

На правах рукописи



КУЗЬМИН

Антон Геннадьевич

**КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПГУ С ПОТОЧНЫМИ ГАЗИФИКАТОРАМИ**

Специальность 05.14.14 – тепловые электрические станции, их энергетические
системы и агрегаты

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2009

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный руководитель	доктор технических наук, академик РАН Накоряков Владимир Елиферьевич
Официальные оппоненты:	доктор технических наук Серант Феликс Анатольевич, кандидат технических наук Чекалина Татьяна Владимировна
Ведущая организация:	Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского Отделения Российской Академии наук (СО РАН), г. Иркутск.

Защита диссертации состоится «18» декабря 2009 года в 12 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 212.173.02 при Новосибирском государственном техническом университете по адресу: 630092, Новосибирск, пр. К.Маркса, 20

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет»

Автореферат разослан «___» ноября 2009 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета Д 212.173.02
кандидат технических наук, доцент

 Шаров Ю.И.

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы

Одним из основных приоритетов в развитии ТЭК на период до 2050 г. является повышение доли угля в топливно-энергетическом балансе России. Необходимо также расширение нетопливного использования органической и минеральной части угля, а именно - создание индустрии глубокой комплексной его переработки в ценные продукты.

Одним из перспективных направлений широкого вовлечения в топливно-энергетический баланс России угольного топлива является применение парогазовых (ПГУ) ТЭС с низконапорными парогенераторами с газификацией (ГФ) угля при комбинированном производстве электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода.

Введение в топливно-энергетический баланс угля обеспечивает энергобезопасность страны и надежность энергоснабжения потребителей благодаря возможности создания складских запасов (на год и более), с одной стороны, и – с другой, снижение себестоимости производимых комбинированным способом синтез-газа, водорода, электро- и теплоэнергии из дешевого (по сравнению с природным газом) топлива.

Сегодня в ряде развитых стран (США, Германия и др.) в рамках национальных программ уже разработаны высокоэффективные ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Рассматривается возможность производства водорода и электроэнергии на основе коммерчески готовых технологий конверсии угля.

Исследования ПГУ с ГФ выполнялись СГТУ (Андрющенко А.И., Попов А.И.), ИСЭМ (Клер А.М., Тюрина Э.А.), Дженерал электрик, департаментом энергетики США и др. Как правило, рассматриваются схемы бинарных ПГУ.

Однако схемы производства водорода в составе теплофикационных энергоблоков ТЭС не рассматривались. Не было проведено комплексных исследований теплофикационных энергоблоков ТЭС с газификацией при комбинированном производстве электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода.

Поэтому проведение комплексных исследований ПГУ ТЭС с поточными газификаторами ТЭС с ГФ и комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода является актуальным.

Целью диссертации является разработка методических подходов, математических моделей, методов расчета и исследования технико-экономических показателей и расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и схемных параметров пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами и комбинированным производством электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода и разработка рекомендаций по выбору схем, параметров и мощностей.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней впервые получены и выносятся на защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Методический подход, метод расчета и исследования технико-экономических показателей и эффективности пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами при комбинированном производстве тепло-, электроэнергии, синтез-газа, водорода и схема, защищенная патентом РФ.
2. Методика расчета поточных газификаторов угля с определением конструктивно-компоновочных и расходно-термодинамических параметров.
3. Результаты исследования технико-экономических показателей и эффективности, расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и схемных параметров ПГУ ТЭС с поточными газификаторами.
4. Рекомендации по выбору рациональных схем и параметров ПГУ ТЭС с газификацией угля и комбинированным производством электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода.

Методы исследования: методология системных исследований в энергетике, математическое и компьютерное моделирование ПГУ ТЭС с ГФ, методы технико-экономического и эксергетического анализа.

Практическая значимость и использование результатов работы. Разработанная методика, методический подход, математическая модель, алгоритмы и программа расчета позволяют получать конструктивно-компоновочные, расходно-термодинамические, схемные параметры ПГУ ТЭС с поточными га-

зификаторами, осуществлять выбор технологии газификации с учетом вида топлива, тепловой схемы и состава оборудования при строительстве и реконструкции ПГУ ТЭС. Рассчитанные технико-экономические показатели ПГУ ТЭС с ГФ могут служить информационной базой для обоснования рациональных областей использования ПГУ ТЭС с ГФ как при реконструкции традиционных ТЭС, так и при разработке и создании ПГУ ТЭС с ГФ.

Результаты работы **использованы** при разработке программ развития ТЭС ОАО «Ачинский глиноземный комбинат», а также ряда других глиноземных заводов компании РУСАЛ, в учебном процессе НГТУ – при подготовке инженеров по специальности 140101 – «Тепловые электрические станции».

Достоверность результатов и выводов диссертационной работы обосновывается использованием методики технико-экономических и эксергетических системных исследований, фундаментальных закономерностей технической термодинамики, теплопередачи, теории надёжности. Математические модели и компьютерное моделирование ПГУ ТЭС с ГФ базируются на методах, апробированных и хорошо себя зарекомендовавших на решении ряда других задач подобного класса.

Личный вклад заключается в разработке методических подходов, математических моделей, методов расчета и исследования технико-экономических показателей и расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и схемных параметров пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами и комбинированным производством электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода, а также в разработке рекомендаций по выбору схем, параметров и мощностей.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на межвузовских и всероссийских научных конференциях: Тинчуринские чтения, 2008 (г.Казань), НТИ (Новосибирск, 2006, 2007, 2008 гг.); на международных конференциях: IFOST (Монголия, 2007), Coal-Gen Europe 2008 (Польша, 2008); ЗАО «СибКОТЭС» (Новосибирск, 2006).

Публикации. Основные положения и результаты диссертации опубликованы в 10 печатных изданиях: из них 5 – научных статей (из них 2 по списку ВАК), 5 – материалы конференции.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы и приложения. Основной текст изложен на 152 страницах, содержит 36 рисунков, 28 таблиц.

Основное содержание работы

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, дана краткая характеристика диссертации.

