

УДК 621.31; 621.438; 621.452.001.76:620.95

В.Л. Иванов, Д.А. СкибинМосковский государственный технический университет
им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия

ТВЕРДЫЕ БЫТОВЫЕ ОТХОДЫ КАК ТОПЛИВО ДЛЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Перед современной цивилизацией встали три глобальных взаимосвязанных проблемы: возрастающее энергопотребление, сокращение потенциальных топливных ресурсов и увеличивающееся загрязнение окружающей среды. При численности населения 7,162 млрд. чел. на 2013 г., прогнозируемой численности населения в 11 млрд чел. к 2050 г., существующих темпах роста среднедушевого энергопотребления прогнозируемое потребление энергии может удвоиться. Сжигание углеводородного топлива при действующих технологиях сжигания может привести к ежегодному выбросу в окружающую среду до 57 Гт двуокиси углерода. Последнее может привести к непредсказуемым природным катаклизмам.

Специфическими топливными ресурсами являются твердые бытовые отходы (ТБО), постоянно образуемые в результате жизнедеятельности человека. В течение года житель города образует 350–360 кг ТБО. Они могут быть направлены для сжигания на мусоросжигательные паротурбинные предприятия с выработкой электроэнергии и теплофикационного тепла. Фактически ТБО являются возобновляемым источником энергии. Процесс естественного гниения или ускоренный процесс окисления (сжигание) являются частью естественного кругооборота веществ в природе. Сжигание ТБО принципиально не приводит к увеличению экологической нагрузки на природу, а экологически правильно образованный процесс сжигания может приводить даже к меньшему выбросу в атмосферу нормируемых составляющих дымовых газов.

Наряду с крупными (гигаваттными) мусоросжигательными паротурбинными комплексами практический интерес представляют мусоросжигательные газотурбинные комплексы меньшей мощности, которые (по экологическим показателям) допустимо встроить в пределах обслуживаемой муниципальной территории. При полной самоокупаемости комплекса за счет товарной электрической и теплофикационной энергии и реализации вторичного сырья такие установки могут явиться ключом к решению проблемы утилизации ТБО небольших муниципальных территорий.

На основе результатов предварительного исследования топливом для газотурбинной установки являются продукты газификации ТБО. Рабочей средой для турбины является высокотемпературный воздух, нагретый продуктами сгорания генераторного газа. Камера сгорания установлена за турбиной, что исключает эрозионное повреждение лопаток турбины. Во внимание приняты особенности процесса сжигания низкокалорийного генераторного газа. Как результат этого для ГТУ регенеративного цикла введена специальная коррекция газоздушных массовых потоков. При температуре перед турбиной 1173 К (использованы неохлаждаемые лопатки турбины) КПД газотурбинной установки не ниже 32 %.

Ключевые слова: твердые бытовые отходы, процесс газификации, газификатор, газотурбинная установка, лопатка турбины, высокотемпературный воздухонагреватель, эрозионное повреждение, эффективность процесса, эффективность ГТУ, степень регенерации, поверхность теплообмена, камера сгорания, воздушный компрессор, промежуточный охладитель.

V.L. Ivanov, D.A. Skibin

Moscow State Technical University named after Bauman, Moscow, Russian Federation

SOLID WASTE AS FUEL FOR GAS TURBINE PLANT

The modern civilization has faced with three global interrelated problems: growing energy consumption, shortage of energy resource and increasing environmental pollution. With 7.162 billion pers. population of 2013 year, 11 billion pers. prognostic population to 2050 year and the current growth of energy consumption per capita the required energy consumption may rise double. Fossil fuels combustion by the modern combustion technologies could lead to annual emissions into the environment up to 57 gigatons of carbon dioxide. This phenomenon can lead to unpredictable natural disasters.

The specific fuel resource is municipal solid waste (MSW) which is constantly formed as a result of human activity. During the year resident of a City forms 350...360 kg Solid Waste. They can be directed for incineration to Steam Turbine Power for electric power generation companies of heat and hot water. The natural decay process or incineration (accelerated oxidation) are parts of the natural cycle of substances in nature. Therefore Incineration of solid waste does not increase fundamentally environmental burden on nature. The ecologically correct formed the combustion process can lead to even less. emission of flue gases standardized components to the atmosphere.

Along with Large (gigawatts) Incineration Steam Turbine Complex the same Gas Turbine Complex of less power is the object of interest for small towns. Environmental indicator of such complex allows to build it up within served territory. With full cost recovery of complex due to the commodity of electricity, district heating energy, and implementation of secondary raw materials this Gas Turbine Complex in fact is the local energy source and also is the key to solve MSW problems of small municipal territory. On the base of preliminary analysis a chosen fuel for Gas Turbine Installation is producer gas – product of MSW gasification. Working media for a turbine is high temperature air heated by combustion product. The combustion chamber is placed behind the turbine. Therefore turbine blades erosive damage is impossible. The peculiarity of Low calorific gas combustion process is taken into account. As a result for Gas Turbine Installation of Regenerative Cycle the special gas-air massflow rate correction is used. At a temperature 1173 K before a turbine (have used coolness turbine blades) the Gas Turbine Installation Efficiency is not less than 32 %.

Keywords: municipal solid waste, gasification process, gasifier, gas turbine installation, turbine blade, the high-temperature heater, erosion damage, efficiency of a process, degree of regeneration, heat exchange surface, combustion chamber, air compressor, intercooler.

