

Перспектива газогенераторных технологий для переработки отходов угольной отрасли*Богомолов А.Р., Темникова Е.Ю. ***Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, г. Новосибирск, Россия***Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия*

Кемеровская область обладает богатейшими запасами минеральных ресурсов, в первую очередь угольными и рудными месторождениями. Запасы твердого угольного топлива, начиная от антрацитов и заканчивая молодыми бурыми углями, в настоящее время составляют около 700 млрд. т. [1] Горнодобывающая отрасль Кузбасса дает возможность развиваться металлургии черных и цветных металлов. Развитие угольной энергетики обеспечивает энергетическую безопасность и социальную стабильность России.

К «отходам» угольной отрасли, в результате многолетних наблюдений за производственными процессами, начиная от добычи как подземной, так и открытой и заканчивая процессами обогащения, образуются низкосортные, высокозольные, окисленные, по размеру кусков класса штыб 0-6 мм, влажные мелкодисперсные угля (кек) – трудно поддающиеся переработке для дальнейшего использования и продвижению на рынок.

В Кузбассе до настоящего времени более 40% углей проходит через обогатительные фабрики. В гидро- и сухих отвалах находится около 25 млн. т шламов [2], в которых содержатся до 20-80 % органической массы, а штыба в Российской Федерации ежегодно образуется около 180 млн. т [3]. Проблема наращивания такого рода «отходов» будет обостряться, так как угольные предприятия планируют вводить в строй новые обогатительные фабрики.

Если рассматривать только коксующиеся угли, то их объем добычи в Кузбассе составляет около 3/4 от объема добычи в России. Обогащению подвергается более 4/5 добываемых этих углей для коксохимических производств. Если образование угольных шламов в 2005 году составляло около 1,3 млн. т, то 2010-2013 году их ежегодно образовывалось около 2 млн. т.

Эти «отходы» необходимо использовать в технологиях, неохотно внедряемых в Кузбассе: сгущение обогащенного угольного шлама методом масляной агломерации [1], получение топливного генераторного газа одним из способов газификации, сжигание водоугольной суспензии и др.

Повышенный интерес в мире к чистым угольным энерготехнологиям, а также полигенерирующим системам [4] просматривается ростом публикационной активности по этим направлениям, обеспечивающим производство тепловой, электрической энергии и синтез-газа на любом виде твердого топлива.

Необходимо отметить, что мировое потребление первичных энергоресурсов в большей степени основывается на использовании твердого топлива. Геологические запасы угля составляют 68% от общих ресурсов горючих ископаемых планеты, на долю нефти и газа приходится лишь 13 и 19% соответственно. За последние десять лет мировое потребление угля выросло почти на 50%, потребление природного газа – на 30%, а нефти и атомной энергии – менее чем на 10% .

В развитых странах доля угольного топлива в энергетике превышает 50%, а в мире уголь занимает около 40% на рынке производства электроэнергии. Доля угольного топлива в энергетическом балансе России достаточно низкая и составляет менее 20% . Прогноз использования топливно-энергетических ресурсов в России показывает, что значительный прирост будет в добыче и переработке угля.

Значение удельного показателя отходов флотации составляет 120-130 кг/т рядового угля, а породы углеобогащения – 410 кг/т рядового угля (Сб. уд. показателей образования отходов производства и потребления, Москва, 2009 г.).

В связи с изложенным, многие научные коллективы предлагают использовать газогенераторные технологии на сырье возрастающих объемов «отходов» угольной отрасли.

Историю газогенераторных технологий следует начать с Уильяма Мэрдока (1754-1839), который впервые в 1792 году произвел сухую перегонку каменного угля и применил в 1803 году полученный газ для освещения (светильный газ). Итальянский профессор Фелиций Фонтан (1730-1805), пропуская воду через раскаленный уголь, получил водяной газ, содержащий в основном СО и Н₂, который в настоящее время называется синтез-газом.

