

УДК 662.76

ЖЕЛЕЗНАЯ Т.А., ГЕЛЕТУХА Г.Г., ЖОВМИР Н.М.

Институт технической теплофизики НАН Украины

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗИФИКАЦИИ БИОМАССЫ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Виконано аналіз сучасних технологій газифікації біомаси з утилізацією генераторного газу для виробництва електроенергії. Зібрано дані по існуючим у світі демонстраційним і комерційним газифікаційним установкам, що виробляють електроенергію. Показано, що технології газифікації біомаси з отриманням електроенергії досягли суттєвого розвитку на лабораторному і пілотному рівнях, працює також ряд демонстраційних і комерційних установок, однак в цілому ці технології ще не вийшли на комерційний рівень і поки не вкладають великого внеску до світової енергетики. Розглянуто економічні аспекти роботи газифікаційних установок та вплив т.з. „ефекту вивчення” на зниження питомих капітальних витрат.

Выполнен анализ современных технологий газификации биомассы с утилизацией генераторного газа для выработки электроэнергии. Собраны данные по существующим в мире демонстрационным и коммерческим газификационным установкам, вырабатывающим электроэнергию. Показано, что технологии газификации биомассы с получением электроэнергии достигли существенного развития на лабораторном и пилотном уровне, работает также ряд демонстрационных и коммерческих установок, однако в целом эти технологии еще не вышли на коммерческий уровень и пока не вносят большого вклада в мировую энергетику. Рассмотрены экономические аспекты работы газификационных установок и влияние т.н. “эффекта изучения” на снижение удельных капитальных затрат.

Modern technologies for biomass gasification with producer gas utilization for power production are analyzed. Data on existing in the world demonstration and commercial units for biomass gasification for power production are collected. It is shown that biomass gasification technologies for power production made good progress on laboratory and pilot level, a number of demonstration and commercial installations are already in operation, but on the whole these technologies have not achieved commercial level yet and do not contribute significantly to world power industry. Economic aspects of gasification units and the influence of so called “learning effect” on reduction of specific capital costs are considered.

БМ – биомасса;
ВДГ – восходящее движение газа;
ГГ – генераторный газ;
ГТУ – газотурбинная установка;
ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
КГУ – когенерационная установка;
КПД – коэффициент полезного действия;
КС – кипящий слой;
НДГ – нисходящее движение газа;
ПГТУ ВГ – парогазотурбинная установка с внутрицикловой газификацией биомассы;

ПДГ – поперечное движение газа;
ТБО – твердые бытовые отходы;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦКС – циркулирующий кипящий слой.

Индексы

т – тепловой;
э – электрический.

При использовании биомассы для производства электрической энергии можно выделить две группы технологий, которые базируются на прямом сжигании и газификации. Для этих двух групп технологий ниже приведены краткие данные об основных типах установок, достигнутом

ими уровне электрической мощности и электрическом коэффициенте полезного действия.

1. Технологии производства электрической энергии с прямым сжиганием биомассы:

- Установки паросилового цикла:
- ◆ С паровыми винтовыми тепловыми двига-

телями мощностью от 20 до 1000 кВт с коэффициентом полезного действия по производству электроэнергии 10...12 %;

- ◆ С паровыми поршневыми двигателями мощностью от 200 до 2000 кВт с коэффициентом полезного действия 10...12 %;

- ◆ С паровыми турбинами мощностью от 500 кВт до 5 МВт с коэффициентом полезного действия 10...20 %, от 5 до 20 МВт с коэффициентом полезного действия до 25 %, мощностью 20...50 МВт и выше с коэффициентом полезного действия 30...37%;

- ◆ Паросиловые установки, включающие котельную установку с высокотемпературным органическим теплоносителем с последующим использованием нагретого теплоносителя в цикле Ренкина с органическим низкокипящим рабочим телом, мощностью от 300 до 1500 кВт с коэффициентом полезного действия 10...12 %;

- *Газовые силовые установки*

- ◆ Газовые силовые установки с внешним подводом теплоты на базе двигателя Стирлинга мощностью от 0,5 до 100 кВт с коэффициентом полезного действия 14...20 %;

- ◆ Газовые турбины на горячем воздухе с внешним подводом теплоты мощностью от 400 кВт до 5 МВт с коэффициентом полезного действия 25...30 %.

2. Технологии производства электрической энергии с газификацией биомассы:

- ◆ Установки комбинированного цикла с газификацией биомассы мощностью более 10 МВт с коэффициентом полезного действия 40...50 %;

- ◆ Установки с двигателями внутреннего сгорания мощностью от 100 до 2000 кВт с коэффициентом полезного действия 27...31 %;

- ◆ Извлечение водорода из генераторного газа с использованием в топливных элементах мощностью от 20 до 2000 кВт с коэффициентом полезного действия 25...40 %;

- ◆ Использование генераторного газа для сжигания в котлах паротурбинных электростанций и топках газовых силовых установок.

Из приведенных данных видно, что технологии производства электрической энергии с газификацией биомассы обеспечивают достижение более высоких значений коэффициента полезного действия, причем это преимущество осо-

бенно ощутимо для установок малой и средней мощности.

Технологии газификации биомассы достигли высокого уровня развития за последние 20 лет. Благодаря успешной реализации ряда демонстрационных проектов, в первую очередь в Европе, особенно интенсивно развивались установки большой и средней мощности, предназначенные для производства электроэнергии.

