

---

---

УДК 662.7;662.61

## ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

© 2021 г. А. Н. Козлов\*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

*\*e-mail: kozlov@isem.irk.ru*

Поступила в редакцию 20.08.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Анализ современных тенденций развития технологий газификации твердого топлива показывает, что текущее направление развития газогенераторов идет по пути внедрения многоступенчатых процессов. Определены основные требования к современному газогенератору с точки зрения его экономической, технической и экологической эффективности. Продемонстрировано значительное расширение перечня газифицируемых материалов за счет использования различных промышленных отходов, в том числе твердых бытовых. Этот факт является ключевым при разработке гибридных энергосистем распределенной генерации с газификацией местного твердого топлива. Между тем газификация угля развивается за счет чистых угольных технологий на основе газогенераторов с газификацией в потоке (парогазовые установки с внутрицикловой газификацией, ПГУ-ВЦГ). Для повышения экологической эффективности ПГУ-ВЦГ внедряются и совершенствуются системы очистки газа и технологии улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$ .

*Ключевые слова:* биомасса, твердые коммунальные отходы, уголь, газификация, типы газогенераторов, ПГУ-ВЦГ, гибридные энергосистемы

**DOI:** 10.31857/S0002331021010088

### ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет стратегическую роль в экономическом и социальном развитии стран. В связи с этим безопасное, надежное энергоснабжение является одной из главных обязанностей правительств. Постоянно возникающие новые вызовы, связанные с изменениями социально-экономического, политического курсов стран, экологические ограничения, а также внешние непрогнозируемые события, влекущие серьезные последствия, обусловили тенденцию к повышению энергонезависимости стран и регионов. Ископаемые топлива перестали считать надежным источником энергоснабжения [1], вовлечение в энергетику местных ресурсов твердых топлив, в том числе низкосортных, позволяет смягчить воздействие на окружающую среду, а также повысить энергоэффективность стран и регионов, зависящих от импорта ископаемого топлива [2]. В России, несмотря на существенный рост ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, более половины субъектов РФ (около 60) энергодефицитны, что обусловлено высокой степенью неоднородности территориальной структуры электроэнергетики [3]. Дефицит генерирующих мощностей выступает ограничителем экономического роста регионов и страны в целом. Данные факты обусловили поиск и

**Таблица 1.** Реакции, протекающие при газификации твердых топлив [7, 8]

Реакция	Процесс
Твердое топливо (влажное) → Твердое топливо (сухое) + H <sub>2</sub> O	Сушка
Твердое топливо (сухое) → Кокс + Летучие (Газ + Смола)	Выход летучих
$C + \phi O_2(g) \rightarrow 2(1-\phi)CO + (2\phi-1)CO_2$	Гетерогенная реакция окисления
$C + CO(g) \rightarrow 2CO$	Реакция Будуара
$C + H_2O(g) \rightarrow CO + H_2$	Гетерогенная реакция газа с водой
$C + 2H_2(g) \rightarrow CH_4$	Реакция метанирования
$CO + H_2O(g) \leftrightarrow CO_2 + H_2$	Реакция водяного сдвига
Смола + O <sub>2</sub> → CO + H <sub>2</sub> O	Риформинг смолы
Смола + H <sub>2</sub> O → CO <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub>	
$CH_4 + 1.5O_2 \rightarrow CO + 2H_2O$	Крекинг смолы
$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$	Реакция риформинга метана
$CO + 0.5O_2 \rightarrow CO_2$	
$H_2 + 0.5O_2 \rightarrow H_2O$	

(г) – газовая фаза

внедрение эффективных технологий энергетической утилизации твердых топлив. Одной из таких технологий является газификация.

Таким образом, целью данной работы является показать современные тенденции развития технологий газификации твердых топлив.

## ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ

Газификация представляет собой термохимический процесс частичного окисления углеродсодержащего топлива с получением газообразного энергоносителя. В качестве газифицирующих агентов используют кислород, воздух, водяной пар, углекислый газ, либо их смеси. Однако использование углекислого газа в качестве газифицирующего агента применяется крайне редко. Более широкое распространение получила рециркуляция части продуктов сгорания, которая позволит стабилизировать процесс газификации и уменьшить вариации состава получаемого генераторного газа [4].

Газификация допускает высокую гибкость в использовании различного типа сырья и в генерации различных продуктов. В принципе все виды твердых топлив могут быть преобразованы в процессе газификации в генераторный газ, включающий ряд горючих компонентов (водород, монооксид углерода, метан, небольшое количество C<sub>2</sub>-углеводородов), негорючие (диоксид углерода) и балластные газы (азот). Высокое содержание балластных веществ в составе генераторного газа обуславливает его низкую теплотворную способность, что делает нерентабельной транспортировку такого газа на значительные расстояния. Поэтому энергетические установки на основе технологий газификации представляют собой, как правило, единый технологический комплекс, в котором происходит производство и использование генераторного газа [5, 6].

В таблице 1 приведены основные реакции процесса газификации [7, 8].