Развитие цивилизации сопровождается ростом среднестатистического потребления энергии, приходящегося на жителя Земли. По ориентировочным оценкам со времен первой промышленной революции среднедушевое энергопотребление (в единицах условной мощности) к концу XX столетия возросло примерно в 25 раз при крайне неравномерном энергопотреблении по регионам мира [1]. Так, в 28 % стран мира среднедушевое энергопотребление в 20 раз ниже, чем в промышленно развитых странах в целом, и в 40 раз ниже по сравнению со странами-лидерами. За столетний период с 1850 по 1950 г. численность населения возросла с 1,2 до 2,25 млрд человек. Примерно настолько же она возросла за пятнадцатилетний период 1985 до 2000 г. и на январь 2001 г. составила 6,0706 млрд человек. По данным статистики в 2013 г. численность населения возросла до 7,162 млрд человек.

При условии эффективных мер по планированию семьи и существующих на начало XXI столетия темпах потребления энергии к 2050 г. установленная в мире мощность энергоустановок должна возрасти примерно вдвое. Соответственно должно адекватно этому увеличиться потребление энергоресурсов, основу которых составляет углеводородное ископаемое топливо. Но запасы ископаемого топлива не бесконечны. По оценкам экспертов, первыми будут исчерпаны запасы нефти, затем природного газа. В недрах находится на порядок больше запасов угля и горючих сланцев, которые при ныне действующих технологиях сжигания являются «экологически» грязными видами топлива.

Сжигание углеводородного топлива при ныне действующих технологиях сжигания в существующих и перспективных масштабах может привести к ежегодному выбросу в атмосферу с продуктами сгорания примерно 57 Гт CO₂ [2], а это грозит нарушением экологического баланса атмосферных процессов и непредсказуемыми экологическими последствиями.

Перед жителями Земли XXI столетия стоят три глобальные проблемы, от решения которых зависит будущее человечества:

- 1) энергетические потребности;
- 2) располагаемые энергоресурсы;
- 3) сохранение экологического равновесия планеты.

Особую топливную нишу занимают постоянно образуемые твердые бытовые отходы жизнедеятельности человека (ТБО), а также твердые промышленные отходы (ТПО) лесобрабатывающей, целлюлозно-бумажной и других отраслей промышленности. Независимо от состояния топливного баланса эти источники ТБО и ТПО являются постоянно действующими (образно говоря, возобновляемыми). Так, в течение года житель города образует около 360 кг ТБО. Для города с миллионным населением это составляет 1 000 000 кг ТБО, образуемых ежедневно, которые необходимо регулярно удалять из жилой зоны города. Аналогичная ситуация имеет место с ТПО, которые также требуется регулярно удалять из промышленной зоны.

Используются два способа обращения с ТБО (ТПО) – это захоронение на специальных полигонах методом санитарной засыпки или сжигание. Естественный процесс гниения биомассы (медленное окисление) на полигоне или ее открытое сжигание (быстрый процесс окисления) являются собой одно и то же звено цепи круговорота веществ

в природе. Захоронение на полигоне и последующее содержание полигона являются дорогим мероприятием, выводящим к тому же земли, занятые под полигон, из землепользования на 15...20 лет. Так, для окупаемости полигона стоимость размещения 1 т ТБО в США доходит до 80 долл/т. Примерно такая же стоимость размещения ТБО в Европе [3].

Но ТБО (ТПО) являются энергоемким продуктом, при сжигании которых выделяется значительная тепловая энергия. Кроме того, при управляемом процессе сжигания возможно полностью исключить или свести к минимуму выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

Характерный состав ТБО крупного города (на примере ТБО в г. Москве) приведен в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика ТБО в г. Москве (по данным весеннего сезона 1995 г.)

№ п/п	Компоненты ТБО	Содержание (по массе)	Элементный состав, % на рабочую массу							Q_H^P
			C	H	O	N	S	A	W	
1	Бумага, картон	35,1	9,71	1,30	9,93	0,06	0,05	5,26	8,78	3335,1
2	Пищевые отходы	28,1	3,54	0,51	2,25	0,27	0,04	1,26	20,23	977,08
3	Текстиль	5,4	2,18	0,27	1,25	0,18	0,06	0,43	1,08	860,76
4	Дерево, листья	3,7	1,5	0,18	1,25	–	–	0,02	0,74	539,45
5	Отсев, кости	13,3	1,85	0,25	1,88	–	0,01	6,65	2,66	614,53
6	Полимерные материалы	5,2	2,87	0,39	0,90	0,05	0,01	0,55	0,41	1267,87
7	Кожа, резина	1,4	0,91	0,07	0,18	–	0,01	0,15	0,07	360,46
8	Стекло	2,9	–	–	–	–	–	2,90	–	–
	Металл: черный, цветной	3,0	–	–	–	–	–	3,00	–	–
	Камни	0,7	–	–	–	–	–	0,70	–	–
	Керамика	1,2	–	–	–	–	–	1,20	–	–
Всего		100	22,56	2,97	17,64	0,56	0,18	22,1	33,97	–
Элементный состав топлива			4,98	0,68	4,53	0,11	0,03	3,33	9,23	–
Средние данные (за год) элементного состава			20,41	2,63	15,57	0,49	0,15	18,77	41,8	1665

По теплоте сгорания ТБО сопоставимы с торфом, высокозольным углем, а также с другими низкокалорийными местными видами топлива.

Энергетически и экологически целесообразно выстроенный процесс термической переработки ТБО является практически единственным способом одновременного решения энергетической и экологической проблем XXI столетия.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. ориентирована на максимальное вовлечение в энергетику страны, кроме прочих, и местных топливных ресурсов, каковыми являются ТБО.