В России первые установки по производству синтетического газа из угля начали работать в 1835 г. К 1888 г. в России насчитывалось 210 газогенераторных установок для освещения городов, фабрик, железнодорожных станций. В начале XX века все крупнейшие города России

были обеспечены газом, полученным из угля [5]. Построенные газогенераторные установки успешно эксплуатировались на территории бывшего СССР до 60-х годов 20-го века.

С освоением крупных месторождений нефти и газа произошло полное замещение синтетического газа, получаемого из твердого топлива (уголь, древесина), на природный газ и продукты нефтепереработки.

Например, флагман химической промышленности ОАО «Азот» (ранее Ново-Кемеровский химкомбинат) до освоения месторождений газа, для производства аммиака и метанола использовал угольные газогенераторные установки.

Еще один пример. До начала 60-х годов Анжерский стекольный завод работал на подводе тепла при сжигании генераторного газа, получаемого в газогенераторах, привезенных из Германии (6 шт.). Печь объемом 120 т жидкого стекла обогревалась вырабатываемым генераторным газом при газификации кека из ОФ «Судженская». Кек – это отходы обогатительной фабрики при обогащении углей КЖ и КС с содержанием углерода до 40%, влаги – 30% и остальное – минеральная составляющая. После 60-х годов обеспечение теплом осуществлялось сжиганием мазута в количестве 60 т/сут. Сегодня Анжерского стекольного завода нет. Руководство завода не смогло провести перевооружения и модернизации технологии. Одной из причин является высокая стоимость мазута по сравнению с углем, тем более с отходами угольной отрасли.

В данной работе будут рассмотрены некоторые технологии газификации, как внедренные в производство, так и находящиеся на стадии проекта, ждущих инвестиционных вложений.

В последнее время предложено значительное количество проектов по переработке угля и отходов угледобычи и углеобогащения с применением газогенераторных технологий для получения кокса и генераторного газа, используемого для получения тепла и электроэнергии.