В зависимости от соотношения исходных реагентов, температуры, продолжительности реакции и типа газогенератора можно получать газ различного качества. Генераторный газ, компонентный состав и теплотворная способность которого допускает сжигание только в топочных устройствах водогрейных и паровых котлов, является отопительным, а силовым называется генераторный газ, который может быть использован в силовых машинах (двигатель внутреннего сгорания, газовая турбина) [9]. В случае паровой и паровоздушной газификации генераторный газ получается с по-

вышенным содержанием водорода [10]. Варианты использования кислородного и парокислородного дутья оправданы в основном только для получения жидких топлив, получения энергии для топливных элементов и крупных установок внутрицикловой газификации угля [11].

Вышеперечисленные факты обусловили большое разнообразие конструкций газогенераторов, совершенствованием которых занимаются многие научные коллективы.

### ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

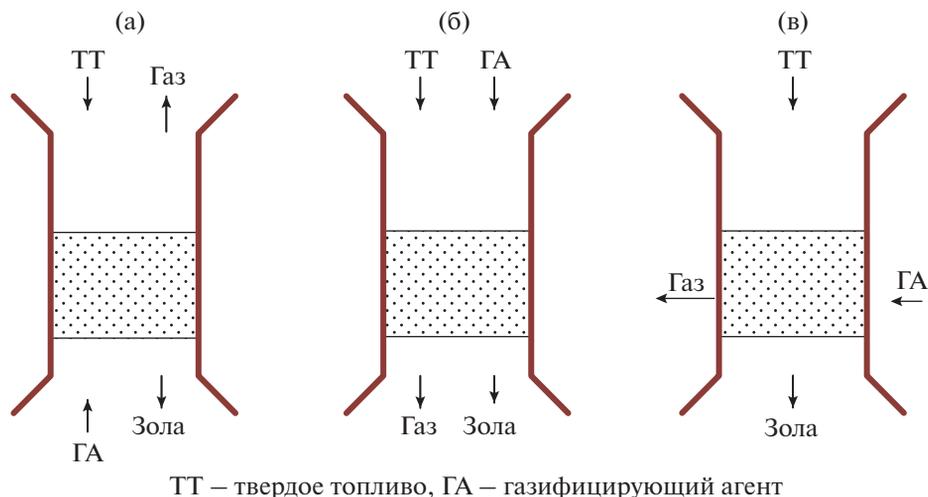
В работах [12, 13] приведена классификация газогенераторов по категориям, основанная на движении твердого рабочего тела внутри реактора.

1. Газогенераторы с псевдонеподвижным рабочим телом.
2. Газогенераторы (слоевые) с механически перемещаемым рабочим телом.
  - Прямой противоточный газогенератор.
  - Обращенный прямоточный газогенератор.
  - Поперечный с поперечным дутьем.
3. Газогенераторы с гидродинамическим перемещением рабочего тела.
  - Газогенераторы с кипящим слоем.
  - Газогенераторы с циркулирующим кипящим слоем.
4. Газогенераторы с газодинамическим перемещением рабочего тела.
  - Газогенераторы с газификацией в потоке.
5. Специальные газогенераторы.
  - Газогенераторы с газификацией рабочего тела в спутном потоке.
  - Газогенераторы циклонного типа.
  - Многоступенчатые газогенераторы.

Данная классификация является одной из самых распространенных и признанных в мире.

Газогенераторы с механически перемещаемым рабочим телом (слоевые), типичные конструкции которых приведены на рис. 1, являются наиболее изученными и распространенными для производства генераторного газа. Данный факт обусловлен несложной конструкцией и простой эксплуатацией, однако они обладают низкой управляемостью процесса газификации [14]. Слоевые газогенераторы бывают прямыми (противоточными) – топливо и дутье двигаются навстречу друг другу (рис. 1а), обращенными (прямоточными) – топливо и дутье двигаются параллельно (рис. 1б) и поперечными – топливо подается сверху, а газифицирующий агент подается под прямым углом в слой топлива через фурмы. В слоевых газогенераторах можно выделить области газификации – сушка, окислительное и восстановительное горение, разделенные по высоте. Деление на области условное и в зависимости от используемого топлива и условий ведения процесса области могут перекрываться. Мощность таких газогенераторов редко превышает 10 МВт и относится к категории газогенераторов с малой единичной мощностью. Увеличение мощности более 10 МВт приводит к существенному укрупнению газогенераторной установки, что влечет значительные капитальные и текущие затраты и, следовательно, их низкую рентабельность, а также возникают проблемы с масштабированием установок [15].

В прямом газогенераторе твердое топливо подается сверху, а газифицирующий агент снизу, образующийся генераторный газ отводят в верхней части газогенератора. Прямые газогенераторы имеют низкое содержание золы, но с высоким содержанием смолы ( $>100$  г/нм<sup>3</sup>). Могут использовать твердое топливо с высоким содержанием влаги. Мощность таких газогенераторов обычно ограничена 1–3 МВт, что обусловлено неравномерным распределением температуры в слое при увеличении единичной мощности. Несмотря на это, они могут быть масштабированы до 10 МВт [16].