Мусороперерабатывающие предприятия (мусоросжигающие заводы) используются в разных странах более 60...100 лет, сначала как мусоросжигающие предприятия, а позднее как мусоросжигающие паротурбинные ТЭС большой мощности, производящие электричество и тепло. Так, во Франции действуют 134 мусоросжигающих завода (МСЗ), из которых 60 МСЗ большой производительности, размещенных в пригороде Парижа, покрывают более 80 % энергопотребления города [4]. Наряду с этим целесообразны экологически «чистые», автоматизированные МСЗ меньшей мощности, размещенные в пределах обслуживаемой территории. Особенно такие установки целесообразны для сравнительно небольших градообразований с населением 200–400 тыс. человек. Такие мусороперерабатывающие энергокомплексы могут быть созданы на базе газотурбинных установок. Примером может служить энерготехнологический комплекс CPU-400 (рис. 1), разработанный по контракту с Национальным исследовательским центром США по охране окружающей среды. Комплекс предназначен для утилизации ТБО на муниципальной территории с населением 400 тыс. человек. При этом комплекс должен размещаться в пределах обслуживаемой территории [5, 6].

Пилотный вариант производительностью 100 т/сут для территории с населением 150 тыс. человек был введен в опытную эксплуатацию в Калифорнии. Технологический процесс обращения с ТБО включает три основных цикла:

- прием и первичная обработка ТБО с выделением горючей фракции и «отсеиванием» негорючих субстанций;
- полное сжигание горючей фракции с выработкой электроэнергии;
- разделение негорючей субстанции методом флотации на группы материалов, реализуемых как вторичное сырье.

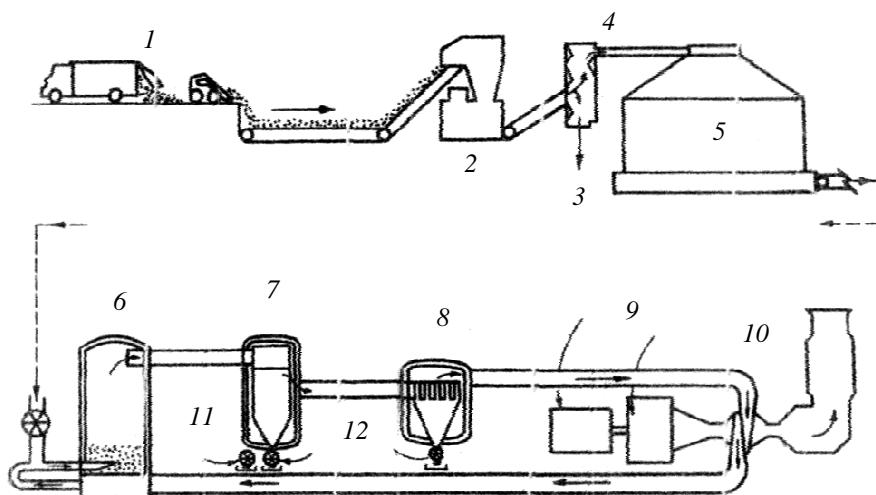


Рис. 1. Принципиальная схема утилизирующего комплекса CPU-400: 1 – двор доставки мусора; 2 – мельница; 3 – отсортированный негорючий материал; 4 – воздушный сепаратор; 5 – контейнер размолотого горючего мусора; 6 – топка с псевдокипящим слоем; 7 – сепаратор инерционного типа, сепарирующий золу и песок (1 ступень очистки); 8 – сепаратор инерционного типа, сепарирующий золу (2 ступень очистки); 9 – генератор; 10 – газовая турбина; 11 – песок; 12 – зола

Комплекс автоматизирован и может обслуживаться одним оператором. Энергетическая часть установки состоит из топки с кипящим слоем, двух последовательно включенных в газовый тракт стационарных циклонов и ГТУ с электрогенератором. Воздух для наддува топки с кипящим слоем отбирается от последней ступени компрессора ГТУ. Топливо (горючие фракции ТБО) в топку по пневмотрассе подается из контейнера горючих фракций. Относительно низкая температура процесса сжигания не приводит к образованию оксидов азота термическим путем, а оксиды серы введением присадки выводятся в шлак. Чистота выхлопа допускает размещение РГУ-400 в жилой зоне. В перспективе такой проект может быть оборудован системой дистанционного сбора ТБО: «домовой мусоросборник»–«упаковка ТБО в капсулы», «пневматическая транспортировка от дома до комплекса первичной обработки ТБО».

Товарной продукцией РГУ-400 являются электроэнергия и вторичное сырье. Вырабатываемая энергия покрывает около 15 % электропотребления обслуживаемой территории. Основные экономические показатели установки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные экономические показатели CPU-400 (долл/т ТБО)

Статьи расхода		Статьи дохода	
Капитальные затраты на весь комплекс без сортировального устройства	4,03	Стоимость выработанной электроэнергии	4,8
Стоимость сортировального устройства	0,25	Шлам	0,71
Стоимость эксплуатации и обслуживания комплекса	4,3	Железо	2,5
Стоимость эксплуатации и обслуживания сортировального устройства	0,14	Алюминий	1,5
Всего	8,72	Песок, стекло, керамика	0,45
		Другие отходы	0,75
		Всего	10,71

Энерготехнологический комплекс CPU-400 является полностью самокупаемой установкой в пределах рабочей площадки и даже приносящей прибыль порядка 20 % (без учета налогообложения). А косвенно, с учетом исключения затрат на дальнейшее транспортирование и за размещение ТБО на полигоне (80 долл/т) энерготехнологический комплекс CPU-400 является экономически прибыльным предприятием.