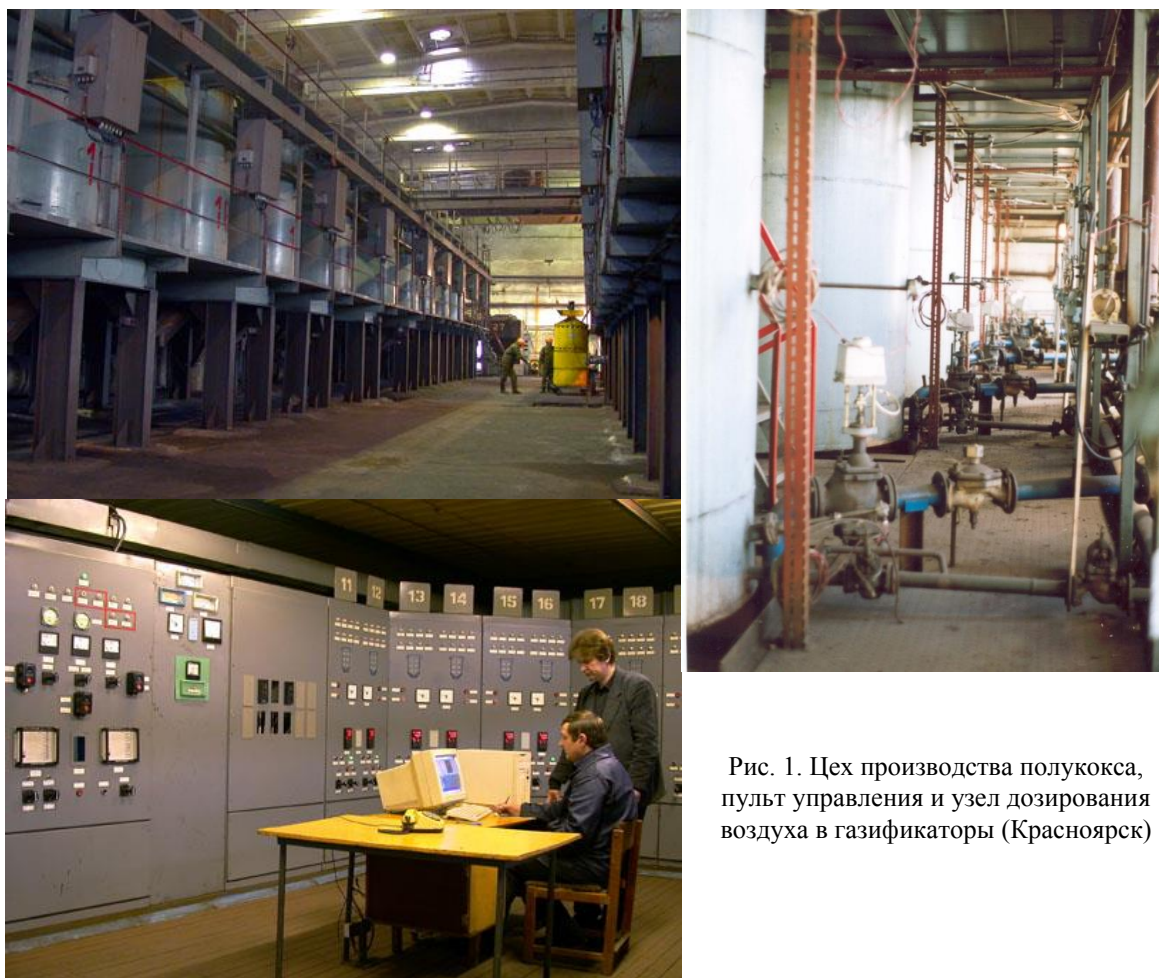


Рис. 1. Цех производства полукокса, пульт управления и узел дозирования воздуха в газификаторы (Красноярск)

В конце прошлого столетия ЗАО «Карбоника-Ф» (ныне «Термококс» и «Сибтермо») представляет различные концептуальные проекты энерготехнологического комплекса (далее ЭТК)

по производству полукокса (среднетемпературного кокса, спецкокса) и электрической и тепловой энергии на любом виде твердого угольного топлива.

Технология разработана ЗАО «Карбоника-Ф» (патенты РФ №№ 2014882, 2014883, 2169166, заявка № 2003108264) и реализована в опытно-промышленном масштабе в г. Красноярске мощностью 7200 т в год буроугольного полукокса (руководители С.Г. Степанов, С.Р. Исламов).

На рис. 1 представлены фотографии цеха производства полукокса, пульта управления и узла дозирования подачи воздуха в газификаторы времен 2007 года, успешно работающего и сегодня. Эти фотографии с любезного разрешения предоставлены С.Г. Степановым.

Технологический процесс слоевой газификации угля на воздушном дутье происходит в режиме «обратной тепловой волны». Газификации подвергаются летучие компоненты угля, а скорость конверсии углерода регулируется подачей угля. Основным продуктом является среднетемпературный кокс с низким остаточным выходом летучих веществ (2-6 %) и горючий газ, который используется в качестве энергетического топлива. Буроугольный полукокс поставляется в качестве углеродного сорбента (активного угля АБГ) ряду предприятий России и на экспорт.

В 2012 году по инициативе В.М. Завьялова коллектив Института энергетики КузГТУ совместно с ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» (г. Среднеуральск) и Инженерного Центра «Новые Энергетические Технологии» (ООО «НЭТ» г. Рязань) при непосредственном участии Р.Ш. агруднинова представили на технический Совет ш. «Распадская» проработанное технико-коммерческое предложение по строительству когенерационной установки (миниТЭЦ), работающей на отходах обогатительной фабрики и окисленных углях марки ОК-1 и ОК-2. Техническое задание, представленное заказчиком, предполагало выработку тепла 55 Гкал/ч с генерацией электрической мощности 16 МВт. Принципиальная схема миниТЭЦ представлена на рис. 2.