В **первой главе** обоснована актуальность применения ПГУ ТЭС с поточными газификаторами при комбинированном производстве электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода, актуальность проведения комплексных исследований, анализируется технологическая готовность энергооборудования для использования его в схеме ПГУ ТЭС с ГФ.

На основании проведенного анализа были сформулированы **задачи исследования:**

1. Разработка методических подходов, методов расчета и исследования технико-экономических показателей и эффективности пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода.
2. Разработка методики расчета поточных газификаторов угля с определением конструктивно-компоновочных и расходно-термодинамических параметров.
3. Исследование технико-экономических показателей и эффективности, расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и схемных параметров ПГУ ТЭС с поточными газификаторами.
4. Разработка рекомендаций по выбору рациональных схем и параметров ПГУ ТЭС с газификацией угля и комбинированным производством элект-

тро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода, разработка рекомендаций по выбору типа газификаторов для работы в составе ПГУ ТЭС.

Во **второй главе** изложена методика комплексных исследований ПГУ ТЭС с ГФ.

Энергоблоки ТЭС с производством синтез-газа и водорода включают газификатор, систему утилизации теплоты синтез-газа, систему мембранного выделения водорода и вырабатывают и отпускают потребителям электро-, теплоэнергию, синтез-газ и водород. Такие многоцелевые энергоблоки являются сложными многокомпонентными структурами. Эти обстоятельства наряду с чисто экономическими проблемами обостряют актуальность решения задачи об оценке как энергетической, так и технико-экономической эффективности энергоблоков.

Главной задачей технико-экономических расчетов пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами при комбинированном производстве электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода является определение такого сочетания термодинамических, расходных, конструктивных, компоновочных параметров и вида технологической схемы, при котором заданные объемы отпускаемой электрической, тепловой и химической энергии синтез-газа и водорода обеспечиваются с максимальной технико-экономической эффективностью при выполнении всех внешних и внутренних ограничений. При этом в качестве внутренних ограничений выступают начальные параметры энергоблока, режимные факторы технологических процессов, конструктивные особенности оборудования и т.п., внешними ограничениями являются условия приведения расчетных вариантов к сопоставимому виду, которые учитывают влияние экологических, социальных, инфраструктурных факторов, включение энергоблока в энергокомпанию, его готовность к несению нагрузки.

Важно отметить, что реализация указанного методического подхода невозможна без использования достаточно эффективной математической модели энергоблока ПГУ с ГФ.

В предлагаемой модели технико-экономического исследования заложены принципы эксергетической методологии. При этом энергоблок разделяется на несколько функционирующих частей, для которых выполняется математическое описание (моделирование). Эти модели связываются между собой в вычислительном комплексе, имитирующем работу энергоблока.

Значительный опыт математического моделирования и оптимизации энергоблоков отражен в работах Попырина Л.С., Левенталя Г.Б., Шубенко-Шубина Л.А., Клера А.М. и др.

Для построения эффективной математической модели теплофикационно-

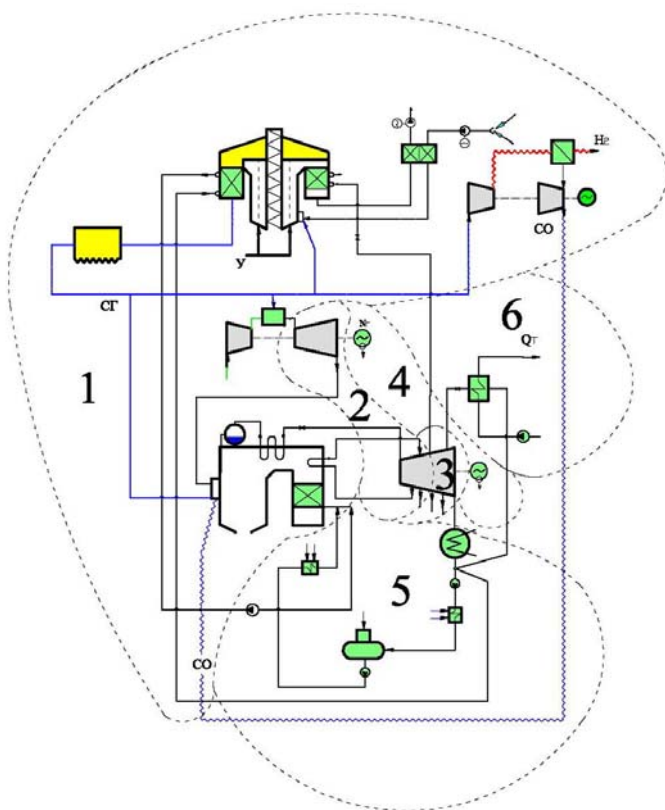


Рис. 1. Схема разбиения энергоблока на функциональные части: 1 – парогазогенерирующее оборудование, газификатор и система отпуска водорода; 2– часть высокого давления турбины и газовая турбина; 3– часть низкого давления; 4 – электрическая часть; 5 – система регенерации и система технического водоснабжения; 6– система отпуска теплоэнергии);

го парогазового энергоблока с поточным газификатором применяются методики агрегатирования и декомпозиции. Агрегатирование – уменьшение размерности схемы путем замены группы одинаковых параллельно работающих и равномерно нагруженных элементов на один элемент расчетной схемы. Суть декомпозиции – в разделении схемы энергоблока на несколько частей, связи между которыми немногочисленны и построения для каждой части своей математической модели с последующей увязкой математических моделей между собой.

Основополагающей является эксергетическая методология, в которую значимый вклад внесли работы Эванса Р., Трайбуса М., Андриющенко А.И., Бродянского В.М. и др. Эксергетическая методология использует эксергетический потенциал (величину максимально возможной работы разных энергоносителей, которая характеризует термохимические и термодинамические процессы превращения энергии, заканчивающиеся при наступлении термодинамического равновесия системы) для анализов процессов превращения энергии на различных участках энергоблока. Эксергетический потенциал позволяет оценить работоспособность энергоносителей в любой части энергоблока и на основе эксергетических балансов определить показатели термодинамической эффективности, как отдельных частей, так и в целом энергоблока. Настоящая диссертация опирается на эти работы и является естественным их развитием.