Надежность, работоспособность и экономичность установки в значительной степени зависят от газотурбинного энергопреобразователя, газовая турбина которого работает на дымовых газах, генерируемых в топке с кипящим слоем. После топки высоконагретые дымовые газы направляются в циклоны, где подвергаются инерционной очистке от выноса материалов кипящего слоя, зольных частиц и других твердых взвесей. Для предотвращения эрозионного повреждения лопаток турбины пылесодержание дымовых газов понижается до 5 мг/м^3 при размере частиц не более 15 мкм. При высокой температуре работоспособность и надежность циклонов снижаются. Это не позволяет увеличить температуру газа на выходе из топки до температуры современной эффективной ГТУ. Кроме того, в циклонах и на протяженной трассе от топки до турбины происходят потери давления и расхолаживание продуктов сгорания.

Опыт создания и эксплуатации CPU-400 продемонстрировал эффективность использования газотурбинных установок при утили-

зации ТБО. Однако вследствие отмеченных выше и ряда других недостатков газотурбинные установки такого типа с прямым сжиганием ТБО дальнейшего развития не получили. Работы сосредоточились на двухстадийном процессе термической переработке ТБО: сначала газификация с последующим улучшением потребительских свойств генераторного газа (фильтрация твердых взвесей, экстракция дегтя, смолы, масел, химическая обработка с подавлением окислов серы и подобных соединений), а затем сжигание в типовой камере сгорания ГТУ. Товарной продукцией является электроэнергия, тепло и (при наличии сортировальных устройств) вторичное сырье. Возможно также разделение функций. На обслуживаемой территории производится только газификация ТБО с покрытием энергии на собственные нужды, а электро- и теплофикационная нагрузки покрываются отдельной ГТУ, работающей на генераторном газе производства данной установки [7].

К началу XXI столетия в Европе эксплуатировалось более 15 различных типов газогенераторов коммерческого уровня, работающих на параотурбинную установку. Большинство из них используется в сфере утилизации ТБО и ТПО. Отечественная разработка газотурбинного комплекса утилизации ТБО (совместная работа Института проблем химической физики Российской академии наук (ИПХФ), г. Черноголовка, ФГУП ММП «Салют» и МГТУ им. Н.Э. Баумана) базировалась на использовании газогенератора разработки ИПХФ, позволяющего газифицировать любое твердое горючее, в том числе высокотемпературное и высоковлажное. Это газогенератор шахтного типа (рис. 2) противоточной схемы с газификацией в плотном слое при атмосферном давлении с паровоздушным дутьем и твердым золоудалением.

Особенность технологии – это использование высокотемпературного инерта. Инерт загружается вместе с ТБО и, проходя последовательно через зоны осушения, пиролиза, восстановления, газификации, охлаждения золы, выполняет функцию аккумулятора, переносящего из зоны в зону аккумулированную теплоту. Это позволяет реализовать оптимальное по высоте реактора поле температур (рис. 3) и довести КПД газификации до 95...96 %. Температура в зоне газификации превышает 1500 К, что позволяет газифицировать с обезвреживанием отходы медицинских учреждений. Генераторный газ от зоны реакции поднимается вверх.



Рис. 2. Газификатор в комплекте со сжигающим устройством на экспериментальной площадке ФГУП ММП «Салют»

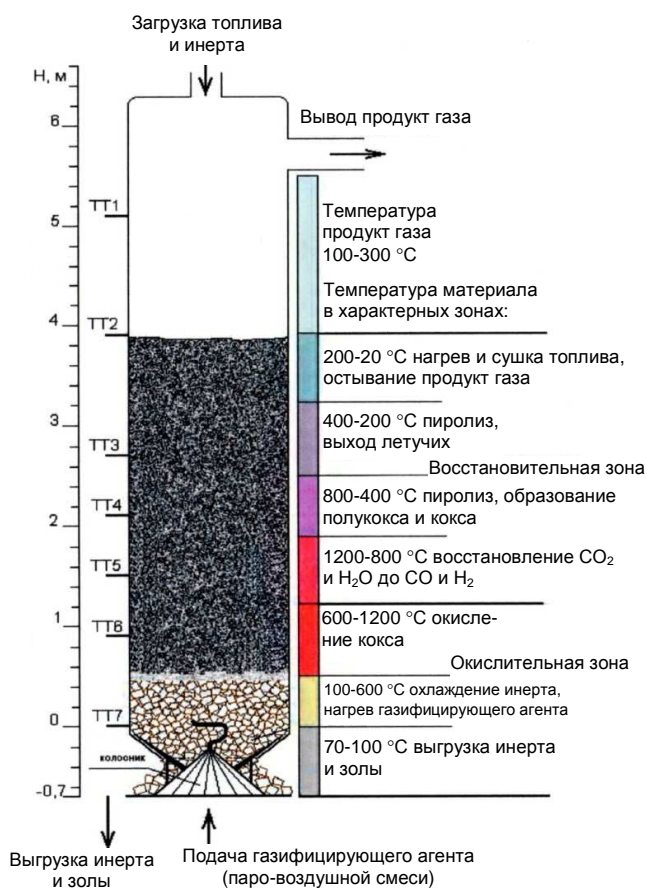


Рис. 3. Принципиальная схема газификатора

Проходя через плотные слои свежезагруженного сырья, высушивая его, генераторный газ охлаждается до 330...370 К. За счет эффекта фильтрации происходит первичная сепарация крупных пылевых фракций. Шлак, зола и инерт выводятся через нижний шлюз.