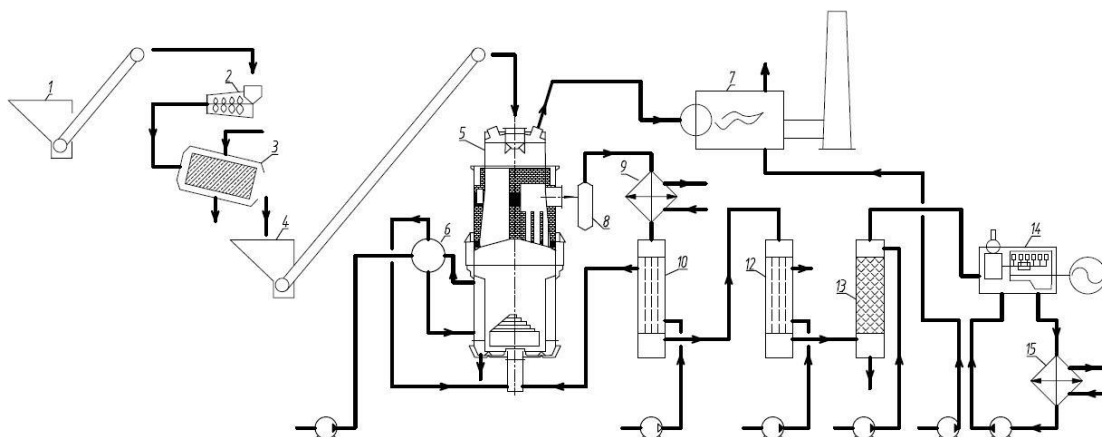


Рис. 2. Принципиальная схема миниТЭЦ.

- 1-4 – оборудование системы приёма и подготовки топлива; 5 – газогенераторы;
6 – паросборник газогенератора; 7 – паровой котёл; 8 – циклон; 9 – пароперегреватель,
10 – воздухоподогреватель; 12 – водяной холодильник; 13 – скруббер сероочистки,
14 – газотурбинная установка; 15 – сетевой теплообменник.

Отличительная особенность этой технологической схемы представлена оригинальной конструкцией и функциональными возможностями газогенератора 5 с двойным отбором газа.

Конструкция газогенераторов с двойным отбором газа уходит корнями к двухзонным китайским газогенераторам, которые в свою очередь были скопированы в СССР. Основной их особенностью является разделение реактора на зоны подготовки топлива (зона пиролиза) и газификации. Так как реактор полностью заполняется газифицируемым топливом, система уплотнений нижней части газогенератора должна обеспечивать соответствующее давление газов в нижней части реактора [6].

Основными отличиями газогенератора с двойным отбором газа, влияющими на его производительность являются:

- разделение газогенератора на зоны подготовки топлива и его газификации с двумя отборами газа – газификация подвергается топливо постоянной влажности;
- повышенное давление газификации за счет сухого золоудаления и отказа от чаши гидрозатвора – возможность ведения процесса при повышенном давлении и при более высоком слое топлива;
- использование теплоизоляционного и огнеупорного материала для внутренних газоходов и как следствие возможность ведения процесса при максимально высоких температурах, которые могут позволить плавкостные и шлакующие характеристики газифицируемого топлива;
- возможность утилизация генераторной смолы и фусов в газогенераторе.

Стоимость строительства миниТЭЦ – 515500 тыс руб. Если принять, что целью строительства миниТЭЦ в равной степени является выработка электричества и тепловой энергии, то удельная инвестиционная стоимость одного установленного кВт составит примерно – 520 долларов США и одной установленной Гкал – 168050 долларов США (или 0,168 долларов за 1 установленную ккал тепловой энергии). Отпуск тепла учитывался только в виде пара.