В 1980-х годах семь реакторов ЦКС мощностью 15...35 МВт_т было внедрено с целью получения газа для использования в печах для обжига извести. Большинство из них до сих пор работают на коммерческой основе. Позже технология ЦКС была успешно применена для получения генераторного газа с целью сжигания в существующих угольных котлах. Внедрение газификаторов на существующих угольных электростанциях имеет ряд преимуществ перед другими технологиями совместного сжигания биомассы с ископаемыми топливами. Биомасса используется для производства электроэнергии с минимальным воздействием на процесс горения в угольном котле и на качество побочных продуктов (зола и др.). При этом удельные капитальные затраты ниже по сравнению с автономно работающими газификационными установками аналогичной мощности [1, 2].

При сжигании генераторного газа в котле требования к его очистке минимальные. Допустимая концентрация твердых частиц составляет до 1500 мг/нм³; жесткое ограничение по уровню смол обычно не ставится, но необходимо предусмотреть меры против возможной конденсации смол и засорения трубопроводов. Для использования в газовых турбинах и газовых двигателях генераторный газ должен быть достаточно хорошо очищен. При сжигании в ДВС содержание твердых частиц и смол в газе не должно превышать 50 мг/нм³, в ГТУ — 30 мг/нм³ и 5 мг/нм³, соответственно (таблица 1). Существует также мнение, что газовая турбина не очень чувствительна к концентрации смол, поскольку подаваемый в нее генераторный газ обычно имеет очень высокую температуру, и смолы существуют в нем в виде паров. В то же время критичным является содержание щелочных металлов (натрий, калий, фосфор) с точки зрения опасности эрозии элементов оборудования [2].

Табл. 1. Требования к качеству генераторного газа для различных приложений [2]

Приложения ГГ	Допустимая концентрация, мг/нм ³					
	Смолы	Твердые частицы	Щелочные металлы	Аммиак	Хлориды	Сера (H ₂ S, COS)
ДВС	<50	<50	<1	<50	<10	<100
ГТУ	5	<30	<0,25	< 1 млн ⁻¹	< 1 млн ⁻¹	< 1 млн ⁻¹
Синтез-газ / Производство метанола	<0,1	<0,02	< 1 млн ⁻¹	< 1 млн ⁻¹	< 1 млн ⁻¹	< 1 млн ⁻¹

В 1990-х годах осуществлен ряд проектов с целью демонстрации новых систем очистки ГГ и возможности их применения в процессе газификации не только чистой биомассы, но также загрязненных топлив, таких как древесный лом, куриный помет, топливо из ТБО. Так, VTG Biomass Technology Group BV (Нидерланды) разработала каталитический реактор с противотоком как составную часть газификационной установки с использованием куриного помета в качестве топлива. В 1995-2002 г.г. компанией реализован ряд исследовательских и демонстрационных проектов по заказу Нидерландского Министерства экономики (Novem).

Реализация демонстрационных проектов является одним из главных этапов на пути полной коммерциализации технологий газификации биомассы. Ожидается, что будущее за газификационными установками большой и средней мощности, тогда как малые установки в большинстве случаев будут неконкурентоспособны с традиционными энергогенерирующими системами. Исключения составляют случаи целевого внедрения небольших газификационных установок с двигателем в труднодоступных и отдаленных районах, когда это является единственным способом обеспечения местного населения электрической энергией. Обычно такой подход практикуется в развивающихся странах при государственной поддержке в виде грантов и субсидий.

Газификационные установки малой и средней мощности, как правило, основаны на реакторе плотного слоя (НДГ и ВДГ). В средних и крупных установках, предназначенных для выработки электроэнергии, используются газификаторы с кипящим слоем, в основном, циркулирующим

КС. Реакторы ЦКС относительно легко масштабируются и являются гибкими по отношению к качеству и размерам частиц используемой биомассы. Это обусловлено изотермическими условиями внутри кипящего слоя ректора. Генераторный газ, произведенный газификаторами КС и ЦКС, содержит много смол, и если он применяется холодным, требуется эффективная система очистки.

3. Демонстрационные и коммерческие установки по производству электроэнергии из биомассы путем газификации

Совместное сжигание генераторного газа и угля на электростанциях

Примерами реализации технологии газификации биомассы и отходов с последующим сжиганием ГГ в существующих угольных котлах в Европе являются электростанции Zeltweg (Австрия), Ruien (Бельгия), KumiJarvi (Финляндия) и Amer-9 (Нидерланды) [2-5].

Общая стоимость демонстрационного проекта по внедрению газификатора на станции Zeltweg составила 4,8 млн евро, из них 1,3 млн евро было выделено программой ЕС THERMIE. Газификатор ЦКС мощностью 10 МВт_т был введен в эксплуатацию в 1997 г. и продемонстрировал успешную работу на древесной БМ, в основном, коре. Произведенный генераторный газ сжигался в угольном котле 137 МВт_э, замещая около 3% потребляемого топлива. В настоящее время газификатор не работает из-за закрытия самой электростанции в 2001 г.

Программа ЕС THERMIE также частично финансировала строительство газификатора ЦКС на электростанции KumiJarvi в г. Лахти. Из 12 млн евро общих капитальных затрат от THERMIE

было получено 3 млн. евро. Газификатор был запущен в 1998 г. и работает до настоящего времени на смеси биомассы и отходов. Его мощность составляет 40...70 МВт_т в зависимости от влажности и состава сырья. Биомасса замещает около 15% угля, потребляемого котлом на ТЭС. Аналогичный проект реализован на электростанции Ruien, где с 2002 г. работает газификатор ЦКС мощностью 86 МВт_т. Генераторный газ, полученный из древесных отходов влажностью 20%, сжигается в угольном котле 540 МВт_т, замещая 8...15% потребляемого котлом топлива.