Газогенератор разрабатывался специально для газификации твердых бытовых отходов, но с успехом газифицирует другие виды твердого топлива, в том числе высокосольные с большим влагосодержанием, что является проблематичным для газификаторов с иной технологией газификации. Газификатор прошел экологическую экспертизу. Аналогичный газификатор (первый образец) с 1998 г. эксплуатируется в г. Лаппеенранта (Финляндия) на производственной территории ОАО «Экогазтек». Опытная эксплуатация газификатора показала, что при отсутствии специальных фильтров на выхлопе сжигательного устройства экологические показатели газификатора существенно лучше аналогичных показателей мусоросжигательных предприятий, оборудованных фильтрами на выхлопной трубе. Термический режим газификации с использованием высокотеплоемкостного инерта, восстановительной среды и отсутствие золы уноса в генераторном газе практически полностью изменяют условия первичного образования фуранов и диоксинов. Вследствие низкой температуры выхода генераторного газа в значительной степени исключается возможность попадания в генераторный газ возгонов тяжелых металлов.

Газотурбинный энергопреобразователь к газификатору ИПХФ(ч). На основании предварительного анализа [8] к рассмотрению были приняты ГТУ двух принципиально разных схем.

Первая – регенеративная ГТУ традиционной схемы, работающая на генераторном газе, который предварительно прошел стадию подготовки (сухая или мокрая очистка от эрозионно-опасных твердосольных фракций, способных нанести повреждения лопаткам турбины [9]) и компремирован до давления впрыска в камеру сгорания ГТУ (на выходе из газификатора давление газа близко к атмосферному).

Для повышения удельной мощности и КПД ГТУ регенеративного цикла введен двухкаскадный компрессор с промежуточным охлаждением воздуха между каскадами компрессора. Генераторный газ – продукт газификации ТБО характеризуется в 6...10 раз меньшей величиной низшей теплоты сгорания, что требует значительного увеличения расхода топливного газа. В результате массовый расход продуктов

сгорания через турбину значительно превысит массовый расход воздуха через компрессор. Требуется увеличение пропускной способности газового тракта турбины или уменьшение массовой производительности компрессора. Ухудшатся условия работы регенератора (рекуперативного типа), поскольку водяной эквивалент продуктов сгорания значительно превысит водяной эквивалент воздуха. При формально предельно высокой степени регенерации фактическая степень утилизации теплосодержания продуктов сгорания (в пределах газотурбинного цикла) оказывается низкой; соответственно реализуется низкий КПД регенеративной ГТУ.

Вторая – ГТУ нетрадиционной схемы с камерой сгорания в газозоудушном тракте за турбиной и работой турбины на высокотемпературном чистом воздухе. Воздух после компрессора поступает в высокотемпературный воздухонагреватель, нагревается до проектной температуры входа в турбину, расширяется в турбине и с температурой выхода из турбины подается в камеру сгорания, где участвует в процессе сжигания генераторного газа произвольной запыленности. Это известная схема, использованная при разработке экспериментальной ГТУ на пылеугольном топливе [6]. При такой схеме полностью исключается проблема эрозионного повреждения лопаток турбины, но вводится проблемный элемент – высокотемпературный воздухонагреватель. Высокотемпературный воздухонагреватель выполняет функцию регенератора со степенью 1,0 (нагрев воздуха от температуры после компрессора до температуры воздуха на выходе из турбины) и функцию камеры сгорания (нагрев воздуха от температуры входа в камеру сгорания до температуры на входе в турбину). Для реализации температурного напора между греющим газом (продуктами сгорания на выходе из камеры сгорания) и высокотемпературным воздухом на входе в турбину температура продуктов сгорания за камерой сгорания должна превышать температуру перед турбиной. Величина превышения температуры определяется работоспособностью высокотемпературного теплообменника. Чем выше температура газа, тем больше температурный напор и меньше поверхность теплообмена высокотемпературного воздухонагревателя. Современные материалы типа ВЖ98, SIRIUS 314, допускающие длительную работу в окислительной атмосфере при 1430 К, подвергающиеся глубокой вытяжке в холодном и горячем состоянии, позволяют создать требуемый высокотемпературный тепло-

обменник. По проектным оценкам для реализации эффективного газотурбинного энергопреобразователя рассматриваемой схемы возможно ограничиться температурой газа за камерой сгорания $1270...1370\text{ К}$ [3].

Для повышения степени использования теплосодержания продуктов сгорания большей массы и большей удельной теплоемкости нежели нагреваемый воздух, в МВТУ им. Баумана разработана модифицированная схема ГТУ с камерой сгорания за турбиной и перераспределением газоздушных потоков по тракту ГТУ [3], [8], [9]. Принципиальная схема и термодинамический цикл ГТУ приведены на рис. 4.