Себестоимость выработанной электроэнергии (нетто) – 0,842 руб. за 1 кВт·ч. Себестоимость выработанной тепловой энергии – 223,47 руб. за 1 Гкал. Срок окупаемости проекта – 3 года.

Любезно предоставленная Р.Ш. Загрудниновым информация, несет важные сведения для понимания, что разрабатываемые отечественные конструкции газогенераторов претерпевают значительные изменения в сторону повышения эффективности, экологической безопасности и широкой функциональности. Так, например, в рамках предложенной для инновационной технологии на основе особой организации процесса преобразования через газообразную форму органического материала топлива в обладающий высокими потребительскими свойствами конечного продукта (электрическая и тепловая энергия, СЖТ) была выполнена модель опытно-промышленного трёхзонного газификатора, на основе которого можно организовать реализацию энерготехнологической схемы полигенерирующей системы. Внимание к таким системам, как было сказано ранее, в последнее время становится все пристальнее.

Слоевой газификатор рассчитан на расход топлива 40 кг угля в час. Что соответствует мощности 180-200 кВт по топливу. Реактор представляет собой вертикальную цилиндрическую шахту, состоящую из 6 зон. На рис. 3 представлена 3D модель слоевого трёхзонного газогенератора.

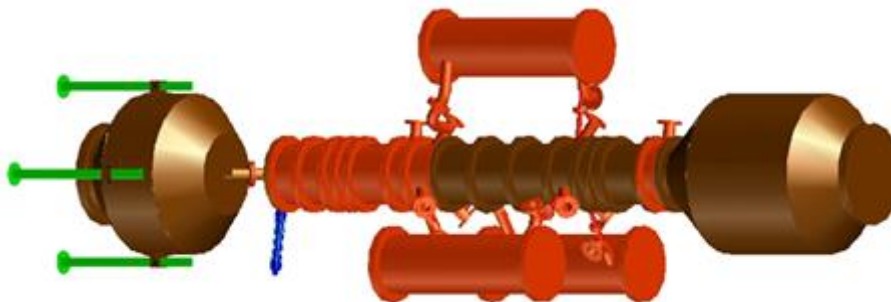


Рис. 3. Трёхзонный газогенератор

Модель была предназначена для работы при атмосферном давлении. Высота модели без бункера топлива и ёмкости сбора зольных остатков составляет примерно 5-6 метров. Диаметр реактора 400 мм. С учётом зоны обслуживания ячейка опытно промышленного газогенератора вместе с системой очистки и охлаждения синтез-газа должна была составить не более 5х6 м. Газификатор предназначен для испытаний на различных видах топлива (древесные пеллеты, мелкокусковой уголь, брикеты из различных других видов твёрдого топлива).

Целью создания такого газогенератора – выработка бессмольного газа, который после лёгкой очистки был бы предназначен для выработки электроэнергии в двигателе внутреннего сгорания (ДВС) газопоршневой электростанции (когенерационной миниТЭЦ) или для производства синтетического жидкого топлива (СЖТ).

В результате экспериментального исследования процесса трехзонной газификации древесного угля на лабораторной установке в УрФУ-УГТУ был получен следующий состав газа: $\text{CO} = 30\%$; $\text{H}_2 = 8 \div 10\%$; $\text{CH}_4 = 0\%$; $\text{CO}_2 = 2 \div 3\%$; $\text{O}_2 = 0\%$; N_2 – остаток.