Энергоблок представляется в виде шести взаимосвязанных функционирующих частей (рис. 1). Эксергии, производимой каждой частью, ставятся в соответствие затраты, включающие в себя не только затраты собственно функционирующей части, но и переносимые с подводимой эксергией $\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$. Эксергия $\sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ с затратами Z_i “продается” i -й частью, эксергия $\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$ с соответствующими затратами “покупается” i -й функционирующей частью.

Эксергетические КПД функционирующих частей определялись как

$$\eta_i = \sum E_{ij}^y / \sum E_{ki}^x, \quad (1)$$

где для 1-й, 3-й, 6-й частей ПГУ с ГФ, отличающихся нетрадиционным составом оборудования,

$$\sum E_{1j}^y = E_{12}^n + E_{13}^n + E_{13}^r; \quad \sum E_{k1}^x = (B_n + B_r) E_{y.t.} + E_{21} + E_{31} + E_{51} + E_{41}; \quad (2)$$

$$\sum E_{3j}^y = E_{34}^n + E_{34}^r + E_{36}^n + E_{36}^r + E_{35}; \quad \sum E_{k3}^x = E_{13}^n + E_{13}^r; \quad (3)$$

$$\sum E_{6j}^y = E_t + E_{65}; \quad \sum E_{k6}^x = E_{36}^n + E_{36}^r + E_{46}; \quad (4)$$

индексы п, г относятся к паровой и газотурбинной ступеням ПГУ; $E_{y.t.}$ – химическая эксергия условного топлива.

Эксергетические КПД по отпуску синтез-газа, водорода, электроэнергии и теплоэксергии рассчитывались как

$$\eta_{1S} = \lambda_0 / \lambda_6 = \eta_1 \varepsilon_S \quad (5)$$

$$\eta_{4N} = \lambda_0 / \lambda_4 = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N; \quad (6)$$

$$\eta_{6T} = \lambda_0 / \lambda_6 = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N, \quad (7)$$

где ε_S – структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между функционирующими частями энергоблока, а также внешние системные связи; ε_N – эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате.

При таком методическом подходе показатель технико-экономической эффективности может быть представлен как

$$\eta_Z = \frac{\sum (C_N N + C_E E_T + C_{CG} E_{CG} + C_{H2} E_{H2})}{\sum_{\tau} Z} \quad (8)$$

где C_N, C_E, C_{CG}, C_{H2} – получаемая плата за электроэнергию, теплоэксергию, синтез-газ и водород в данном τ -ом году; Z – среднегодовые затраты.

Для того, чтобы исследуемый энергоблок был рентабельным, критерий эффективности (по-сути отражающий интегральный эффект) должен быть больше единицы и чем он выше, тем эффективнее рассматриваемый вариант энергоблока ТЭС.

Расход топлива на ПГУ с поточным газификатором определяется по формуле:

$$B_{\Sigma} = (B_K + B_{ГТУ}) \cdot (1 + \xi_{CG} \cdot \gamma) \cdot (1 + \zeta_R), \quad (9)$$

где $B_K, B_{ГТУ}$ – расходы угля для производства синтез-газа сжигаемого в энергетическом котле, и ГТУ; ξ_{CG} – коэффициент, учитывающий отбор синтез-газа на производство водорода, γ – коэффициент, учитывающий возврат СО от мем-

бранного модуля; ξ_R – относительный подвод теплоты для газификации (за счет сжигания части синтез-газа).

Поточные газификаторы, входящие в технологическую схему ПГУ ТЭС рассчитываются на основе разработанной математической модели, приближенно моделирующей функционирование процесса газификации. Эта приближенность обусловлена следующими допущениями: квазистационарностью процесса; постоянством кинетических параметров реакций, теплоемкостей, коэффициентов теплоотдачи; изотермичностью угольных частиц; инертностью компонентов золы; учетом определяющих химических реакций взаимодействия с окислителем; одномерностью потока газозвеси.

При этом ставится задача на основе единого методического подхода увязать термодинамические и кинетические параметры процесса с конструктивно-компоновочными параметрами газификатора и параметрами тепловой схемы ПГУ.

Физическая модель газификации в реакторной зоне измельченного угля представляется как струйное течение (в режиме близком к режиму идеального вытеснения) реагирующей газозвеси внутри квазитрубки с высокотемпературной стенкой, образованной: для трубчатого газификатора (при аллотермическом процессе) – жаропрочным конструкционным материалом; для газификатора кипящего слоя (с процессом Винклера) – инертным материалом (песком, золой) с эквивалентным диаметром, сформированным условиями кислородной подачи через перфорированную решетку; для кольцевого газификатора (с процессом Тексако) – горящим иницирующим топливом с эквивалентным диаметром, сформированным условиями форсуночной подачи кавитационного жидкого топлива (КЖТ).

Основные методические положения разработанной модели базируются на алгоритмах расчетов процессов термической переработки измельченного топлива, представленных в работах Печенегова Ю.Я., Ноздренко Г.В.

Разработанная математическая модель обеспечивает достаточно точное описание реальных процессов, как в рамках функционирующих частей, так и по

информационным связям. Модель включает зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и конструктивными характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных значений (неотрицательность расходов, перепадов давлений, энергетических и материальных потоков и др.).

Математическая модель ориентирована на технико-экономический расчет ПГУ с ГФ, при котором для каждого варианта выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котла и газификатора, паровой турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, газовой турбины, компрессора, основных трубопроводов, технических систем (топливоподдачи, пылеприготовления, тягодутьевой, отпуска теплоты, технического водоснабжения, золошлакоудаления, очистки и эвакуации дымовых газов); расчет мощности собственных нужд; определения расходов топлива на котел, камеры сгорания, газификаторы.