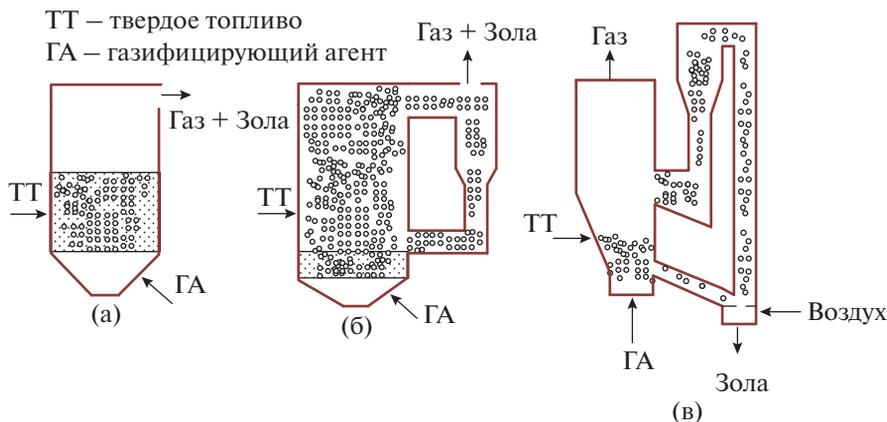


**Рис. 1.** Принципиальные схемы газогенераторов с механически перемещаемым рабочим телом: (а) прямой противоточный; (б) обращенный прямоточный; (в) поперечный с поперечным дутьем.

В обращенных газогенераторах твердое топливо подается сверху, а газифицирующий агент может подаваться сверху или сбоку через фурмы, расположенные над слоем топлива. Генераторный газ отводится в нижней части газогенератора. Газогенераторы такого типа часто имеют сужение ниже уровня фурм. Твердое топливо и газифицирующий агент проходят через сужение, в котором проходит большинство реакций газификации. Продукты реакции смешиваются в турбулентной высокотемпературной области вокруг сужения ( $900\text{--}1200^\circ\text{C}$ ), в которой происходит крекинг смолы. В итоге содержание смолы в генераторном газе составляет не более  $10\text{ г/нм}^3$ . Длительное время пребывания топлива приводит к высокой степени конверсии кокса ( $\approx 95\%$ ). Однако генераторный газ на выходе из газогенератора обладает высокой температурой (около  $900\text{--}1000^\circ\text{C}$ ), что снижает эффективность из-за неравномерного распределения потока газа и температуры в области сужения. В связи с этим обращенные газогенераторы следует конструировать мощностью не более  $1\text{ МВт}$ . К недостаткам таких газогенераторов также можно отнести повышенные требования к влажности и зольности твердого топлива [17]. Применение высокозольного или пеллетизированного топлива усугубляет данную проблему. При газификации пеллет повышается выход угольного остатка [18].

Поперечный газогенератор основан на конструкции прямоточного газогенератора, в котором топливо подается сверху, а газифицирующий агент подается через фурмы непосредственно в слой топлива. Важной особенностью данного типа газогенераторов является относительно небольшая реакционная зона, что способствует быстрому протеканию процесса газификации относительно других видов слоевых газогенераторов. При этом температура в слое может достигать  $1500^\circ\text{C}$ , что затрудняет выбор конструкционного материала. Единичная мощность такого газогенератора ограничена  $10\text{ кВт}$ . Стоит отметить, что содержание смол в генераторном газе небольшое ( $0.01\text{--}0.1\text{ г/нм}^3$ ), следовательно, требуется относительно простая система газоочистки [19].

Согласно работе [20] можно выделить ряд технологических проблем, связанных с нестабильностью термохимического процесса в слоевых газогенераторах, в которых критическими оказываются процессы усадки топлива и распределения газового пото-



**Рис. 2.** Принципиальные схемы газогенераторов с гидродинамическим перемещением рабочего тела: (а) с кипящим слоем; (б) с циркулирующим кипящим слоем; (в) с двойным циркулирующим кипящим слоем.

ка по сечению реактора. Неравномерность усадки топлива может быть связана со спекаемостью топлива, что приводит к образованию сводов и прогаров. В случае прямоточных газогенераторов происходит уплотнение слоя за счет накопления частиц топлива и золы, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления [21].

Обращенный и поперечный газогенераторы могут использоваться в паре с двигателем внутреннего сгорания для энергоснабжения децентрализованных потребителей, а в случае использования противоточного газогенератора получаемый газ обладает отопительным качеством [22]. В настоящее время наиболее востребованы на рынке прямоточные газогенераторы, в случае, когда не предъявляются строгие требования по качеству генераторного газа.

Слоевые газогенераторы достигли своего предела совершенствования, за которым существенное улучшение их эксплуатационных характеристик оказывается невозможным или нерентабельным.

Одним из направлений повышения мощности газогенераторов было внедрение технологии с псевдооживленным слоем. Система псевдооживленного слоя сначала была использована для увеличения производительности газогенераторов, работающих на угольном топливе [23], а впоследствии была тиражирована для использования практически всех типов твердого топлива, включая твердые коммунальные отходы [24].

На рисунке 2 приведены принципиальные схемы газогенераторов с гидродинамическим перемещением рабочего тела (кипящего слоя).