В заключении можно отметить, что для миниТЭЦ когенерационного типа, в зависимости от электрогенераторного оборудования и их требованиям по чистоте генераторного газа отечественными специалистами разработаны оригинальные конструкции газогенераторов плотного слоя:

– газогенераторы прямого процесса атмосферного давления и способные к работе под давлением, требуемым для соответствующей технологии (мощностью по силовому газу до 15-17 МВт);

– двухзонные газогенераторы прямого процесса атмосферного давления и способные к работе под давлением, требуемым для соответствующей технологии и одновременно вырабатывающие бессмольный газ (мощностью по силовому газу до 7-10 МВт) для использования в газопоршневых электрических станциях (ГПЭС) и газотурбинных установках (ГТУ) и засмоленный газ (мощностью по силовому газу до 5-7 МВт) для сжигания в паровых или водогрейных котлах;

– трёхзонные газогенераторы обращённого процесса атмосферного давления вырабатывающие бессмольный газ (мощностью по силовому газу до 3-5 МВт) для использования в ГПЭС и ГТУ;

– трёхзонные газогенераторы обращённого процесса работающего под давлением до 1,6-2,0 МПа предназначенные для работы либо в установках по производству СЖТ в реакторах Фишера-Тропша, либо в реакторах, производящих другую химическую продукцию (мощность аппаратов по синтез-газу до 10 МВт).

Все перечисленные аппараты способны работать на любом виде твёрдого топлива (все марки угля и их шламы, отходы сельскохозяйственной и животноводческой деятельности торфа и пр.), предварительно прошедших обработку обезвоживанием и брикетированием.

На кафедре теплоэнергетики КузГТУ ведутся исследования процессов паровой газификации твердого угольного топлива, в отличие от воздушной или паровоздушной газификации, представленной выше. Экспериментальный стенд паровой газификации в плотном слое представлен на рис. 4.

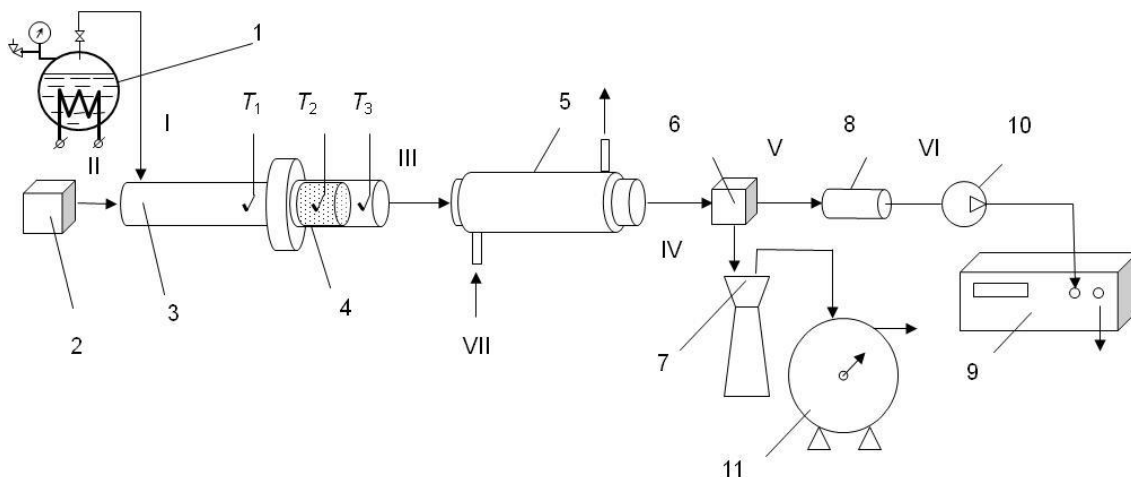


Рис. 4. Схема экспериментального стенда

I – вход низкотемпературного пара; II – вход высокотемпературного пара; III – выход парогазовой смеси; IV – выход конденсата; V – выход влажного газа; VI – выход сухого газа; VII – охлаждающая вода

1 – парогенератор; 2 – генератор горючей смеси; 3 – зона смешения рабочего участка;

4 – реакционная зона рабочего участка; 5 – конденсатор; 6 – емкость разделения;

7 – емкость сбора конденсата; 8 – емкость осушения газа; 9 – газоанализатор;

10 – перистальтический насос; 11 – газовый барабанный счетчик;