На ТЭС Amer-9 (600 МВт_э + 350 МВт_т) газификатор с ЦКС мощностью 15 МВт_т перерабатывает древесные отходы влажностью 20%, а генераторный газ сжигается в пылеугольном котле. Вклад газификатора в работу ТЭС составляет 5% по энергии топлива. В отличие от станций Zeltweg, Kumijarvi и Ruien с простой системой очистки ГГ от твердых частиц в циклоне, на ТЭС Amer-9 первоначально была установлена развитая система очистки. Она включала циклон, охладитель, тканевой фильтр с рабочей температурой 200 °С и уловитель аммиака с рециркуляцией. Общая стоимость газификатора Lurgi (Германия) и системы очистки составила около 50 млн евро. При сдаче газификатора в эксплуатацию в 2001 г. были выявлены проблемы, связанные с засорением охладителя ГГ, особенно экономайзера. Было принято решение изменить конструкцию охладителя и заменить тканевой фильтр циклоном с рабочей температурой 450 °С для улавливания летучей золы. После произведенных модификаций газификационная установка была запущена в эксплуатацию в 2002 г.

Использование генераторного газа в газовых турбинах

Первая попытка демонстрационного проекта по использованию ГГ в газовой турбине была предпринята на Гаваях (США) в 1990 г. Компания IGT (США) построила и запустила газификатор с ЦКС под давлением (2 МПа, воздушное и паровое дутье), работающий на биомассе (90 сух. т/день). Планировалось отладить процесс газификации и после этого установить газовую турбину для выработки электроэнергии с помощью ГГ. В процессе тестовых испытаний установка столкнулась с рядом серьезных проблем, таких

как, засорение системы подачи БМ в газификатор. Несмотря на ряд предпринятых модификаций газификационную установку пришлось остановить в 1997 г.

Успешным оказался демонстрационный проект стоимостью 25 млн евро, реализованный в г. Вернамо (Швеция). В 1991-1993 г.г. компания Sydkraft AB построила первую в мире парогазотурбинную установку с внутрицикловой газификацией биомассы мощностью 6 МВт_э + 9 МВт_т. В 1993-1999 г.г. установка работала только как газификационная (ЦКС под давлением). В 2000 г. было успешно наработано 3600 ч. в режиме ПГТУ ВГ. Газификатор с ЦКС под давлением (18 бар, воздушное дутье, инертный материал магнезит MgO) работал на древесной БМ при температуре 950...1000 °С. После выхода из газификатора газ охлаждался до 350...400 °С, очищался в горячем фильтре и сжигался в газовой турбине (4,2 МВт_э) компании ABB Alstom (Англия). Горячие продукты сгорания направлялись в парогенератор. Образованный пар поступал в паровую турбину (4 МПа, 455 °С), туда же поступал пар из охладителя ГГ. Таким образом генерировалось еще 1,8 МВт_э. Из-за относительно невысокой температуры в камере сгорания газовой турбины, термическая эмиссия NO_x была низкой – 50...150 млн⁻¹ в зависимости от содержания азота в сырье.

После завершения демонстрационного проекта в 2000 г. установка в г. Вернамо была законсервирована. В период своей демонстрационной работы ПГТУ ВГ снабжала город теплотой и электроэнергией. В настоящее время г. Вернамо получает тепло от отдельного котла, работающего на биомассе [2].

Технология паровой газификации компании FERCO (США), известная как SilvaGas, реализуется в двух реакторах КС, между которыми циркулирует теплоноситель – песок. В первом реакторе (газификатор) из биомассы производится среднекалорийный генераторный газ и углистое вещество. Газ очищается в циклоне, при этом отделенное углистое вещество и песок направляются во второй реактор, где происходит сгорание углистого вещества и нагрев песка. Продукты сгорания проходят через циклон, где производится отделение горячего песка, который возвращается обратно в газификатор. Генераторный газ