В **третьей главе** представлены результаты расчетов технологического профиля, условий включения поточных газификаторов в тепловую схему ПГУ ТЭС, основных конструктивно-компоновочных и расходно-термодинамических параметров поточных газификаторов (трубчатый аллотермический, газификатор типа Тексако и кипящего слоя типа Винклера) различной газопроизводительности.

Показано, что входящие в состав поточных газификаторов экономайзеры (охладители синтез-газа) могут быть включены в систему подогрева питательной воды. При этом полностью вытесняется система регенерации паровой турбины.

В качестве расчетного топлива для всех газификаторов принят Кузнецкий промпродукт.

Для газификаторов аллотермического (трубчатого), Тексако принята кольцевая (с соответствующими диаметрами D_1 , D_2) конструкция, для Винклера – цилиндрическая (рис. 3.б). При этом высота газификаторов определяется вре-

менем протекания реакции газификации и составляет для трубчатого газификатора - 20 м, газификатора Тексако – 6,64 м, для газификатора кипящего слоя – 13 м.

Принята следующая компоновка трубчатого газификатора: двухрядное шахматное расположение реакторных трубок в экранах кольцевой топки с относительным диаметром $d_y = 0,5$ м; коридорное расположение трубок пароперегревателя в прямоугольном газоходе; шахматное расположение трубок в экономайзере.

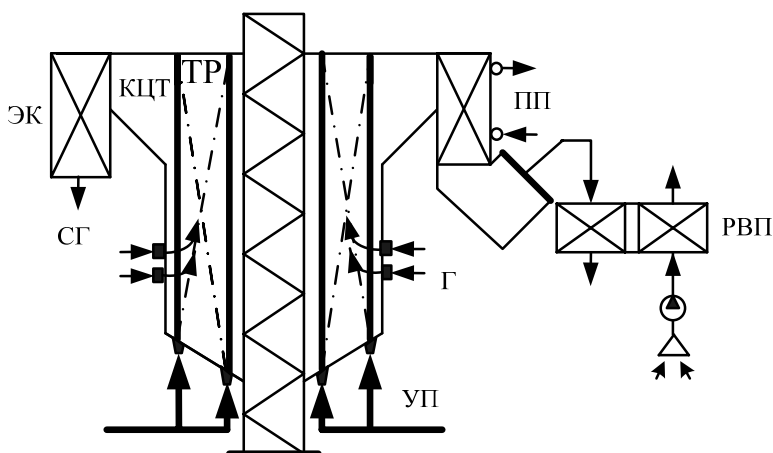


Рис. 2. Компоновочная схема газификатора: СГ – охлажденный (запыленный синтез-газ, КЦТ – кольцевая топка, ЭК – экономайзер, ПП – пароперегреватель, РВП – регенеративный воздухоподогреватель, ТР – реакторные трубки, Г – подача синтез-газа в КЦТ, УП – угольно-паровая смесь.

экономайзера – сталь 20, набивка (толщина листов набивки 0,0006 м) РВП – сталь 3.

Для элементов трубчатого аллотермического газификатора приняты конструкционные материалы: реакторные трубки и трубки пароперегревателя (внешним диаметром 0,03 м и толщиной стенки 0,003 м) – алюмоборонитридная композиционная керамика, трубки (внешним диаметром 0,03 м и толщиной стенки 0,005 м)

Особенностью работы трубчатого аллотермического газификатора (рис.2) является необходимость подвода пара постоянного давления (2,0 бар) от регулируемого отбора паровой турбины. Газификация в газификаторах Тексако и Винклера осуществляется с использованием в качестве окислителя кислорода, что требует дополнительных капитальных затрат в установку разделения воздуха и увеличивает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС.

Таблица 1

Характеристика синтез-газа, получаемого в газификаторах

	Показатель	Трубчатый газификатор	Газификатор Тексако	Газификатор Винклера
1	Объемное содержание	CO	0,396	0,397
2		H ₂	0,530	0,531
3		CO ₂	0,013	0,013
4		N ₂	0,058	0,058
5		A	0,000	0,000
6		SO ₂	0,002	0,001
7	Теплота сгорания синтез-газа, кДж/м ³	10682,5	10693,0	10632,4
8	Теплота сгорания синтез-газа, кДж/кг	15363,6	15426,0	10273,9
9	Плотность синтез-газа, кг/м ³	0,695	0,693	1,035

Из приведенных в табл. 1 данных видно, что газификатор водоугольного топлива позволяет производить наиболее калорийный синтез-газ с высоким объемным содержанием водорода. Близкий по составу и теплотворной способности синтез-газ продуцируется трубчатым аллотермическим газификатором. Производимый в газификаторе кипящего слоя (Винклера) синтез-газ имеет в 2 раза более низкое объемное содержание водорода и меньшую теплоту сгорания. Это объясняется различием в применяемом окислителе: пар – для трубчатого

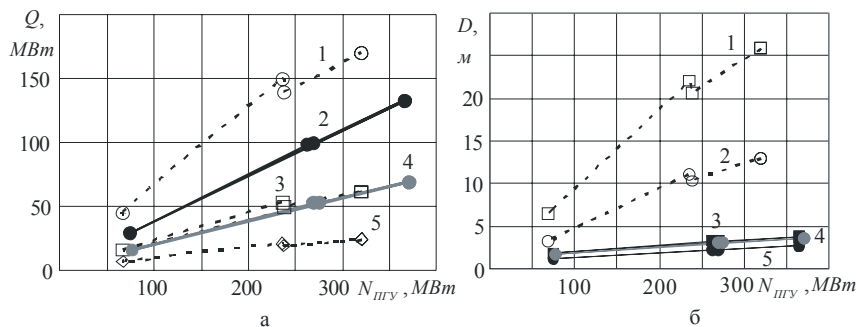


Рис. 3. Теплопроизводительность (Q) и диаметр (D) газификаторов в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$: на графике а: 1 – $Q_{охл}^{СТ}$, 3 – $Q_{ПП}$, 5 – $Q_{РВП}$ для трубчатого газификатора; 2 – $Q_{охл}^{СТ}$ для газификатора Тексако; 4 – $Q_{охл}^{СТ}$ для газификатора Винклера; на графике б: 1, 2 – соответственно $D1$, $D2$ для трубчатого газификатора; 3, 5 – $D2$, $D1$ для газификатора Тексако; 4 – D для газификатора Винклера.

