (775) 215-2890  
Burggasse 17, 8010 Graz, Austria  
+43 316 674422 fax: +43 316 67442211  
GateCycle Development was Sponsored in part by EPRI  
05/27/16 22:29:31

Model: Model2  
Case: Model2

This is the design-point reference case for this model.  
There are 11 components in this model, out of a maximum of 400  
Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----  
GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.  
GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----  
----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components  
GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air  
GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet  
SRC2 (SOURCE): exit flow rate controlled (set) by HRSG1 port Primary Feed Water Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----  
----- Reading Macro Information -----  
----- Finished Reading Macro Information -----  
----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start  
----- Completed Pressure Control Check -----

Starting CYCLE calculations . . .  
\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:  
\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:  
\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:

Elapsed program time: 00:00:00  
Iteration 1 in main calculation loop  
4 components not converged.  
Maximum residual is 1  
-> Net system power= 0,96579 System efficiency= 4,7379

\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:  
\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:  
\*\* WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:  
Elapsed program time: 00:00:00

```

%% Iteration 2 in main calculation loop      %%
%% All components converged, but continuing  %%
%% because minimum system iterations = 5.    %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
-> Net system power= 0,96579 System efficiency= 4,7379
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
Elapsed program time: 00:00:00
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Iteration 3 in main calculation loop      %%
%% All components converged, but continuing  %%
%% because minimum system iterations = 5.    %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
-> Net system power= 0,96579 System efficiency= 4,7379
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
Elapsed program time: 00:00:00
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% Iteration 4 in main calculation loop      %%
%% All components converged, but continuing  %%
%% until two iterations converged in a row   %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
-> Net system power= 0,96579 System efficiency= 4,7379
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Desired Feed Water Pressure < Desired Evap Operating Pressure:
%% All components converged in 5 iterations! %%
%% Maximum residual is 0                    %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Writing results back to EASE+ database . . .

```

```

=====
||                                     ||
||           CYCLE SYSTEM RESULTS           ||
||                                     ||
|| Gas Turbine Power: 5,2 MW System Heat Rate: 72015 Btu/kWh ||
|| System Power: 1,0 MW System Efficiency: 4,7 % (LHV) ||
||                                     ||
=====

```

```

*****
***                                     ***
***           ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY           ***
***                                     ***
*** System errors: 0 System warnings: 0 ***
*** Component errors: 0 Components warnings: 3 ***
*** Property errors: 0 Property warnings: 0 ***
***                                     ***
*****

```

05/27/16 22:29:34 Elapsed program time: 00:00:03

## Приложение Б

### Тепловой расчет КС – 7 – 3 «КИНГ»


02.08.2010		 БОРИСОГЛЕБСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ		
Тепловой расчет по методике HTRI				
Заказчик	АО "НГСК КазСтройСервис"	Подготовил	Масликов А.Н.	инженер-конструктор
Завод	ТОО "Азиатский газопровод"	Проверил	Бегунов С.Н.	Зам. Гл. инженера
Местоположение	Казахстан			
Наименование	Аппарат воздушного охлаждения			
Позиция	АВО КС-7			
Газопровод "Казахстан-Китай" КС-7 Чилик				
<b>Параметры процесса</b>		<b>Поток воздуха</b>		<b>Охлаждаемый продукт</b>
Среда				
Агрегатное состояние среды				
Общий расход	(1000-kg/hr)		4114,724	2691,700
Паровая фаза	(1000-kg/hr)	1,000	1,000	1,000
Температура, Вх/Вых	(Deg C)	32,10	49,33	62,00
Температура у стенки, Мин/Макс	(Deg C)	39,91	57,05	42,83
Давление, Вх/Вых	(kgf/cm2A)	0,963	0,961	99,930
Потери давл., Общие/Допуст.	(mmH2O) (kgf/cm2)	20,341	0,000	0,509
Средняя скорость	(m/s)		7,45	
- Вх/Вых	(m/s)			10,16
Коеф. запаса теплоотдачи	(-)		1	1
Загрязнения	(m2-hr-C/kcal)		0,000100	0,000350
<b>Производительность теплообменника</b>				
Коеф. теплоотд. снаружи труб	(kcal/m2-hr-C)	44,55	Действ. теплопер.	(kcal/m2-hr-C) 22,990
Коеф. теплоотд. внутри труб	(kcal/m2-hr-C)	2285,79	Треб. теплоперед	(kcal/m2-hr-C) 22,472
Коеф. теплопередачи	(kcal/m2-hr-C)	28,957	Площадь	(m2) 55279,3
Эфф. разность температур	(Deg C)	13,7	Коеф. запас теплоперед.	(%) 2,31
Тепл. нагрузка	(MM kcal/hr)	17,031	<b>Геометрия трубы</b>	
<b>Геометрия аппарата</b>			<b>Геометрия трубы</b>	
Секций в аппарате		10	Тип трубы	орребренная
Оребренная поверхность	(m2)	55279,3	Нар. диам. трубы	(mm) 25,000
Неорребренная поверхность	(m2)	2600,53	Вн. диам. трубы	(mm) 21,000
<b>Штуцер</b>		Вход	Выход	Длина трубы
Количество	(-)	3	3	(mm) 10999,867
Диаметр условный	(mm)	175,000	175,000	Соотн. площадей(нар/вн)
<b>Параметры вентилятора</b>			<b>Геометрия трубы</b>	
Кол-во на секцию	(-)	3	Располож. в пучке	треугольная
Диаметр	(mm)	2500	Поперечн шаг	(mm) 64,000
Соотн. площ вент/тр.пучок	(-)	0,46	Продолный шаг	(mm) 54,000
Расчетная мощность вентилятора	(kW)	12,34	Кол. проходов	(-) 1
Эффективность	(%)	65	Кол. рядов	(-) 7
<b>Скорости воздуха</b>			<b>Параметры оребрения</b>	
Фронтальная	(m/s)	3,00	Тип	накатка
Максимальная	(m/s)	6,32	Ребер/метр	fin/meter 396,0
<b>Тепловое сопротивление; %</b>			<b>Параметры оребрения</b>	
Воздух		51,61	Диаметр основания	mm 27,000
Трубы		25,45	Высота	mm 15,000
Загрязнения		20,61	Толщина у основания	mm 0,460
Металл		2,33	Диаметр ребра	mm 57,000
Контактное		0,00	Эффективность оребр	(%) 85,6
			Соотн. (оребр/гладк)	(-) 21,257
			Материал	Aluminum 1060 - H14