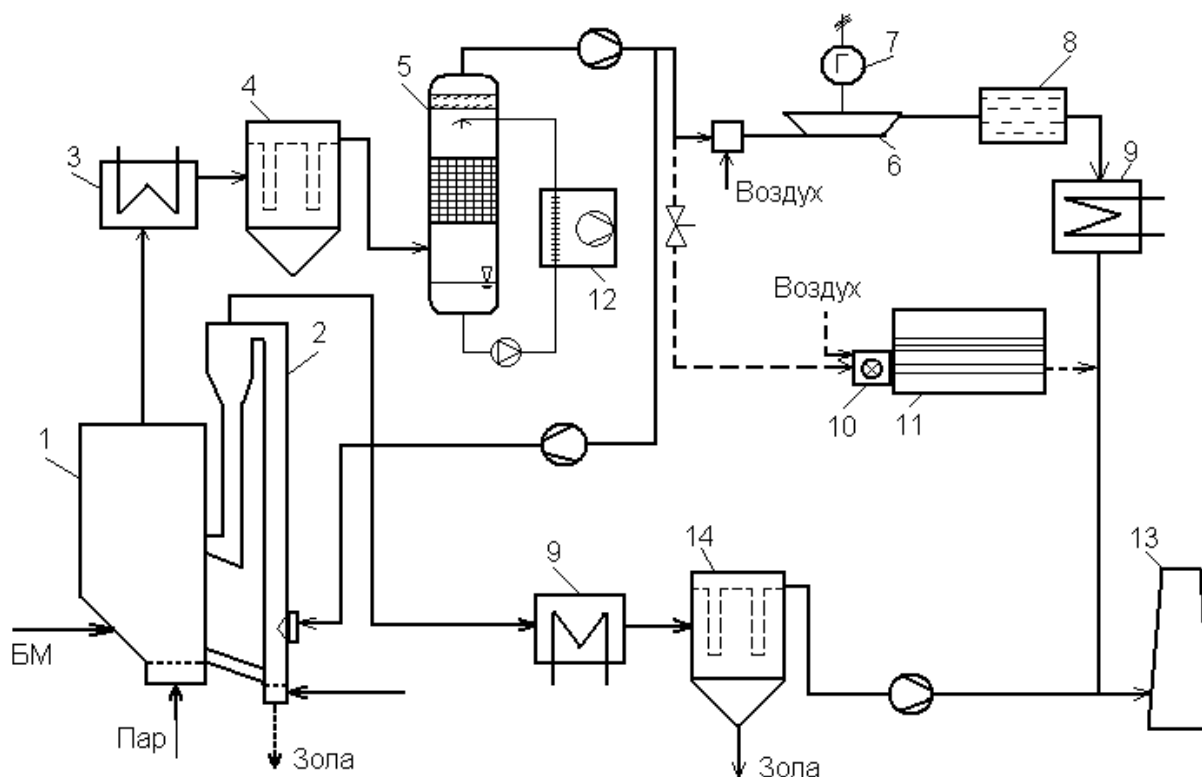


Рис. 1. Схема газификационной установки в г. Гюссинг (Австрия):

1 – газификатор КС, 2 – камера сгорания КС, 3 – охладитель ГГ, 4 – тканевый фильтр для очистки ГГ, 5 – скруббер, 6 – газовый двигатель, 7 – электрогенератор, 8 – каталитический реактор, 9 – охладитель продуктов сгорания, 10 – мазутная горелка, 11 – котел, 12 – охладитель промывочной воды, 13 – дымовая труба, 14 – тканевый фильтр для очистки продуктов сгорания.

проходит систему очистки, охлаждения и сжатия, после чего подается в газовую турбину.

Технология SilvaGas была успешно отработана на пилотной газификационной установке Battelle, оборудованной газовой турбиной Solar Spartan мощностью 200 кВт_э. После этого в 1997 г. началась реализация демонстрационного проекта на электростанции McNeil в г. Берлингтон (Вермонт, США). Это паротурбинная электростанция мощностью 50 МВт_э со сжиганием древесных отходов на колосниковой решетке. Первая часть проекта была успешно выполнена: построена газификационная установка и система очистки; генераторный газ сжигался в котле электростанции. Вторая часть проекта заключалась во введении дополнительной системы очистки и сжатия ГГ и установке газовой турбины. В связи с большим количеством технических проблем, возникших при реализации первого этапа, выполнение второй части проекта было приостано-

новлено. Генераторный газ продолжает сжигаться в топке котла электростанции вместо природного газа.

Английская компания Demag Delaval Industrial Turbomachinery продемонстрировала возможность сжигания ГГ, полученного по технологии SilvaGas, в газовой турбине с минимальной модификацией ее конструкции. Разрабатывается концепция электростанции мощностью 23 МВт_э [6].

Использование генераторного газа в двигателях

Одной из последних наиболее известных и успешно работающих газификационных установок со сжиганием генераторного газа в двигателе является когенерационная установка в г. Гюссинг (Австрия) мощностью 2 МВт_э + 4,5 МВт_т (рис. 1). Запущенная в эксплуатацию в 2002 г., эта КГУ полностью обеспечивает тепло- и электроснабжение города с населением около 4 тыс. чел. До настоящего времени в работе установки не выявлено серьезных проблем; выполнена оптимиза-

Табл. 2. Состав и теплотворная способность генераторного газа, производимого на различных установках

Расположение или название установки / тип газификатора	Состав генераторного газа, % об.					Низшая теплота сгорания, МДж/м ³
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂	
Battele (США) / два реактора КС (технология SilvaGas). Пилотная установка	17,5	50,0	9,4	15,5	-	18,5
McNeil (г. Берлингтон, США) / два реактора КС (технология SilvaGas)	22,0	44,4	12,2	15,6	-	17,3
г. Гюссинг (Австрия) / два реактора КС	35...40	20...30	15...25	8...12	3...5	12
Greve-in-Chianti (Италия) / ЦКС	8,61	8,79	15,65	6,51	45,83	7,5
г. Харбор (Дания) / ВДГ	19	22,8	11,9	5,3	40,7	5,6
Viking (Дания) / двухстадийная газификация (НДГ). Пилотная установка	30,5	19,6	15,4	1,2	33,3	5,6
г. Вернамо (Швеция) / ЦКС под давлением	9,5...12	16...19	14,4...17,5	5,8...7,5	48...52	5,0...6,3
г. Оберхаузен (Германия) / атмосферный ЦКС (пилотная установка)	14	18	16	3	39	4,5...5
г. Булле (Швейцария) / газификатор без горловины	14	18	13	2	53	нет данных

ция системы управления. Стоимость КГУ составила 10 млн евро, из которых 60% было получено в виде гранта ЕС. Эксплуатационные затраты составляют 15% капитальных затрат [2].

Процесс газификации древесных отходов и гранул на установке г. Гюссинг реализуется в двух реакторах КС, его суть такая же как в технологии SilvaGas. Генераторный газ охлаждается с 850...900 °С до 160...180 °С и проходит двухступенчатую систему очистки – тканевой фильтр и скруббер. Отделенные от газа твердые частицы возвращаются из фильтра в газификатор. Вода после скруббера, насыщенная смолами и конденсатом, выпаривается и направляется в зону горения газификатора. Температура очищенного ГГ после скруббера составляет около 40 °С, что и требуется для его использования в газовом двигателе Jenbacher (Австрия). Выхлопные газы двигателя подвергаются каталитической очистке для

снижения эмиссии CO, проходят через теплообменник и поступают в дымовую трубу. Если по каким-то причинам двигатель не работает, весь ГГ может сжигаться в котле с выработкой тепловой энергии. Когенерационная установка г. Гюссинг производит среднекалорийный ГГ (12 МДж/нм³), его состав приведен в табл. 2. Азот попадает в ГГ главным образом из-за использования продувочного газа в поворотных клапанах и тканевом фильтре.