В газогенераторах кипящего слоя топливо смешивается с твердым теплоносителем (инертный материал, катализатор), которые находятся в псевдооживленном состоянии с помощью газифицирующей среды, и их скорость движения определяется минимальной скоростью флюидизации. Газогенераторы с псевдооживленным слоем подразделяются на два типа – с кипящим слоем (рис. 2а) и с циркулирующим кипящим слоем (рис. 2б).

Газогенераторы с кипящим слоем (рис. 2а) имеют простую конструкцию, неприхотливы в эксплуатации и имеют единичную мощность от 1 до 20 МВт. Твердое топливо поступает на решетку вместе с инертным материалом, который обеспечивает поддержание кипящего слоя. Газифицирующий агент подают снизу под решетку со скоростью, достаточной для витания частиц в объеме реактора над решеткой. Обычно

скорость подачи газифицирующего агента составляет  $<1$  м/с. Процесс газификации проходит в области кипящего слоя [25].

В случае, когда скорость подачи газифицирующего агента составляет от 3–10 м/с, частицы выносятся из активной зоны реактора, улавливаются циклоном и возвращаются назад в псевдооживленный слой, и формируется циркулирующий кипящий слой, обеспечивающий высокую степень конверсии топлива (рис. 26). При этом формирование кипящего слоя не происходит. Частицы топлива и инертного материала распределяются по всему пространству реактора с более высокой кучностью в нижней части [19]. Единичная мощность газогенераторов такого типа может достигать 100 МВт [26].

Газогенераторы с псевдооживленным слоем работают при повышенном давлении, в качестве газифицирующего агента можно использовать водяной пар, воздух, кислород и их комбинацию. Для данного типа газогенераторов невозможно различить области газификации. Однако благодаря хорошему перемешиванию и равномерному распределению температуры, конверсия топлива близка к 100%, а напряжение сечения реактора достигает значений 500–1000 кг/м<sup>2</sup> ч. По сравнению со слоевыми газогенераторами процесс газификации проходит при более низких температурах (700–900°C). Генераторный газ характеризуется высокой запыленностью, а содержание смолы достигает 10 г/нм<sup>3</sup> [16]. В работе [27] показано, что при использовании специального катализатора количество смолы снижается до 1–2 г/нм<sup>3</sup>.

Одним из главных недостатков газогенераторов кипящего слоя является образование агломераций частиц инертного материала с золой. Образование агломераций приводит к закупорке отверстий и дефлюидизации слоя [28]. Подробно данный вопрос был изучен в [29]. В ней приведена классификация золы биомассы различного происхождения в зависимости от минерально-фазового и химического состава. Показано, что в результате термохимической конверсии биомассы образуются три типа агломераций: 1. Si–Al–Fe–Na–Ti (преимущественно стекла, силикаты и гидроксиды); 2. Ca–Mg–Mn (обычно карбонаты, гидроксиды, стекла, силикаты и небольшие количества фосфатов и сульфатов); 3. K–P–S–Cl (преимущественно фосфаты, сульфаты, хлориды, стекла и немного силикатов и карбонатов). Так, в реакторах кипящего слоя образование агломераций щелочных металлов и кремния приводит к образованию низкотемпературных силикатов, вследствие чего необходимо поддерживать более низкую температуру, что приводит к снижению эффективности газификации [30].

На рисунке 3 представлена принципиальная схема газогенератора с газодинамическим перемещением рабочего тела, т.е. газификация твердого топлива происходит в потоке.

Газификация в потоке (рис. 3) осуществляется при одновременной подаче суспензии пылевидного топлива с водой и окислителем в горелочное устройство. В данных типах газогенераторов существует жидкое и сухое шлакоудаление. Процесс газификации происходит при очень высоких температурах и давлениях (около 2000°C и 5.6 МПа), что обеспечивает отсутствие смолы. Топливо в зоне реакции пребывает очень короткое время, при этом поверхность контакта должна быть максимальной. Данный тип газогенераторов реализован в энергетических парогазовых установках с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ, IGGC). В работе [31] описан принцип работы этих установок, которые основаны на цикле Брайтона и Ренкина. По циклу Брайтона осуществляется газификация топлива, после чего полученный газ сжигают в газовой турбине. Выхлопной газ из газовой турбины поступает в котел-утилизатор. Увеличение пара в цикле Ренкина приводит к возрастанию КПД до 44–45%. Единичная мощность ПГУ-ВЦГ на угле может достигать 600 МВт [32].

Чаще всего в качестве газифицирующего агента в таких газогенераторах используют кислород. Однако применение кислорода значительно повышает капитальные и эксплуатационные затраты. В связи с этим ведутся работы по исследованию газифи-

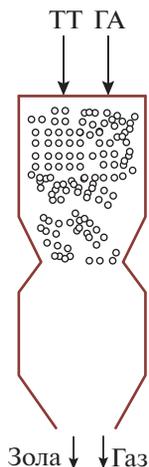


Рис. 3. Принципиальная схема газогенератора с газодинамическим перемещением рабочего тела.