газификатора, кислород и пар (полученный при испарении воды кавитационного жидкого топлива – КЖТ) – для газификатора Тексако и кислород – для газификатора Винклера.

Теплопроизводительность газификатора (рис. 3.а) определяется

теплотой охлаждения синтез-газа $Q_{охл}$ (а для трубчатого газификатора еще и теплопроизводительностями пароперегревателя $Q_{пп}$ и воздухоподогревателя $Q_{рвп}$).

В четвертой главе приведены результаты и выполнен технико-экономический анализ парогазовых энергоблоков ТЭС с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Даны рекомендации по выбору рациональных схем и параметров ПГУ ТЭС с газификацией угля.

В качестве объектов исследования технологии ПГУ-ТЭС с ГФ рассматривались энергоблоки на базе паровых турбин Т-50...250 МВт.

На рисунках 4-5 представлены эксергетические КПД: по выработке синтез-газа и водорода (η_{1S}); по выработке электроэнергии (η_{4N}); по выработке теплоэнергии (η_{6T}); парогазогенерирующей части с газификатором и системами отпуска водорода и синтез-газа (η_i).

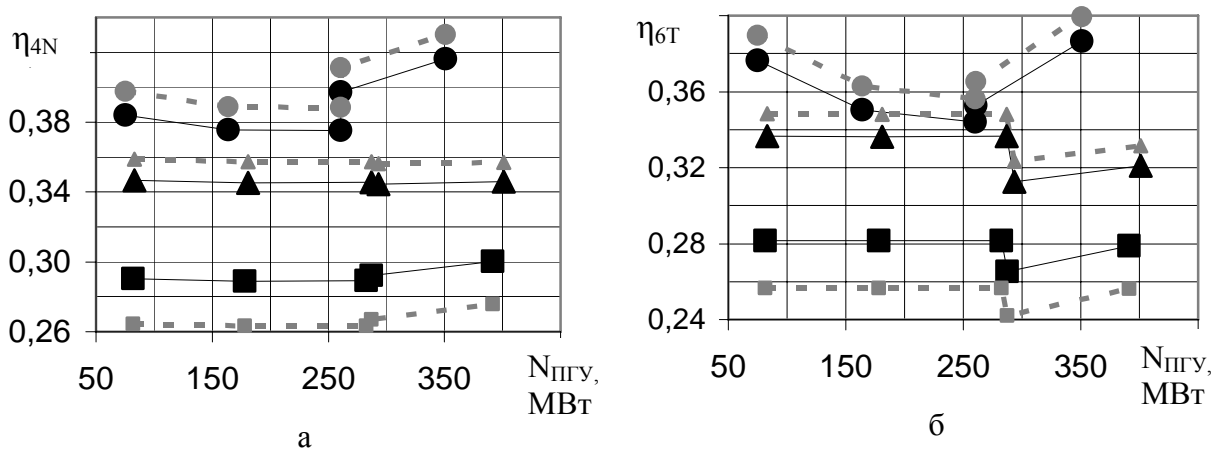


Рис. 4. Эксергетический КПД по выработке электроэнергии (а) и теплоэнергии (б):

● - схема с трубчатым газификатором, ▲ – схема с газификатором типа Тексако, ■ – схема с газификатором типа Винклер. Черным цветом – схемы с отпуском водорода, серым – с отпуском синтез-газа.

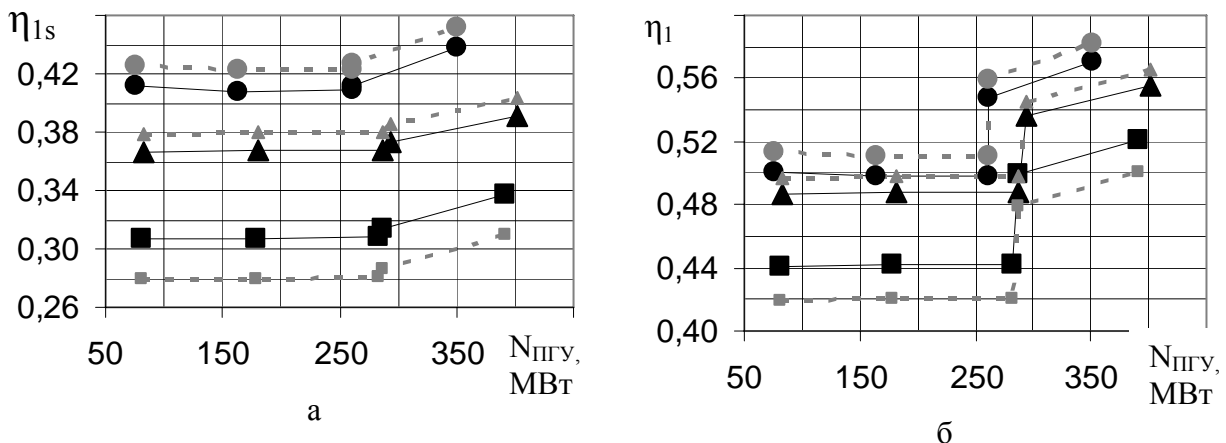


Рис.5. Эксергетический КПД по отпуску водорода и синтез-газа (а) и первой функциональной части (б): ● - схема с трубчатым газификатором, ▲ – схема с газификатором типа Тексако, ■ – схема с газификатором типа Винклера. Черным цветом – схемы с отпуском водорода, серым – с отпуском синтез-газа.

Эксергетический КПД энергоблоков ПГУ ТЭС с газификатором и производством водорода и синтез-газа находится на уровне 31-44 % – по выработке водорода; 28-45 % – по выработке синтез-газа; 26-43 % – по выработке электроэнергии; 24-40 % – по выработке теплоэксергии.

Причем, для схем с трубчатым газификатором и газификатором Тексако вариант с производством водорода оказывается с экономической точки зрения более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее оказывается производство синтез-газа. Это объясняется более низкими температурами процесса Винклера и, как следствие, пониженным содержанием водорода в продуцируемом газификатором синтез-газе.