Газификационная установка с реактором ВДГ с 1993 г. обеспечивает тепловой энергией г. Харбор в Дании (табл. 3). Первоначально ГГ сжигался в котле мощностью 4,2 МВт_т. В 2000 г. на станции установлены два газовых двигателя Jenbacher (Австрия). Капитальные затраты демонстрационной части проекта составили 9 млн. евро, на ввод в коммерческую эксплуатацию было затрачено еще 6 млн. евро.

Табл. 3. Демонстрационные и коммерческие установки газификации биомассы с целью получения электроэнергии

Расположение или название установки / тип газификатора (установленная мощность)	Выработка электроэнергии	Способ выработки электроэнергии
SVZ (Германия) / два газификатора ПДГ и газификация в потоке (420 МВт _т)	75 МВт _э	ПГТУ ВГ
г. Вернамо (Швеция) / ЦКС под давлением (18 МВт _т). Сейчас не работает	6 МВт _э + 9 МВт _т	ПГТУ ВГ
Battele (США) / два реактора КС (технология SilvaGas). Пилотная установка	200 кВт _э	Газовая турбина Solar Spartan
McNeil (г. Берлингтон, США) / два реактора КС (технология SilvaGas)	8...9 МВт _э	Сжигание в котле, паровая турбина
Greve-in-Chianti (Италия) / два газификатора ЦКС (2×15 МВт _т). Сырье — топливо из ТБО	6,7 МВт _э	Сжигание в котле, паровая турбина конденсационного типа
г. Гюссинг (Австрия) / два реактора КС (8 МВт _т)	2 МВт _э + 4,5 МВт _т	Газовый ДВС Jenbacher (Австрия)
Кокетакі (Финляндия) / ВДГ (7,2 МВт _т)	1,8 МВт _э + 4,3 МВт _т	Три газовых ДВС Jenbacher (Австрия)
г. Харбор (Дания) / ВДГ (5,2 МВт _т)	3,4 МВт _э + 0,75 МВт _т	Два газовых ДВС Jenbacher (Австрия)
ENAMORA (Испания) / КС под давлением (3,5 МВт _т)	0,75 МВт _э	Два адаптированных дизельных ДВС VOLVO. Газовый ДВС, работающий по циклу Отто
Фабрика по обработке риса Маа Тара (Индия) / ВДГ	350 кВт _э	ДВС Greaves (Индия), работающий на жидком и газообразном топливе; дизельный ДВС Kirloskar (Индия)
г. Обернхаузен (Германия) / атмосферный ЦКС (500 кВт _т). Пилотная установка	40 кВт _э	Адаптированный газовый ДВС Deutz (Германия)
Viking (Дания) / двухстадийная газификация (НДГ), 75 кВт _т . Пилотная установка	20 кВт _э	Газовый двигатель

Газификатор ВДГ г. Харбор мощностью 35...55% работает на древесной щепе и производит низкокалорийный газ с теплотой сгорания 5,6 МДж/нм³. Содержание смол в газе на выходе из реактора составляет 80 г/нм³. Газ охлаждается в теплообменниках и очищается от смол в электростатическом фильтре. После этого чис-

тый ГГ (концентрация смол ниже 25 мг/нм³) с температурой 40 °С подается в двигатели с турбонаддувом. Мощность каждого двигателя на природном газе составляет 1 МВт_э. При работе на ГГ мощность снижается до 768 кВт_э и 648 кВт_э. Выработанная электроэнергия поступает в сеть.

Табл. 4. Характеристики газификаторов различного типа

Характеристики	Вид газификатора			
	НДГ	ВДГ	ПДГ	Без горловины
Требования к топливу (древесная БМ)			(древесный уголь)	
- влажность, % по влажн. массе	12 (макс. 25)	43 (макс. 60)	10...20	7...15 (макс. 15)
- содержание золы, % по сух. массе	0,5 (макс. 6)	1,4 (макс. 25)	0,5...1,0	1...2 (макс. 20)
- размер частиц, мм	20...100	5...100	5...20	1...5
Температура ГГ на выходе, °С	700	200...400	1250	250...500
Содержание смол в ГГ, г/нм ³	0,015...0,5	30...150	0,01...0,1	2...10
Чувствительность к колебаниям нагрузки	да	нет	да	нет
Возможность регулирования (уменьшения) нагрузки, разы	3...4	5...10	2...3	5...10
КПД по горячему ГГ при полной нагрузке, %*	85...90	90...95	75...90	70...80
КПД по холодному ГГ при полной нагрузке, %**	65...75	40...60	70...85	35...50
Низшая теплота сгорания ГГ, МДж/нм ³	4,5...5,0	5,0...6,0	4,0...4,5	5,5...6,0

* предполагает использование ГГ с целью производства тепловой энергии

** предполагает использование ГГ с целью производства электрической энергии

Немецкий институт Fraunhofer UMSICHT и его промышленный партнер G.A.S. Energietechnik GmbH разработали технологию газификации для использования ГГ в газовом двигателе. Технология реализована на пилотной установке в г. Оберхаузен (Германия). Установка состоит из газификатора с атмосферным ЦКС (500 кВт_т, воздушное дутье), системы каталитического крекинга смол, охладителя ГГ, фильтра и ДВС Deutz мощностью 40 кВт. Содержание смол в ГГ составляет 50...100 мг/нм³. Установка периодически запускается с 1996 г., к настоящему времени двигателем наработано около 500 ч. Производится низкокалорийный ГГ (4,5...5 МДж/м³) с большим содержанием азота (39%), см. табл. 2.