кации твердых топлив в воздушно-кислородной среде. Так, в работе [33] определено оптимальное соотношение воздуха и кислорода (2.86–3.01), при котором достигается максимальная конверсия топлива и эффективность процесса газификации. В случае использования биомассы единичная мощность ограничена 25 МВт, что связано как с большим объемом потребления данного ресурса, так и с проблемами технического характера (невозможность работать на высоковлажном топливе, предварительная подготовка топлива, подача газифицирующего агента (кислорода), низкая температура плавления золы [34]. Стоит отметить, что проведенные эксперименты совместной газификации сельскохозяйственных отходов (4% по массе) и угля на электростанции ELCOGAS (Пуэртольяно ПГУ-ВЦГ, Испания) не повлияли на технические и экологические характеристики генераторного газа. Эксперименты по увеличению доли биомассы до 60% проведены только теоретически [35].

Газификация в потоке относится к экологически чистым технологиям, однако ее реализация сопровождается существенными капитальными и эксплуатационными затратами. Кроме того, стоит вопрос надежности работы станций ПГУ-ВЦГ из-за больших сроков строительства и небольшого периода реальной эксплуатации [36].

Стоит отметить, что в случае рассмотрения слоевых газогенераторов и газогенераторов с псевдоожиженным слоем остро стоит вопрос образования смолы в процессе газификации. Повышенный выход последней приводит к возникновению трудноудаляемых отложений на внутренних поверхностях оборудования, поломке клапанов и вентилях, перекрытию (закупорке) газоходов [37]. Жесткие требования к содержанию смолы и твердых частиц в газе предъявляются газопотребляющим оборудованием станции. В случае применения двигателя внутреннего сгорания содержание смолы в газе не должно превышать  $100 \text{ мг/нм}^3$ , а твердых частиц –  $50 \text{ мг/нм}^3$ ; для газовых турбин требования жестче – до  $5 \text{ мг/нм}^3$  смолы и до  $20 \text{ мг/нм}^3$  твердых частиц [38]. Очистка газа до требуемых условий является дорогостоящим и сложным процессом [39].

При использовании газогенераторов с газификацией в потоке необходимо решать вопросы очистки газов от  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$  [40].

Анализ приведенных выше литературных источников показывает, что одноступенчатые процессы газификации твердого топлива широко исследовались в России и за рубежом на протяжении XX века и начала XXI. Они остаются основными при созда-

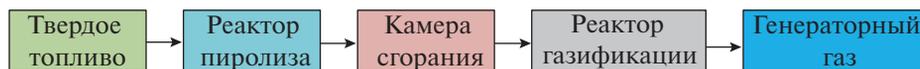


Рис. 4. Принципиальная схема организации ступенчатой газификации.

нии и проектировании современного газогенераторного оборудования, однако их совершенствование нецелесообразно, поскольку значительных изменений показателей эффективности не произойдет. Совершенствование происходит за счет внедрения современных технологий очистки генераторного газа от смолы, загрязняющих веществ и парниковых газов [41, 42].

Одним из путей совершенствования технологий газификации твердых топлив является разработка ступенчатых газогенераторов, в которых стадии газификации разделяются между собой и могут быть организованы в отдельных реакторах.

Одним из примеров реализации ступенчатого процесса является газогенератор с двойным циркулирующим кипящим слоем (рис. 2в). Данный газогенератор имеет два отдельных реактора с псевдоожиженным слоем, в одном проходит процесс газификации, в который подается газифицирующий агент (пар), а в другом происходит процесс горения, который осуществляется путем ввода в этот реактор воздуха. Преимуществом такого ступенчатого процесса является организация передачи тепла со второй ступени (реактор сгорания) в реактор газификации. При этом осуществляется транспорт частиц инертного материала и твердого топлива из одного реактора в другой, что позволяет увеличить степень конверсии топлива и улучшить характеристики генераторного газа. Однако уровень смолы в генераторном газе высок, что требует создания дополнительных систем очистки газа [23]. Данный тип газогенераторов практически не используется для газификации угля. Его применяют для газификации биомассы, отходов и со-газификации угля и биомассы. На 2018 год реализовано 7 проектов станций с газогенераторами данного типа, самой известной является станция Гюссинг (Gussing) (Австрия) [43].

Другим примером реализации ступенчатого процесса является сочетание слоевого газогенератора с реактором пиролиза. Принципиальная схема такого процесса представлена на рис. 4.

Камера сгорания осмоленного пиролизного газа может быть организована внутри газогенератора (газогенератор шахтного типа), либо вынесена в виде отдельного реактора. Шахтная организация ступенчатого процесса была реализована А.Ф. Рыжковым с соавторами, создавшими демонстрационную установку мощностью 15 кВт(т) с трехступенчатым подводом газифицирующего агента [44].

Схема с разделением стадий по отдельным реакторам была предложена У. Хенриксеном [45], которая впоследствии была реализована в виде демонстрационной установки Viking мощностью 100 кВт(т) (20 кВт(э)) [46]. На первой стадии газогенератор использовал подвод тепла через стенку и шнековую транспортировку топлива через реактор, а количество вторичного дутья было недостаточным для полного сгорания промежуточного горючего газа. Химический КПД такого алло-автотермического процесса достигает 93%, тогда как в автотермических условиях оно не превышает 75–80% [47, 20]. Вращение шнека обеспечивает непрерывную механическую шуровку топлива, препятствующую его спеканию. Кроме того, содержание смолы в сыром газе находится на уровне 15 мг/нм<sup>3</sup>, такой газ можно использовать после его кондиционирования без дополнительной очистки.