На всех четырех графиках (рис. 4...5) заметно влияние перехода к схемам с промежуточным перегревом пара (турбины Т-180 и Т-250). При этом для схем с трубчатым газификатором этот переход более заметен. Это объясняется технологическими особенностями схемы с аллотермическим трубчатым газификатором: потребление влажного пара с постоянным давлением (2 бар) от регулируемого отбора паровой турбины, полным вытеснением системы регенерации паровой турбины.

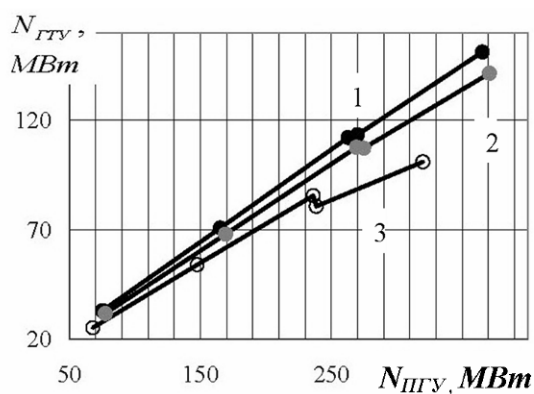


Рис.6. Мощность газотурбинной установки ($N_{ГТУ}$) в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$: 1 - для схем с газификатором типа Тексако, 2 - для схем с газификатором типа Винклер, 3 - для схем с трубчатым газификатором.

Производство электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Как видно из рисунка зависимость имеет слабый скачок (в сторону снижения расхода угля). Этот скачок обусловлен повышением термической эффективности производства электроэнергии при переходе к паровому циклу с промежуточным перегревом пара. При этом снижаются удельный расхода пара на единицу производимой электроэнергии и расход топлива на газификатор.

На рис. 7б представлены годовые выработки синтез-газа и водорода поточными газификаторами в составе ПГУ ТЭС. Из представленных данных видно, что газификатор Тексако имеет наибольшую выработку синтез-газа и водорода, Винклера - наименьшую.

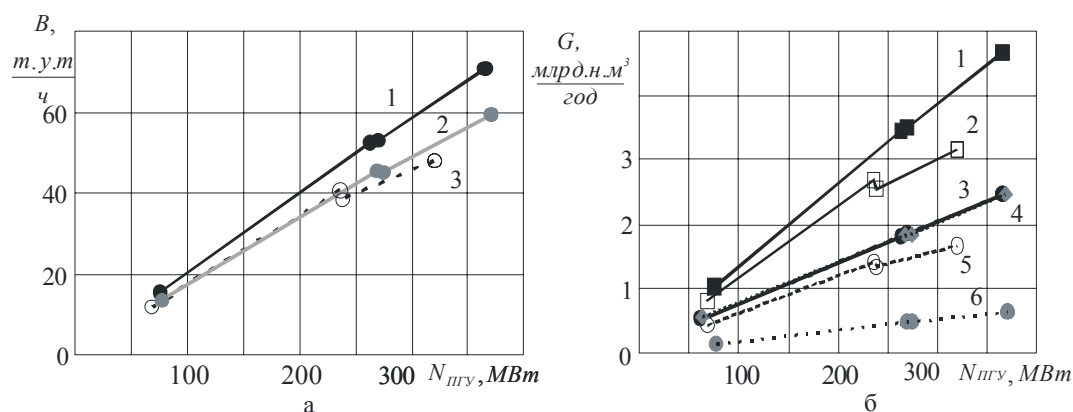


Рис.7. Расход топлива (B) и газопроизводительность (G) газификаторов в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$: На графике а: 1 - для газификатора Тексако; 2 - для трубчатого газификатора; 3 - для газификатора Винклера. На графике б: 5 - G_{H_2} , 2 - G_{CO} для трубчатого газификатора; 3 - G_{H_2} , 1 - G_{CO} для газификатора Тексако; 6 - G_{H_2} , 4 - G_{CO} для газификатора Винклера.

Мощность газотурбинной части (рис. 6) для энергоблоков с комбинированным производством водорода определяется необходимым количеством газов (отработавших в газовой турбине) подаваемым в низконапорный парогенератор, в качестве окислителя для сжигания синтез-газа.

На рис.7а представлен расход угля для ПГУ ТЭС с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода.

На рис. 8 представлены технико-экономический критерий эффективности η_Z (по отношению к η_Z для пылеугольных ТЭС с ГТ-надстройкой), а также, удельные капитальные вложения ($K_{уд}$) на установленную электрическую мощность и на установленную эксергетическую мощность ($K_{уд,экс}$) для ПГУ ТЭС с различными газификаторами.

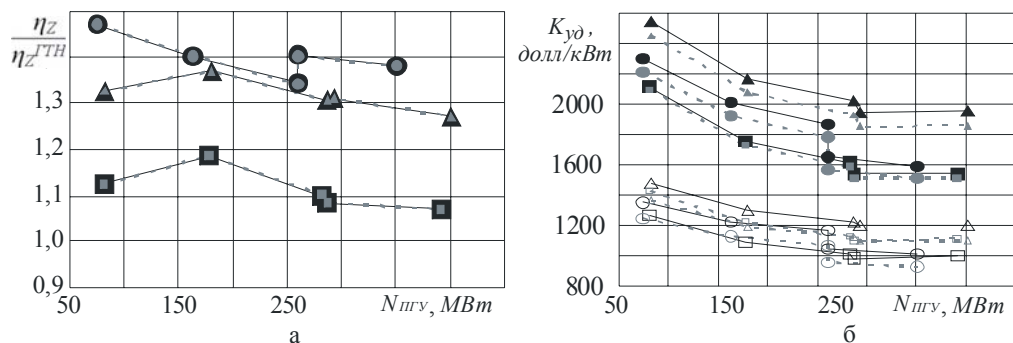


Рис.8. Техничко-экономический критерий эффективности η_Z (по отношению к $\eta_Z^{ГТН}$ для пылеугольных ТЭС с ГТ-надстройкой) и удельные кап. вложения ($K_{уд}$) на установленную электрическую мощность / на установленную эксергетическую мощность ($K_{уд,экс}$). На рисунке а: ● - схема с трубчатым газификатором, ▲ – схема с газификатором типа Тексако, ■ – схема с газификатором типа Винклер. На рисунке б: ●/○ - $K_{уд}/K_{уд,экс}$ для схем с трубчатым газификатором, ▲/△ – для схем с газификатором типа Тексако, ■/□ – для схем с газификатором типа Винклер. Черным цветом – схемы с отпуском водорода, серым – с отпуском синтез-газа.