Технология UMSICHT предназначена для промышленных когенерационных установок мощностью 5...20 МВт (по энергии топлива). Ряд проектов находится сейчас в разработке. По оценке разработчиков технологии, капитальные затраты первой демонстрационной установки мощностью 1,5 МВт, составят около 3900 евро/кВт_э, и для ее работы потребуются дотации. Ожидается, что опыт, приобретенный в ходе создания и эксплуатации демонстрационной уста-

новки, позволит снизить капитальные затраты на первую стандартную коммерческую установку до 2750 евро/кВт_э, и далее на 10% ниже при каждом удвоении числа стандартных установок. Экономические показатели улучшаются также за счет государственной субсидии на выработку “зеленой” электроэнергии – 9,25 евро центов/кВт·ч, согласно “Закону о возобновляемых источниках энергии” (апрель 2000 г.) [7-9].

4. Газификационные установки малой мощности

Большинство газификаторов малой мощности, предназначенных для выработки электроэнергии с помощью газового двигателя, – это реакторы НДГ, поскольку они производят генераторный газ с относительно низким содержанием смол (0,015...0,5 г/нм³). К сырью предъявляются довольно жесткие требования: влажность <25%, равномерный размер частиц в диапазоне 4...10 см (табл. 4). Это необходимо для обеспечения равномерного потока сырья, особенно в области горловины, и достаточного пространства для пиролизных газов. Горловина является главным элементом конструкции, благодаря которому достигается низкое содержание смол в ГГ. Воздух в реактор подается непо-

средственно над горловиной, в результате чего в этой области достигаются температуры более 1000 °С, характерные для зоны горения. Правильная конструкция горловины способствует тому, что температура является равномерной по всему поперечному сечению и достаточно высокой для крекинга всех проходящих смол.

Масштабирование газификаторов НДГ ограничено, и, как правило, они используются в диапазоне мощности 80...500 кВт_э. При увеличении размеров реактора в горловине неизбежно образуются холодные зоны, интенсивность крекинга смол снижается, а содержание смол в ГГ возрастает. Разрешить эту проблему попытались в университете Twente (Нидерланды). Разработана конструкция с вращающимся конусом в центре горловины, что обеспечивает достаточно высокие температуры для крекинга смол во всей области горловины.

Разновидностью газификаторов НДГ являются реакторы без горловины, специально предназначенные для сырья с мелкими частицами и низкой объемной плотностью. Отсутствие горловины обеспечивает беспрепятственное продвижение топлива внутри реактора. Конструкция может включать дополнительные устройства, например, вращающуюся решетку для перемешивания топлива и удаления золы. Особенно в случае использования шелухи риса в виде топлива требуется непрерывное удаление золы, поскольку ее объем составляет около 55% исходного объема сырья. Газификаторы без горловины производят газ с содержанием смол 2...10 г/нм³.

Газификатор НДГ может быть выполнен в виде реактора с открытым верхом. Таким образом можно обеспечить непрерывную подачу сырья и свободный доступ воздуха. Обычно такие реакторы используются для газификации шелухи риса.

Газификаторы с поперечным движением газа первоначально были разработаны для газификации древесного угля. При этом в зоне окисления достигаются очень высокие температуры (1500 °С и более), что может вызвать проблемы с материалом оборудования. Преимуществом таких газификаторов является возможность выработки электроэнергии при очень малых мощностях. Например, в развивающихся странах имеются установки с мощностью на валу менее

10 кВт_э. Это объясняется использованием очень простой системы очистки (циклон и фильтр), поскольку газификаторы ПДГ производят генераторный газ с содержанием смол 0,01...0,1 г/нм³, что даже ниже, чем в реакторах НДГ.

Реакторы ВДГ редко применяются для выработки электроэнергии. Содержание смол в ГГ на выходе из реактора составляет 30...150 г/нм³, поэтому для его использования в двигателе необходима серьезная очистка. В настоящее время существуют всего несколько газификаторов ВДГ, используемых для выработки электроэнергии на коммерческой основе. Большинство из них расположено в Южной Америке. Один газификатор мощностью 125 кВт_э был остановлен в Германии в конце 1980-х гг. из-за экологических проблем. Установка имела очень развитую систему очистки, в результате чего образовывалось большое количество загрязненной воды.

Газификаторы с нисходящим движением газа

Компания Fluidyne Gasification (Новая Зеландия) с 1976 г. занимается разработкой и внедрением газификаторов НДГ, предназначенных для выработки электроэнергии из древесной БМ. Несколько газификаторов с двигателями уже установлено, в основном, в развивающихся странах. В 2000-2004 гг. создан новый газификатор, который прошел испытания в Канаде. Генераторный газ сжигается в шести адаптированных газовых двигателях общей мощностью 1,5 МВт_э, поскольку это дешевле, чем использовать один ДВС большой мощности [2].

Martezo (Франция) уже около 40 лет разрабатывает и внедряет газификаторы НДГ мощностью 70...450 кВт_э, работающие в паре с газовым двигателем. Из всех исследованных видов БМ как топлива наиболее подходящей найдена древесная щепа. Сырье для газификаторов Martezo должно удовлетворять следующим требованиям: влажность <20%, размер частиц 4...10 см, содержание золы <10% сух. масс. Компания уже внедрила более 25 установок, в основном, в развивающихся странах. Во Франции на деревообрабатывающих предприятиях работают два газификатора Martezo с целью производства электроэнергии – 100 кВт_э и 200 кВт_э.