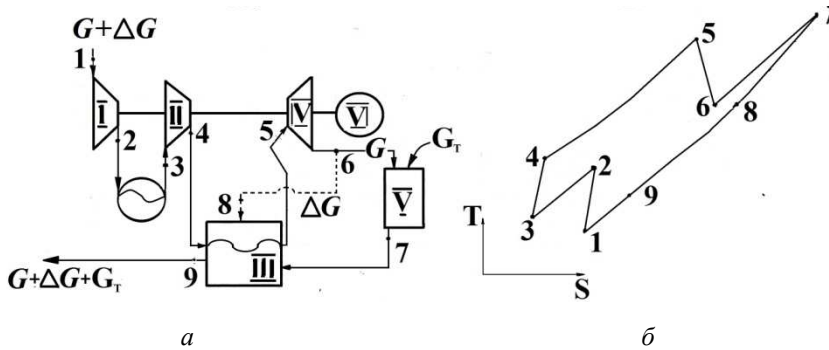


Рис. 4. Принципиальная схема и цикл газотурбинной установки: *а* – схема, *б* – цикл, I – компрессор низкого давления, II – компрессор высокого давления, III – воздушный теплообменник, IV – турбина, V – камера сгорания (пунктиром обозначена трасса дополнительного воздуха)

Для невилирования величин абсолютного теплосодержания воздуха и продуктов сгорания по воздушному тракту воздухонагревателя в дополнение к основному (соответствующему расчетным условиям полного сгорания генераторного газа при заданных температуре входа воздуха в камеру сгорания и температуре выхода продуктов сгорания из камеры сгорания) пропускается дополнительный расход воздуха, который утилизирует недоиспользованное теплосодержание основного воздуха и за счет этого описывает полноценный термодинамический цикл. Фактически реализуется как бы бинарный цикл ГТУ_{осн} + ГТУ_{дополн}, совмещенных в одном агрегате. Место ввода дополнительного расхода воздуха (отбирается из воздушного тракта за турбиной) в газовый тракт теплообменника тракта соответствует сечению, до которого температура продуктов сгорания понизится и станет равной температуре воздуха за турбиной.

Особой является проблема расчета процесса сгорания генераторного газа произвольного состава. При стандартных топливах стабильного состава (природный газ, керосин, бензин, мазут, др.) составлены различные номограммы, детальные табулированные данные, различный вспомогательный графический материал, упрощающий и ускоряющий инженерные расчеты процесса. Для расчета процесса сгорания нужно знать состав генераторного газа, его характеристики, теплоемкость продуктов сгорания в зависимости от состава и температуры топливного газа, температуры процесса, стехиометрический коэффициент и коэффициент избытка воздуха. В связи с этим разработана компьютерная программа расчета [10], в основу которой положено уравнение сгорания в форме, предложенной В.Е. Михальцевым [3]:

$$g_T = \frac{C_{pr}T_r - C_{pv}T_v - (C_{pг0}T_0 - C_{pv0}T_0)}{Q_H^p \eta_{cr} - (C_{pr}T_r - C_{pг0}T_0) + (C_{pT}T_T - C_{pT0}T_0)} = \frac{1}{\alpha l_0},$$

где C_{pr} – средняя удельная теплоемкость продуктов сгорания при температуре T_r , T_r – температура газа за камерой сгорания, C_{pv} – средняя удельная теплоемкость воздуха на входе в камеру сгорания при температуре T_v , T_v – температура воздуха на входе в камеру сгорания, $C_{pг0}$ – средняя удельная теплоемкость продуктов сгорания при температуре T_0 , C_{pv0} – средняя удельная теплоемкость воздуха на входе в камеру сгорания при температуре T_0 , C_{pT} – средняя удельная теплоемкость топлива при температуре T_T , T_0 – стандартная температура для определения низшей теплоты сгорания, T_T – температура, при которой топливо поступает в камеру сгорания.

Данная зависимость является абсолютно точной для определения относительного расхода топлива. Входящая в её состав средняя удельная теплоемкость воздуха принимается по справочным данным, а средняя удельная теплоемкость топливного газа рассчитывается по известному фракционному составу газа [11, 12]. Средняя удельная теплоемкость продуктов сгорания зависит от фракционного состава продуктов сгорания, который представляет собой смесь чистых продуктов сгорания и чистого воздуха.

Расчетная программа составлена в среде программирования «Делфи». Блок-схема программы представлена на рис. 5.