Из рис. 8 видно, что ПГУ ТЭС с поточными газификаторами и комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода имеют в $1,1 \div 1,47$ большую технико-экономическую эффективность при сравнении с пылеугольными ТЭС реконструированными путем газотурбинной надстройки. При этом наиболее эффективной оказывается схема с трубчатым аллотермическим газификатором, наименее эффективной – с газификатором кипящего слоя. Следует обратить внимание, что наибольших удельных капиталовложений требует вариант с газификатором типа Тексако, далее идет трубчатый газификатор и наименьшие капиталовложения соответствуют схеме с газификатором кипящего слоя.

Газификатор кипящего слоя проще конструктивно и соответственно дешевле, но из-за невысоких температур процесса синтез-газ производимый данным газификатором менее калорийный, в нем ниже содержание водорода.

В целом для ПГУ ТЭС удельные капиталовложения в энергоблоки ТЭС с производством синтез-газа и водорода находятся в диапазоне 1500 ÷ 2550 \$/кВт установленной электрической мощности или 900 ÷ 1500 \$/кВт установленной эксергетической мощности. Удельные капиталовложения в энергоблоки ПГУ ТЭС с газификацией уменьшаются с увеличением установленной мощности блока. Для схем со всеми типами газификаторов характерно скачкообразное снижение удельных капиталовложений при переходе к схемам с промежуточным перегревом пара.

На рис.9 представлены чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД) и срок окупаемости (Ток) для различных вариантов ПГУ с поточными газификаторами и отпуском водорода и синтез-газа. Срок окупаемости для всех вариантов находится в диапазоне 6-11 лет.

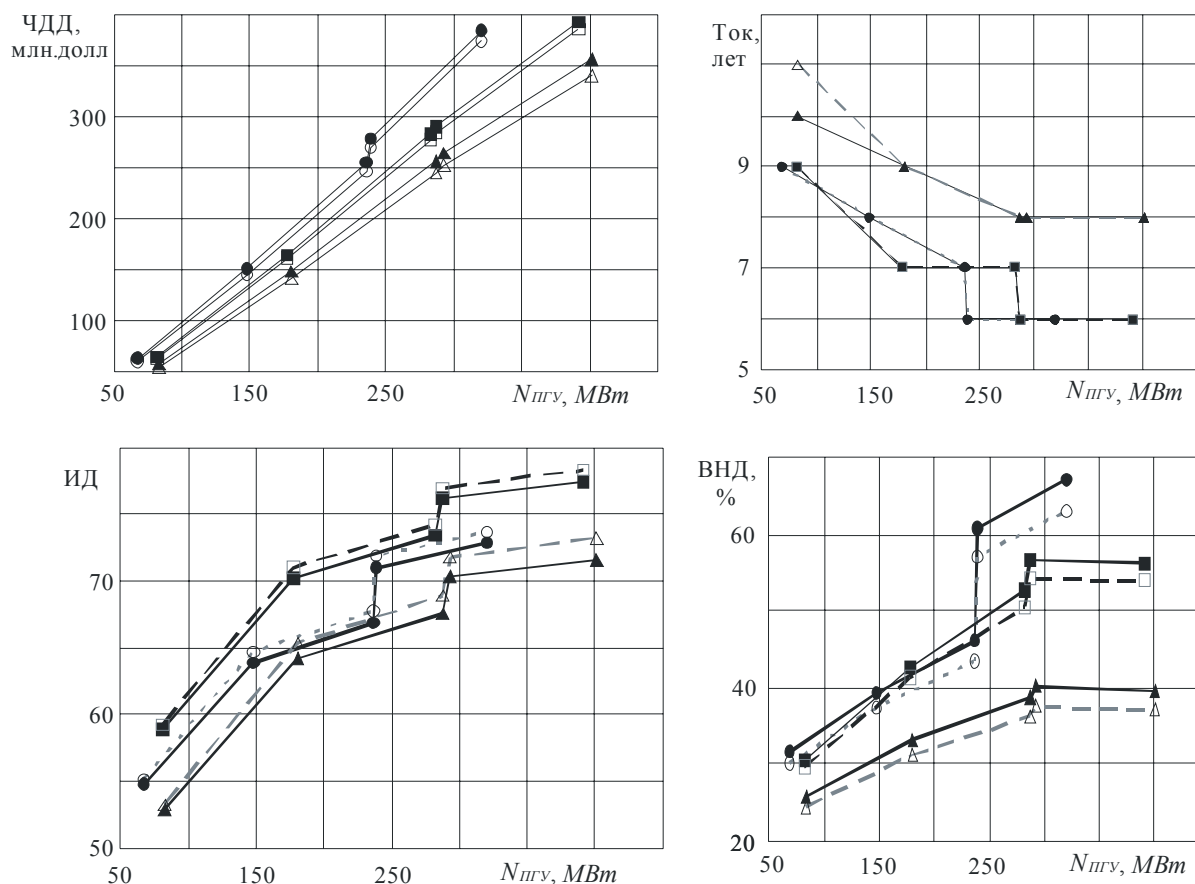


Рис.9. Чистый дисконтированный доход (ЧДД), срок окупаемости (Ток), индекс доходности (ИД) и внутренняя норма доходности (ВНД): ●/○ - схема с трубчатым газификатором, ▲/△ – схема с газификатором типа Тексако, ■/□ – схема с газификатором типа Винклер. Черные точки – схемы с отпуском водорода, белые точки – с отпуском синтез-газа.