Демонстрационный газогенератор Viking был масштабирован датской энергетической компанией Weiss до мощности 200 кВт(э) [48].

Конструкция аппарата Viking была доработана в 2004 г. Т. Кохом (компания ТКЕ, Дания): шнековый транспортер заменили на нижнюю подачу, камеру сгорания выделили в отдельную зону второго реактора, вторичное дутье оптимизировали. К пиролизеру подводится воздушное дутье, которое обеспечивает частичное сгорание топлива и работу данного реактора в автотермическом режиме [49]. Пилотная установка мощностью 2.3 МВт(т) установлена в г. Гьюль (Gjøl, Дания).

В настоящее время попытки масштабировать аппарат Viking до уровня 1–2 МВт(э) пока не увенчались успехом, а газогенератор ТКЕ мощностью 250 кВт(т) введен в строй в Японии, и идет проектирование установки мощностью 400 кВт(т). Тот факт, что установка ТКЕ в Японии введена в качестве аварийного энергоисточника на случай тайфунов и цунами, свидетельствует о ее высокой удельной стоимости. Пытаясь усовершенствовать установку Viking, в Австрии предложили вынести камеру сгорания в отдельный аппарат (Ф. Леттнер, Технологический университет, г. Грац).

Показано, что процесс ступенчатой газификации, при которой стадии пиролиза и газификации отделены друг от друга, обеспечивает благоприятные экологические показатели. КПД ступенчатой газификации при совместном производстве электричества и тепла достигает 80–85%, что на 10–20% выше, чем у традиционных одноступенчатых процессов [50].

Однако у данной конструкции имеется ряд недостатков: 1) низкая степень конверсии топлива, мелкие частицы которого проваливаются сквозь колосниковую решетку и уходят из слоя вместе с золой при шуровке; 2) неконтролируемое понижение газовой проницаемости слоя из-за накопления в нем мелких частиц, что может приводить к внештатной остановке газогенератора; 3) образование прогаров слоя из-за неравномерного распределения газа по сечению крупного реактора и неравномерной усадки слоя.

При реализации такого газогенератора на угле могут возникнуть следующие проблемы: 1. Возможность слипания частиц топлива в шнековом транспортере (пиролизере), ведущая к проворачиванию топлива вместе со шнеком; 2. Необходимость контроля высоты слоя топлива в реакторе; 3. Согласование скорости вращения шнека с поддержанием постоянного уровня топлива в реакторе. Поскольку при регулировании высоты слоя за счет скорости вращения шнека неизбежно меняется степень отсеечения, КПД процесса также должен изменяться. Поэтому для каждого вида твердого топлива (биомасса, уголь) существует некоторая оптимальная длина пиролизера-транспортера.

В связи с этим ни одна крупная установка, реализующая многоступенчатые процессы, не пошла в серийное производство, а те предложения, которые имеются на рынке, носят индивидуальный характер и направлены на создание газогенератора, работающего на определенном типе топлива, с минимальным колебанием технических характеристик (влажность, зольность), рассчитаны на определенную мощность и работу в фиксированной энергосистеме с учетом индивидуальных графиков нагрузки [51].

Единственным многоступенчатым газогенератором, запущенным в мелкосерийное производство, является разработка компании ALL Power Labs (США). Данный газогенератор имеет единичную мощность 25 кВт(э). Особенностью данного газогенератора является то, что в он поставляется сразу с двигателем внутреннего сгорания, который модифицирован для работы на горячем генераторном газе. Небольшой уровень смолы в газе обеспечивает организация трехступенчатого процесса газификации [52].

Таким образом, современный газогенератор должен отвечать следующим требованиям:

1. Обеспечивать получение экологически чистого генераторного газа с минимальным содержанием смолы и загрязняющих веществ;
2. Обладать высокой маневренностью, давать возможность следовать графику электрической и тепловой нагрузки;

3. Обеспечивать бесперебойную работу твердоотопливного реактора с минимальным изменением состава и расхода генераторного газа во время эксплуатации;
4. Эффективность конверсии химической энергии топлива в химическую энергию газа должна достигать 80–85%;
5. Процесс газификации должен быть, по возможности, малочувствительным к изменению свойств твердого топлива – влажности и гранулометрическому составу.

### ГАЗИФИКАЦИЯ НИЗКОСОРТНЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ, В ТОМ ЧИСЛЕ БИОМАССЫ И ТВЕРДЫХ КОММУНАЛЬНЫХ ОТХОДОВ

Большое разнообразие видов отходов – сельскохозяйственных, промышленных, бытовых – поспособствовало существенному расширению перечня газифицируемых материалов, которые можно отнести к категории низкосортных твердых топлив. Под собирательным термином низкосортных твердых топлив (НТТ) понимаются все твердые вещества способные гореть, которые в той или иной степени могут быть использованы вместо традиционных топлив из нефти и углей в энергетических установках [53]. Приведенное определение НТТ является общим и не отражает, по каким признакам можно отнести определенный вид топлива к какому-либо классу. Так, бурые угли, которые являются основным источником энергии на значительной территории РФ, в Западной Европе и США, причислены к НТТ.