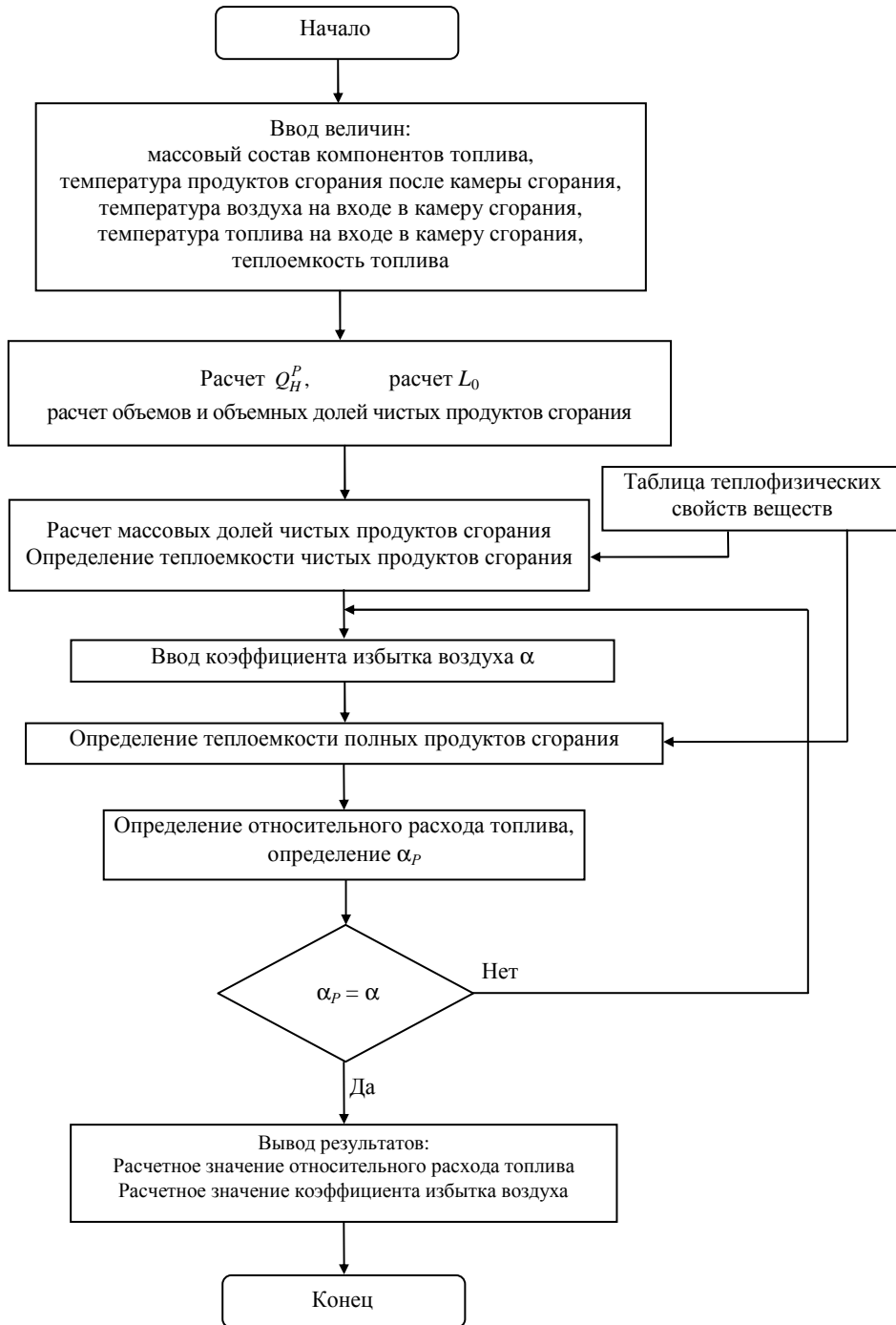


Рис. 5. Блок-схема расчета показателей процесса сгорания углеводородного топлива произвольного элементного состава

Влияние дополнительной массы воздуха на мощность и КПД ГТУ.
(Пример расчета).

Исходные данные:

Схема установка представлена на рис. 4.

Температура в характерных сечениях ГТУ:

$$T_4 = 416\text{K}, T_5 = 1173\text{K}, T_6 = 750\text{K}, T_7 = 1273\text{K}.$$

Состав генераторного газа (% по массе)

$$H_2 - 1,3109, CO - 14,271, CH_4 - 1,3715, C_2H_4 - 1,70235,$$

$$N_2 - 58,8402, CO_2 - 22,50.$$

Низшая теплота сгорания: $Q_H^P = 5,123$ мДж/кг.

Стехиометрический коэффициент: $l_0 = 1,134$ кг/кг.

Удельная теплоемкость: $C_p = 1,168$ кДж/кгК.

Плотность генераторного газа: $\rho = 1,168$ кг/м³.

Газовая постоянная: $R = 325,76$ Дж/кгК.

Коэффициент избытка воздуха при $T_6 = 750\text{K}$ и $T_7 = 1273\text{K}$,
 $\alpha = 3,9365$ (по результатам решения уравнения сгорания).

Массовый расход топлива: $G_T = 0,848$ кг/с.

Номинальный расход воздуха через компрессор $G_B = 4,226$ кг/с.

Номинальная мощность ГТУ: $N_e = 976,2$ кВт.

Номинальный КПД: $\eta_e = 0,257$.

Влияние дополнительной массы воздуха на основные

показатели ГТУ ($\overline{\Delta G} = \frac{\Delta G}{G_B}$)

$\overline{\Delta G}$	0	0,1	0,2	0,4	0,5
$T_9 - T_4$	279,9	230,3	187,3	116,3	86,7
N_e	976,2	1073,8	1171,4	1366,7	1464,3
η_e	0,257	0,282	0,308	0,359	0,385
F/K	18,97	23,788	30,28	54,31	82,03

Ввод дополнительного расхода ΔG воздуха в компрессор с последующей работой в турбине, байпасированием камеры сгорания и вводом его после турбины в газовый тракт воздухонагревателя приводит к увеличению мощности и КПД ГТУ за счет более глубокой утилизации теплоты уходящих газов – продуктов сгорания низкокалорийного генераторного газа при газификации ТБО.