Рисунок П1 – Тепловой расчет КС

## Output Summary

Page 1

Released to the following HTRI Member Company:  
*Bormash*  
*Bequnov*

Xace E Ver. 6.00 30.07.2010 15:42 SN: Vals100+

MKH Units

Rating-Horizontal air-cooled heat exchanger forced draft countercurrent to crossflow

Process Conditions		Outside		Tubeside	
Fluid name					
Fluid condition		Sens. Gas		Sens. Gas	
Total flow rate	(1000-kg/hr)		4114,724		2691,700
Weight fraction vapor, In/Out		1,000	1,000	1,000	1,000
Temperature, In/Out	(Deg C)	32,10	49,33	62,00	50,00
Skin temperature, Min/Max	(Deg C)	39,91	57,05	42,83	59,22
Pressure, Inlet/Outlet	(kgf/cm2A)	0,963	0,961	99,930	99,421
Pressure drop, Total/Allow	(mmH2O) (kgf/cm2)	20,341	0,000	0,509	0,510
Midpoint velocity	(m/s)		7,45		9,93
- In/Out	(m/s)			10,16	9,68
Heat transfer safety factor	(--)		1		1
Fouling	(m2-hr-C/kcal)		0,000100		0,000350
Exchanger Performance					
Outside film coef	(kcal/m2-hr-C)	44,55		Actual U	(kcal/m2-hr-C) 22,990
Tubeside film coef	(kcal/m2-hr-C)	2285,79		Required U	(kcal/m2-hr-C) 22,472
Clean coef	(kcal/m2-hr-C)	28,957		Area	(m2) 55279,3
Hot regime		Sens. Gas		Overdesign	(%) 2,31
Cold regime		Sens. Gas		Tube Geometry	
EMTD	(Deg C)	13,7		Tube type	High-finned
Duty	(MM kcal/hr)	17,031		Tube OD	(mm) 25,000
Unit Geometry					
Bays in parallel per unit		10		Tube ID	(mm) 21,000
Bundles parallel per bay		1		Length	(mm) 10999,867
Extended area	(m2)	55279,3		Area ratio(out/in)	(-- ) 25,3059
Bare area	(m2)	2600,53		Layout	Staggered
Bundle width	(mm)	2883,		Trans pitch	(mm) 64,000
Nozzle		Inlet	Outlet	Long pitch	(mm) 54,000
Number	(--)	3	3	Number of passes	(-- ) 1
Diameter	(mm)	175,000	175,000	Number of rows	(-- ) 7
Velocity	(m/s)	15,22	14,49	Tube count	(-- ) 312
R-V-SQ	(kg/m-s2)	15771,0	15017,5	Tube count Odd/Even	(-- ) 45 / 44
Pressure drop	(kgf/cm2)	0,088	0,054	Tube material	Carbon steel
Fan Geometry					
No/bay	(--)	3		Fin Geometry	
Fan ring type		Flanged		Type	Plain round
Diameter	(mm)	2500,		Fins/length	fin/meter 396,0
				Fin root	mm 27,000
				Height	mm 15,000

Рисунок П2 – Тепловой расчет КС



**Stream Properties**

Page 57

Released to the following HTRI Member Company:

*Bormash**Bequnov*

Xacc E Ver. 6.00 30.07.2010 15:42 SN: Vals100+

MKH Units

Rating-Horizontal air-cooled heat exchanger forced draft countercurrent to crossflow

Hot Tubeside Fluid	Inlet	Outlet
Fluid name		
Temperature (C)	62,00	50,00
Pressure (kgf/cm2A)	99,930	99,421
Weight fraction vapor (-)	1,0000	1,0000
<b>Vapor Properties</b>		
Density (kg/m3)	68,0786	71,4943
Viscosity (cP)	0,0142	0,0139
Conductivity (kcal/hr-m-C)	0,0405	0,0393
Heat capacity (kcal/kg-C)	0,5329	0,5224
Molecular weight (-)	17,3742	17,3742

Рисунок ПЗ – Тепловой расчет КС