В работе [54] приведены ключевые характеристики низкосортных твердых топлив. Наличие одной или нескольких из них позволяет отнести твердое топливо к низкосортному:

1. Высокая доля негорючей части (минеральная часть, влага), обуславливающая низкую по сравнению с качественными топливами теплотворную способность;
2. Наличие примесей (токсичных или радиоактивных), исключающих применение традиционных технологий сжигания;
3. Содержание кислорода в органической части, достаточное для внутреннего горения, которое приводит к снижению эффективности традиционных технологий вследствие смолообразования и сокращения управляемости;
4. Экономически ограниченный эффективный радиус заготовки;
5. Низкая концентрация по территории, повышающая затраты на извлечение и ограничивающая экономически эффективный радиус заготовки.

Перечисленные признаки НТТ являются относительными и вытекают из сравнения с качественным топливом. Следуя приведенным признакам, к низкосортному твердому топливу можно отнести: растительную и древесную биомассу, торф, угли с большим содержанием негорючей части, отходы лесной и угольной промышленности, шлам-лигнины гидролизного и целлюлозно-бумажного производства, твердые коммунальные отходы (ТКО) и др. [55, 56].

В своей работе Темелис с авторами обосновал, что ТКО является возобновляемым источником энергии [57]. При этом количество отходов с каждым годом возрастает. Так, производство ТКО в странах Европейского Союза составляла около 513 кг на душу населения в 2011 г., а к 2020 году эта цифра должна увеличиться на 45% [58].

Во многих странах разрабатываются технологии энергетической переработки ТКО (waste to energy) – сжигание, пиролиз, газификация [59]. В России переработка ТКО развивается в рамках национального проекта “Экология” Министерства природы, который подразумевает, что не менее 34% отходов должны быть направлены на утилизацию, а остальная часть – на вторичную переработку [60].

Газификация может быть применена для энергетической утилизации ТКО. Преимущественно используют газогенераторы с псевдооживленным слоем и слоевые [61]. Трудности, возникающие при эксплуатации данных газогенераторов, приведены выше.

При энергетической переработке ТКО процесс газификации является лишь частью крупного технологического процесса по их утилизации, в котором основным процес-

сом является сортировка отходов. Более тщательная сортировка ТКО значительно повышает эффективность газификации. В первую очередь, разнородность отходов приводит к тому, что в результате газификации образуется генераторный газ переменного состава и теплотворной способности, повышенному выходу смолистых веществ, увеличению зольности [62].

В настоящее время в эксплуатации находится около 100 заводов, реализующих газификацию. Большинство этих заводов находится в Японии [63].

Основными факторами, ограничивающими использование технологий газификации ТКО, являются: 1) разнородный состав ТКО в разных странах, что влечет использование различных технологий подготовки ТКО (сортировка, сушка, измельчение и, как следствие этого, использование разных видов газогенераторов); 2) низкая экономическая эффективность, которая приводит к тому, что без поддержки правительств, программы по утилизации ТКО убыточны, что приводит к закрытию этих программ [64].

Другим видом НТТ является биомасса. В энергетическом плане под термином биомасса понимается общая масса деревьев, лесосечных отходов, отходов лесоперерабатывающих предприятий, кустарников, дикорастущих травянистых растений, сельскохозяйственных культур и отходов сельскохозяйственного производства, морских водорослей. Ежегодно образуется большое количество биомассы, которую необходимо утилизировать. Так, например, суммарная оценка объемов древесных отходов в России составляет 75–113 млн м<sup>3</sup>/год, а в перспективе до 2030 года может вырасти до 100–189 млн м<sup>3</sup>/год. Кроме того, в России накоплено около 1 млрд м<sup>3</sup> древесных отходов, которые негативно воздействуют на окружающую среду в местах их локализации [65].

Основными причинами роста и высокого процента использования технологий газификации биомассы являются: рост энергопотребления в развивающихся и густонаселенных странах (Китай, Индия, Бразилия); значительные колебания мировых цен на углеводороды; тенденции к диверсификации энергоносителей в топливно-энергетическом балансе; развитие распределенной генерации энергии за счет использования местных топлив; экологическая безопасность (необходимость использования ресурсов возобновляемого твердого топлива, включая отходы) [66, 67]. Например, по данным Международного Энергетического Агентства в странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), существует около 160 проектов, находящихся на разной стадии проектирования и строительства энергетических объектов, использующих технологии газификации биомассы. Однако, несмотря на большое количество проектов их практическая реализация происходит медленно и сталкивается с рядом проблем. Данный факт подтверждается тем, что реализация 46 проектов приостановлена [68]. Несмотря на то, что биомасса является одним из надежных и доступных возобновляемых источников энергии [69], она обладает рядом особенностей, затрудняющих ее использование в установках газификации.

Для биомассы характерна высокая влажность, высокая реакционная способность за счет высокого содержания кислорода в составе [70], низкая зольность. При этом зола характеризуется повышенными коррозионными и шлакующими свойствами за счет повышенного содержания щелочных металлов [71]. В результате газификации биомассы образуется значительное количество смолистых продуктов [72]. Стоит отметить, что мощность установок по газификации биомассы ограничена областью сбора и логистическими проблемами доставки [38]. Эти обстоятельства ухудшают эффективность и технико-экономические показатели энергетических установок.