Xylowatt SA (Швейцария) в настоящее время выполняет два коммерческих контракта по внед-

рению трех модульных газификационных установок мощностью $350 \text{ кВт}_3 + 600 \text{ кВт}$ для выработки электроэнергии из БМ. Один модуль уже внедрен и работает непрерывно в полностью автоматическом режиме. Британская компания Biomass Engineering разработала демонстрационную установку мощностью 75 кВт_3 (газификатор + модифицированный дизельный двигатель). Газификатор сейчас работает в автоматическом режиме на древесине различного типа (ива, тополь, сосна, ель, дуб), обеспечивая теплотой и электроэнергией учебно-туристический экологический центр ECOS Millennium Environment Centre (Северная Ирландия). Опыт разработчиков и внедрения газификаторов малой мощности обладают также компании Rural Generation (Северная Ирландия), Grubl (Австрия), Community Power Corporation (США), KARA Energy Systems (Нидерланды).

Газификаторы с открытым верхом

Газификаторы с открытым верхом уже в течение длительного времени успешно применяются в Китае для переработки шелухи риса. Есть несколько установок в Индонезии, разработанных местной компанией ITB Bandung. Мониторинг газификатора 140 кВт_3 в Мали, выполненный при финансировании Мирового Банка, подтвердил эффективность его работы. Газификатор работает на шелухе риса, электроэнергия вырабатывается с помощью малооборотных модифицированных дизельных двигателей.

Индийский научно-исследовательский институт Bangalore разработал газификатор с открытым верхом малой мощности для работы на древесной щепе. В настоящее время эта технология коммерчески предлагается швейцарской компанией Xylowatt SA (дочернее предприятие Centre de Competence Chatel-St-Denis, Швейцария). Несколько демонстрационных газификаторов мощностью $20...500 \text{ кВт}_3$ внедрены в различных областях Индии. Создан промышленный прототип полностью автоматизированной установки с возможностью подключения к электросети. На его основе реализован демонстрационный проект на лесопильном заводе в г. Булле (Швейцария). С 2002 г. на заводе работает газификатор мощностью 200 кВт_3 , соединенный с адаптированным газовым двигателем и генератором. Содержание

твердых частиц в неочищенном газе составляет 197 мг/нм^3 , смол – 254 мг/нм^3 ; в очищенном газе – 42 мг/нм^3 и 106 мг/нм^3 , соответственно. Система очистки состоит из циклона, скрубберов и фильтра.

BioSynergi (Дания) построила газификационную установку мощностью $75 \text{ кВт}_3 + 175 \text{ кВт}_T$, работающую на древесной щепе. Газификатор может работать в двух режимах: с открытым верхом и с закрытым. В последнем случае может использоваться предварительный подогрев воздуха. Генераторный газ, охлажденный до $120...150 \text{ }^\circ\text{C}$, очищается от смол и пыли в тканевом фильтре. После дальнейшего охлаждения до $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ГГ сжигается в адаптированном газовом двигателе Deutz MWM. Установка снабжает тепловой энергией г. Грестед, тогда как электроэнергия продается местной энергокомпанией.

Экономические показатели газификационных установок

Крупные газификационные установки обычно включают систему подготовки и подачи топлива, газификатор, систему очистки генераторного газа и оборудование для выработки электроэнергии. Для ПГТУ ВГ мощностью 10 МВт_3 распределение общих капитальных затрат выглядит следующим образом: система подготовки топлива – 18% , газификатор – 26% , система очистки – 13% , электрогенерирующее оборудование, газовая и паровая турбины – 43% . Удельные капитальные затраты ПГТУ ВГ (газификация под давлением) составляют от 9500 евро/кВт_3 при мощности порядка 1 МВт_3 до 3100 евро/кВт_3 при мощности $18...20 \text{ МВт}_3$. Удельные капитальные затраты системы “газификатор+двигатель” (атмосферная газификация) чуть ниже и составляют 6400 евро/кВт_3 и 2900 евро/кВт_3 при мощности 1 МВт_3 и 20 МВт_3 , соответственно. Значения себестоимости электроэнергии для двух газификационных систем указанного типа в диапазоне мощности $1...20 \text{ МВт}_3$ близки между собой. Для ПГТУ ВГ они находятся на уровне порядка $28 \text{ евро центов/кВт}\cdot\text{ч}_3$ (1 МВт_3) и $11 \text{ евро центов/кВт}\cdot\text{ч}_3$ (20 МВт_3), для системы “газификатор+двигатель” – $25 \text{ евро центов/кВт}\cdot\text{ч}_3$ (1 МВт_3) и $12 \text{ евро центов/кВт}\cdot\text{ч}_3$ (20 МВт_3) [2].

При строительстве второй, третьей и т.д. газификационной установки одного и того же типа начинает действовать т.н. “эффект изучения”. То

есть, опыт и знания, приобретенные при создании предыдущих установок, приводят к снижению удельных капитальных затрат на последующие установки. К моменту строительства 10-й и далее установок снижение удельных капитальных затрат может достичь 50% от исходной величины.

Газификация БМ с выработкой электроэнергии двигателем внутреннего сгорания широко распространена в Индии и других Азиатских странах (Таиланд, Филиппины, Шри Ланка и др.). Обычно это небольшие установки, использующие в качестве сырья шелуху риса и древесину. Экономические показатели таких газификационных установок зависят от ряда факторов, таких как мощность газификатора, стоимость используемой биомассы, стоимость замещаемого традиционного топлива, количество часов работы в год, степень оснащения установки контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой. По данным индийских специалистов, приведенным в [2], капитальные затраты на газификатор мощностью 1 МВт_т, предназначенный для производства тепловой энергии, составляют 55 тыс. дол. без учета стоимости топлива и системы удаления золы. Чем меньше мощность установки, тем выше удельные капитальные затраты. Срок окупаемости существенно зависит от стоимости используемой биомассы и для газификатора мощностью 4 МВт_т составляет от 0,73 до 2,56 лет при изменении цены топлива от 1,3 до 3,6 дол./ГДж.