T_1, T_2, T_3 – соответственно измерение температуры перед реакционной зоной, в реакционной зоне и после

Экономически затратное осуществление паровой газификации с температурой водяного пара до 1200°C в настоящее время имеет ряд преимуществ. При таком способе генераторный (синтез-газ) газ имеет суммарно в составе до 80-90% оксида углерода и водорода. Это прекрасное химическое сырье для производства СЖТ по реакции Фишера-Тропша. В синтез-газе такой технологии отсутствуют балластные компоненты и компоненты, отравляющие катализаторы, применяемые для производства различного вида СЖТ. Для примера в табл. 1 представлена сравнительная характеристика ценообразования производства одной тонны СЖТ (только по эксплуатационным затратам) при паровой и парокислородной газификации угля.

Таблица 1

Сравнение затрат при паровой и парокислородной газификации

Вид газификации	Паровая	Паровая, с учетом продажи тепловой энергии	Парокислородная
Стоимость 1 м ³ смеси СО+Н ₂ , руб.	2.1	1.28	0.79
Стоимость тонны СЖТ	10500	6400	3950

Основными преимуществами паровой бескислородной газификации являются:

– отсутствие кислорода в дутье. Это позволяет существенно сократить капитальные и энергетические затраты на выработку О₂, требуемого для поддержания брутто эндотермического процесса газификации;

– использование парового дутья определяет теоретически наибольшее количество получаемого синтез-газа из одного килограмма углерода газифицируемого материала среди всех наиболее широко применяемых технологий газификации ([6], табл. 2);

– использование газифицирующего агента в виде перегретого водяного пара обеспечивают содержание целевых компонентов – Н₂ и СО – в синтез-газе до 90% об.

Таблица 2

Характеристики идеальных газов при различных технологиях газификации [7]

Способ газификации	Состав газа, % (об.)			Выход газа, м ³ /кг	Теплота сгорания газа, МДж/м ³
	СО	Н ₂	Н ₂		
Воздушный	34,7	-	65,3	5,39	4,4
Водяной	50	50	-	17,7	11,77
Полуводяной	40,3	18,2	41,5	4,63	7,08
Окислительный	68,9	31,1	-	2,71	12,15

Из таблицы видно, что паровая газификация имеет большую стоимость 1 тонны СЖТ, чем парокислородная. С другой стороны, теоретический выход газа (табл. 2) при паровой технологии, существенно выше, чем при парокислородной. При создании определенных условий протекания процесса газификации можно существенно сократить разницу в издержках на производство одной тонны СЖТ по двум рассматриваемым технологиям за счет увеличения количества получаемого синтез-газа при паровой технологии до 9 м³/кг *топлива* (в экспериментальных исследованиях авторов и сотрудников кафедры теплоэнергетики КузГТУ было получено 4 м³/кг *топлива*). Добиться этого можно, если использовать газогенераторы с кипящим слоем, для которых теплообмен протекает значительно интенсивнее, чем в плотном слое.

Будем надеяться, что в Кузбассе в ближайшее время будет реализация одного из проектов газогенераторных установок, освещенных в работе.

Список литературы:

1. Клейн, М. С. Обогащение и обезвоживание тонких угольных шламов с использованием метода масляной грануляции / М. С. Клейн, А. А. Байченко, Е. В. Почевалова // Горный инф.-аналит. бюллетень. – 2002, №4. – С. 237-239.
2. Серегин, А. И. Переработка угольных шламов в товарные продукты нетрадиционным физико-химическим воздействием [Текст]: дис. ... канд.техн.наук: 05.17.07: защищена 17.06.09. – Москва, 2009. – 261 с.