Библиографический список

1. Роза А.Д. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы. – М.: Интеллект, 2010. – 702 с.
2. Хазельдин С., Вивиан С. Углерод на замке. *New Scientist*. – Июль-август 2011. – С. 74–79.
3. Иванов В.Л., Заживихина Т.А. Газотурбинный двигатель для установки по термической переработке твердых бытовых и промышленных отходов методом газификации // *Известия вузов. Сер. Авиационная техника*. – 2006. – № 2. – С. 38–42.
4. Иванов В.Л. Газотурбинный энергопреобразователь для установки утилизации твердых бытовых отходов методом газификации // *Вестник Моск. гос. техн. ун-та им. Н.Э. Баумана*. – 2012 (Спецвып.). – № 7. – С. 134–144.
5. Иванов В.Л., Самсонов О.Н. Энергетические и транспортные ГТУ. *Итоги науки и техники / ВИНТИ*. Т. 1: Турбостроение. – М., 1976. – С. 7–89.
6. Гуров В.И., Шестаков К.Н., Суровцев И.Г. Эффективная газотурбинная установка для работы на продукт-газе и биогазе. – М., 2014.
7. Mardell D.L. Experimental coal burning Gas Turbine Unit. *Proceeding of Institution of Mechanical Engineers*. – 1955. – № 7. – С. 163–176.
8. Универсальная воздушно-турбинная установка: пат. 2395703 Рос. Федерация / В.Л. Иванов, В.И. Гуров, К.Н. Шестаков, заявл. 25.12.2008.
9. Гуров В.И., Иванов В.Л., Шестаков К.Н. Энергопреобразование продукт-газа при утилизации твердых бытовых отходов // *Энергия: экономика-техника-экология*. – 2009. – № 8. – С. 18–22.
10. Скибин Д.А. Расчет показателей процесса сгорания углеводородного топлива произвольного элементного состава в камере сгорания газотурбинной установки // *Молодежный научно-технический вестник*. – 2013. – № 3.
11. Михальцев В.Е. К определению относительного расхода топлива в ГТУ // *Известия вузов СССР*. – М.: Машиностроение, 1963. – № 6. – С. 114–122.
12. Варгафтик Н.В. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Физмат, 1963. – 703 с.

References

1. Roza A.D. Vozobnovliaemye istochniki energii. Fiziko-tehnicheskie osnovy [Renewable energy sources. Physical and technical basics]. Moscow: Intellect, 2010. 702 p.
2. Hazel'din S., Vivian S. Uglerod na zamke [Locked carbon]. *New scientist*, 2011, Iiul'-avgust, pp. 71-79.
3. Ivanov V.L., Zazhivikhina T.A. Gazoturbinniye dvigatel' dlia ustanovki po termicheskoi pererabotke tverdykh bytovykh i promyshlennykh otkhodov metodom gazifikatsii [A gas turbine engine for the installation of thermal processing of solid domestic and industrial wastes by gasification]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Ser. Aviatsionnaia tekhnika*, 2006, no. 2, pp. 38-42.
4. Ivanov V.L. Gazoturbinniye energopreobrazovatel' dlia ustanovki utilizatsii tverdykh bytovykh otkhodov metodom gazifikatsii [The gas turbine power converters for installation recycling of solid waste by gasification]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. N.Ie. Bauman*, 2012 (Specvyp.), no 7, pp. 134-144.
5. Ivanov V.L., Samsonov O.N. Energeticheskie i transportnye GTU. Itogi nauki i tekhniki [The gas turbine power converters for installation recycling of solid waste by gasification]. *Turbostroenie*. Moscow, 1976, vol. 1, pp. 7-89.
6. Gurov V.I., Shestakov K.N., Surovtsev I.G. Effektivnaia gazoturbinnaia ustanovka dlia raboty na produkt-gaze i biogaze [An efficient gas turbine for a product-gas and biogas]. Moscow, 2014.
7. Mardell D.L. Experimental coal burning Gas Turbine Unit. Proceeding of Institution of Mechanical Engineers, 1955, no. 7, pp 163-176.
8. Ivanov V.L., Gurov V.I., Shestakov K.N. Universal'naiia vozdušno-turbinnaia ustanovka [Universal air-turbine installation]. *Patent RF 2395703*, 25.12.2008.
9. Gurov V.I., Ivanov V.L., Shestakov K.N. Energopreobrazovanie produkt-gaza pri utilizatsii tverdykh bytovykh otkhodov [Energy transformation product gas for disposal of solid waste]. *Energii: ekonomika-tekhnika-ekologiya*, 2009, no. 8, pp. 18-22.
10. Skibin D.A. Raschet pokazatelei protsessa s goraniia uglevodorodnogo topliva proizvol'nogo elementnogo sostava v kamere sgoraniia gazoturbinnnoi ustanovki [Calculation of the combustion of hydrocarbon fuel arbitrary elemental composition in the combustion chamber]

of a gas turbine installation]. *Molodezhnyi nauchno-tekhnicheskii vestnik*, 2013, no. 3.

11. Mikhal'tsev V.E. K opredeleniiu odnositel'nogo raskhoda topliva v GTU [To determine the relative fuel consumption in GTU]. *Izvestiia vuzov SSSR*. Moscow: *Mashinostroenie*, 1963, no. 6, pp. 114-122.

12. Vargaftik N.V. Spravochnik po teplofizicheskim svoistvam gazov i zhidkosti [Handbook on thermophysical properties of gases and liquids]. Moscow: Fizmat, 1963. 703 p.

Сведения об авторах

Иванов Вадим Леонидович (Москва, Россия) – кандидат технических наук, доцент Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана (105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1, e-mail: vadimlivanov@yandex.ru).

Скибин Дмитрий Александрович (Москва, Россия) – студент Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана (105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1, e-mail: skatuser@gmail.com).

About the authors

Ivanov Vadim Leonidovich (Moscow, Russian Federation) is Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor of the Moscow State Technical University named after Bauman (105005, Moscow, 2nd Bauman Str., D. 5, p. 1, e-mail: vadimlivanov@yandex.ru).

Skibin Dmitry Aleksandrovich (Moscow, Russian Federation) is a student of the Moscow State Technical University named after Bauman (105005, Moscow, 2nd Bauman Str., D. 5, p. 1, e-mail: skatuser@gmail.com).

Получено: 06.07.2015