Основные результаты работы

1. Разработан методический подход, метод расчета и исследования технико-экономических показателей и эффективности пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода.
2. Разработана методика расчета поточных газификаторов угля с определением конструктивно-компоновочных и расходно-термодинамических параметров.
3. Выполнены расчеты технологического профиля, основных конструктивно-компоновочных и расходно-термодинамических параметров поточных газификаторов (трубчатый аллотермический, газификатор КЖТ типа Тексако и кипящего слоя типа Винклера) различной газопроизводительности.
4. Рассчитаны условия включения поточных газификаторов в тепловую схему ПГУ ТЭС. Показано, что входящие в состав поточных газификаторов экономайзеры (охладители синтез-газа) могут быть включены в систему подогрева питательной воды. При этом полностью вытесняется система регенерации паровой турбины.
5. Газификатор типа Тексако позволяет производить наиболее калорийный синтез-газ с высоким объемным содержанием водорода. Близкий по составу и теплотворной способности синтез-газ производится трубчатым аллотермическим газификатором. Производимый в газификаторе кипящего слоя (Винклера) синтез-газ имеет в 2 раза более низкое объемное содержание водорода и меньшую теплоту сгорания.
6. Выполнены комплексные исследования ПГУ ТЭС с ГФ с Т- турбинами мощностью 50...250 МВт. ПГУ ТЭС с поточными газификаторами и комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода имеют в $1,1 \div 1,47$ большую технико-экономическую эффективность при сравнении с пылеугольными ТЭС реконструированными путем газотурбинной надстройки. При этом наиболее эффективной оказывается

схема с трубчатым аллотермическим газификатором, наименее эффективной – с газификатором кипящего слоя.

7. Для схем с трубчатым газификатором и газификатором Тексако вариант с производством водорода оказывается с экономической точки зрения более эффективным, а для схем с газификатором Винклера – эффективнее оказывается производство синтез-газа.
8. При высоких требованиях к чистоте синтез-газа оптимально применение трубчатого аллотермического газификатора; если на ТЭС производится или поставляется по трубопроводу КЖТ - целесообразно применение газификатора Тексако, при этом возможно производить незабаластированный синтез-газ и водород; в случае если нет потребности в водороде, потребность потребителя в синтез-газе мала, возможно применение газификатора Винклера (низкая производительность, но и наименьшие капиталовложения).
9. Вложение инвестиций в ПГУ ТЭС с ГФ является эффективным. ЧДД составляет около 50...400 млн. долл., срок окупаемости ПГУ ТЭС с ГФ на базе Т-турбин – около 6...11 лет, внутренняя норма доходности – 25...65%, индекс доходности – 53...78.

Совокупность полученных результатов составляет научную новизну диссертации.

Личный вклад автора заключается в разработке методических подходов, математических моделей, методов расчета и исследования технико-экономических показателей и расходно-термодинамических, конструктивно-компоновочных и схемных параметров пылеугольных ПГУ ТЭС с поточными газификаторами и комбинированным производством электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода, проведении комплексных исследований, компьютерных экспериментов, а также, в анализе результатов и разработке рекомендаций по выбору схем, параметров и мощностей.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:

1. Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В., Щинников П.А., Бородихин И.В., Кузьмин А.Г. Эффективность комбинированного производства водорода на ТЭС // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под. ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – Вып. 10. – С.138-146.
2. Кузьмин А.Г. Комбинированное производство водорода и электроэнергии в составе энергоблоков ТЭС // Наука. Технологии. Инновации. Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. Часть 3 – С 150-152.
3. Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В., Щинников П.А., Бородихин И.В., Кузьмин А.Г.. Комбинированное производство водорода на ТЭС // Экология производства. Энергетика. – 2006.-№4.– С. 13-14
4. Кузьмин А.Г. Комбинированное производство водорода на ТЭС // Наука. Технологии. Инновации. Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. Часть 3 – С 167-170.
5. Кузьмин А.Г., Ноздренко Г.В. Параметры угольных поточных газификаторов ТЭС // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под. ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – Вып. 12. – С.67-76.
6. Кузьмин А.Г. Комплексные технико-экономические исследования поточных газификаторов ПГУ // Наука. Технологии. Инновации. Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. Часть 3 – С 120-122.
7. Kuzmin A.G. Combined hydrogen production on CHP / G.V.Nozdrenko, Y.V.Ovtchinnikov, P.A.Schinnikov, I.V.Borodikhin, A.G.Kuzmin // Proceedings of The second International Forum on Strategic Technology IFOST 2007, – 3 – 5 October, 2007, Ulaanbaatar, Mongolia, –

Ulaanbaatar, 2007. – P.177 – 178. [Комбинированное производство водорода на ТЭС].

8. Кузьмин А.Г. Исследование поточных газификаторов ПГУ // Материалы докладов III молодежной Международной научной конференции "Тинчуринские чтения" посвященной 40-летию КГЭУ/Под общ. ред. д-ра физ-мат. наук, проф. Ю.Я.Петрушенко. В 4 т.; Т. 2. -Казань: Казан, гос. энерг. ун-т, 2008. – С. 141-142.

9. Накоряков В.Е., Ноздренко Г.В., Кузьмин А.Г. Исследования угольных ПГУ ТЭЦ с комбинированным производством электро-, тепло-энергии, синтез-газа и водорода. – Теплофизика и аэромеханика. – 2009. – том 16. – №4. – С.545 – 551.

10. Накоряков В.Е., Ноздренко Г.В., Кузьмин А.Г. Технико-экономические показатели ПГУ ТЭЦ с газификацией угля. – Научный вестник НГТУ. - 2009. - № 4(37). – С.155 – 162.

Отпечатано в типографии Новосибирского
государственного технического университета
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса,20,
тел./факс (383) 346-08-57, ngtu@ngs.ru
формат 60 x 84/16, объем 1.5 п.л., тираж 100 экз.,
заказ № 437, подписано в печать 12.11.09г.