3. Плотников, В. П. Экономическое обоснование внедрения выемочных комбайнов с гидроприводом исполнительных органов для добычи крупного угля / В.П. Плотников // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006, №3. – С. 49-53.
4. Рябов, Г. А. Применение полигенерирующих систем для эффективного использования твердых топлив / Г.А. Рябов, Д.С. Литун, О.М. Фоломеев, Д.С. Санкин // VIII Всероссийский семинар вузов по теплофизике и энергетике: сб. докл. / Уральский федеральный ун-т, Институт теплофизики СО РАН им С.С. Кутателадзе. - Екатеринбург, 2013. - С. 529-536.
5. Папафанасопуло, Г. А. К вопросу о подземной газификации / Г.А. Папафанасопуло // Новости теплоснабжения. – 2005, №7. – С. 34-38.
6. Загрутдинов, Р. Ш. Технологии газификации в плотном слое / Р. Ш Загрутдинов, А. Н. Нагорнов, А. Ф Рыжков, П. К. Сеначин. – Барнаул: «Алтайский дом печати», 2009. – 296 с.
7. Мановян, А. К. Технология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.: ил.

Задачи функциональной надежности электростанций

Гончаров И.О., Шмойлов А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Функциональная надежность аналогично структурной оценивается интересующими показателями в каждом из состояний (нормальном, ремонтных состояниях, рабочих отличных от нормального состояния) схемы электрических соединений электростанции. Также представляют практический интерес усредненные по всем состояниям показатели, которые обычно вычисляются по формуле полной вероятности.

Аналогично свойственной практической методике структурной надежности универсальной триады показателей (параметр потока аварийной потери, средняя продолжительность и вероятность аварийного простоя) для любых расчетных объектов (силовых элементов) схем электрических соединений при расчете и анализе функциональной надежности имеют место параметры законов распределения вероятностей (ЗРВ) фактических электрических величин (потоки активной и реактивной мощности, токи, уровни и углы напряжений в узлах) в рабочих и аварийных условиях. В силу многомерной функциональной зависимости электрических величин как параметров рабочих режимов от множества аргументов (фактические активные и реактивные мощности нагрузочных узлов, фактические активные загрузки и напряжения генераторных узлов) вероятности названных электрических величин будут подчиняться нормальному ЗРВ. Поэтому практически необходимо определять параметры нормального ЗРВ математическое ожидание (МО) и среднеквадратическое отклонение (СКО) интересующих электрических величин (потоки активной и реактивной мощности, токи, уровни и углы напряжений в узлах). Это осуществляется с помощью разработанного метода селекции границ интервалов входных и выходных данных (СГИД), модификация которого представлена в [1]. В настоящее время метод СГИД развит не только для нормальных, но и для всех ЗРВ разных функциональных зависимостей как с большим, так и с малым количеством аргументов.

Однако в отличие от структурной надежности, показатели которой определяются только для фактических структурно-коммутационных состояний сети, в случае функциональной надежности возникают новые, многочисленные, углубленные и тонкие возможности оценки качества каждого структурно-коммутационного состояния по значениям каждого интересующего режимного параметра с распределением вероятностей его значений по разным ЗРВ, усреднением и обобщением этих оценок. Однако каждому фактическому режимному параметру или фактической электрической величине соответствуют предельно-допустимые (ПД) или ресурсные величины. Например, фактическим активной и реактивной мощностям электростанции или группы электростанций соответствуют располагаемая или ресурсная активная и реактивной мощности названных электростанций, которые, с одной стороны, виртуальны, с другой стороны, логически могут быть распределены на ветви станционных, примыкающих и всех удаленных сетей, а, с третьей стороны, случайно изменяются при физическом повреждении агрегатов электростанций. Аналогично, фактическим потокам активной и реактивной мощностям в ветвях электрической сети соответствуют длительно-допустимые (ДД) в рабочих условиях и кратковременно-допустимые (КД) электрические величины, воздействующие на оборудование, токоведущие части и коммутационные аппараты в аварийных ситуациях коротких замыканий, асинхронных режимов. Хотя ДД и КД величины задаются в справочных данных как постоянные, но они практически