Удельные капитальные затраты газификационной установки, предназначенной для выработки электроэнергии в Азиатских странах, составляют 200 дол./кВт для малых газификаторов (10...50 кВт_э), 146 дол./кВт для средних газификаторов (50...200 кВт_э) и 106 дол./кВт для крупных газификаторов (500 кВт_э). Приведенные данные более чем на порядок ниже удельных капитальных затрат крупных Европейских газификационных систем. Однако следует учитывать, что рабочий ресурс, надежность и эффективность Азиатских установок также существенно ниже.

Выводы

1. Технологии газификации БМ с целью выработки электроэнергии достигли высокого

уровня развития на лабораторном и пилотном уровне. Имеется также целый ряд демонстрационных и коммерческих установок, действующих в США, Европе и Азии. Однако в целом эти технологии еще не достигли коммерческого уровня и пока не вносят большого вклада в мировую энергетику.

2. Технологии газификации БМ с целью выработки электроэнергии обладают значительным потенциалом и перспективами развития. Они позволяют осуществить выработку электроэнергии из БМ с более высоким КПД (до 45% в ПГТУ ВГ), чем при традиционном сжигании в котле и выработкой электроэнергии в паровой турбине. Кроме того, они обладают рядом экологических преимуществ.

3. Возможными путями снижения стоимости газификационных установок являются использование дешевого сырья, применение “эффекта изучения” и оптимальный выбор конструкции и мощности системы для каждого конкретного случая.

Материалы статьи подготовлены в рамках работы над проектом УНТЦ № 3036.

ЛИТЕРАТУРА

1. Железная Т.А., Гелетуха Г.Г. Обзор современных технологий газификации биомассы // Промышленная теплотехника. – 2006. – Т. 28, № 2. – С. 61-75.
2. *Handbook Biomass Gasification*. Editor: Harrie Knoef. Published in the Netherlands by BTG biomass technology group. – 2005. – 378 p.
3. *Anderl H., Mory A., Zotter T.* BioCoComb – gasification of biomass and co-combustion in a pulverized-coal-boiler. Proc. of the 15th Int. Conf. on Fluidized Bed Combustion. 16-19 May 1999, Savannah, Georgia, USA.
4. *Kivela M., Nieminen J., Palonen J.* Biomass CFB gasifier connected to a 50 MWth steam boiler fired with coal and natural gas – THERMIE demonstration project in Lahti, Finland. Proc. of Int. Conf. on Power Production from Waste and Biomass IV. Advanced Concepts and Technologies. 8-10 April 2002, Espoo, Finland.

5. Жовмир Н.М., Гелетуха Г.Г., Железная Т.А., Слёнкин М.В. Обзор технологий совместного сжигание биомассы и угля на электрических станциях зарубежных стран // Промышленная теплотехника. – 2006. – Т. 28, № 2. – С. 75-85.

6. Paisley M.A., Overend R.P., Welch M., Igoe B.M. FERCO's Silvagas biomass gasification process commercialization opportunities for power, fuels, and chemicals. Proc. of Second World Biomass Conference. 10-14 May 2004, Rome, Italy. – P. 1675-1678.

7. Ising M., Gil J., Unger C. Gasification of biomass in a circulating fluidised bed with special respect to tar reduction. Proc. of First World Biomass

Conference, 5-9 June 2000, Sevilla, Spain. – P. 1775-1778.

8. Ising M., Unger C., Gil J., Balke U. Gasification of biomass in a circulating fluidised bed for the generation of power and heat. Proc. of First World Biomass Conference, 5-9 June 2000, Sevilla, Spain. – P. 1793-1796.

9. Ising M., Unger C., Heinz A., Althaus W. Cogeneration from biomass gasification by producer gas-driven block heat and power plants. Proc. of Twelfth European Biomass Conference, 17-21 June 2002, Amsterdam, the Netherlands. – P. 1033-1036.

Получено 10.03.2006 г.

УДК 662.63

БАШТОВОЙ А.И.¹, СКЛЯРЕНКО Е.В.²

¹Институт общей энергетики НАН Украины

²Институт технической теплофизики НАН Украины

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ДРЕВЕСИНЫ

Розроблено математичну модель газифікації деревних відходів у новому типі газифікаторів. Отримано нестационарні розподіли температур газу і частинок, витрат газових компонентів і вуглецю. Методика дозволяє отримати детальну інформацію про параметри робочого процесу при роботі газифікатора при різних навантаженнях, його налагодженні та випробуваннях.

Разработана математическая модель газификации древесных отходов в новом типе газификаторов. Получены нестационарные распределения температур газа и частиц, расходов газовых компонентов и углерода. Методика позволяет получить детальную информацию о параметрах рабочего процесса при работе газификатора на различных нагрузках, его наладке и испытаниях.

We have constructed a mathematical model of the gasification of wood waste in a gasifier of new type. We have obtained nonstationary distributions of gas and particle temperatures as well as gas and carbon flow rates. This method enables one to obtain detailed information on the parameters of the working process under different loads of the gasifier, its adjustment and tests.

A – доля золы в исходном сырье;

c – удельная теплоемкость (истинная при соответствующей температуре);

D_1, D_2 – внутренние диаметры реактора и оболочки соответственно;

E – энергия активации;

G_j – массовые расходы газовых компонент, $j = 1 \dots 6$;

k – константа скорости реакции;

k_0 – предэкспоненциальный множитель;

L – длина реактора;

P – порозность плотного слоя;

Pr – число Прандтля для газа;

Q_T – тепловой поток от газовой оболочки к реактору;

q – теплота испарения влаги;

R – универсальная газовая постоянная;

S_p – площадь поверхности частицы;

T – температура;

u – скорость;

V – выход летучих частиц на рабочую массу;

v – объем частицы;

W – влажность;

x – координата вдоль оси реактора;