Основные пути роста доли биомассы в электроэнергетике связаны с газификацией биомассы в составе гибридных энергосистем [73–76].

В значительной части работ, посвященных применению энергии биомассы в составе гибридных энергосистем, рассматривается технологическая схема, включающая получение тепловой энергии за счет солнечных коллекторов и прямого сжигания биомассы в котле, производство перегретого водяного пара и выработку энергии в паро-

вой турбине [77]. Применение технологии газификации в гибридных энергосистемах остается малоисследованным.

Основная проблема заключается в том, что при анализе гибридной энергосистемы с газификацией биомассы узел газификации рассматривается чрезвычайно упрощенно [78]. Практически не исследованы технологические режимы работы гибридной системы ВИЭ с газификацией биомассы, особенно переходные процессы при запуске, остановке и регулировании системы [79].

В связи с неравномерностью выработки энергии с помощью ВИЭ и графика нагрузки потребителя в гибридной системе необходимо наличие маневренных источников энергии и устройств для хранения энергии.

В схеме с газификацией биомассы в качестве основного источника энергии возможно применение газгольдеров для обеспечения буферного и резервного запаса генераторного газа. В работе [80] показано, что энергосистема, включающая и ветрогенератор и газогенератор на биомассе, экономически более предпочтительна, чем энергосистема, включающая ветрогенератор и дизельную электростанцию. В [81, 82] делается вывод о том, что газогенератор на биомассе является предпочтительным вариантом для электроснабжения удаленных изолированных сельских районов по сравнению с солнечными электростанциями и планами расширения электрической сети.

Таким образом, гибридные энергосистемы, включающие газогенераторы на биомассе, являются перспективными для использования в системах распределенной генерации энергии.

## ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ

Газификация угля в установках малой (до 10 МВт) и средней мощности (10–25 МВт) практически не осуществляется, что обусловлено ратификацией Парижского соглашения по сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу [83]. Кроме того, в случае использования воздушного дутья теплотворная способность и образующееся количество генераторного газа из биомассы выше, чем из угля, что обусловлено более высоким содержанием летучих веществ в составе биомассы. Для получения генераторного газа силового качества требуется паровоздушное, парокислородное или кислородное дутье. Для установок газификации угля малой и средней мощности использование системы воздухоразделения и очистки генераторного газа от серы приводит к значительному возрастанию капитальных и эксплуатационных затрат [84–86]. Однако, в настоящее время активизировались работы по созданию установок газификации угля средней мощности. Например, в США ведутся работы по технико-экономическому обоснованию установки слоевой со-газификации угля и древесной биомассы (Alaska Syngas project) с комбинированной выработкой тепла (15 МВт(т)) и электроэнергии (3.6 МВт(э)). При этом доля древесной биомассы, которую предполагается использовать в процессе газификации, не превышает 20% [87]. Другим примером является создание сотрудниками Института энергетических систем и технологий (Технический университет Дармштадта, Германия) совместно с ThyssenKrupp Industrial Solutions AG (Дортмунд, Германия) пилотной установки газификации бурого угля в псевдооживленном слое тепловой мощностью 500 кВт(т) – высокотемпературный газогенератор Винклера. С использованием данной установки ведутся работы по оптимизации параметров ведения процесса, тестируются различные системы газоочистки [88].

К настоящему времени газификация угля развивается в основном в части создания крупных энергетических установок с внутрицикловой газификацией парогазовых установок с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ). Данная технология относится к экологически чистым угольным технологиям и обеспечивает существенно более низкий уровень выбросов NOx и SOx по сравнению с паротурбинными угольными энергоблоками и сравнимы по этим показателям с газовыми ПГУ. По данным компа-

нии General Electric выбросы  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$  для ПГУ-ВЦГ составляют в среднем на уровне 0.031 и 0.015 кг/(МВт · ч) соответственно, а для пылеугольных ТЭС на сверхкритических параметрах – 0.077 и 0.530 кг/(МВт · ч) соответственно [89, 90]. Однако большие капитальные и эксплуатационные затраты существенно сдерживают строительство таких установок. По данным Международного энергетического агентства капитальные и эксплуатационные затраты для ПГУ-ВЦГ мощностью 600–650 МВт в 2013 г. оценивались на уровне 4400 долл. 2012/кВт, в то же время для традиционных ПГУ со сверхкритическими параметрами данная величина равна 3246 долл. 2012/кВт. Это связано с большими затратами на собственные нужды ПГУ-ВЦГ, а именно острова газификации [91]. Одним из инструментов по снижению эксплуатационных затрат является переход на горячую газоочистку. Другим перспективным направлением развития ПГУ-ВЦГ является применение и совершенствование технологии улавливания и дальнейшего захоронения  $\text{CO}_2$  (CCS –  $\text{CO}_2$  capture and storage). Снижение доли  $\text{CO}_2$  в выбросах позволит уменьшить платежи за выбросы парниковых газов, которые были установлены сначала Киотским протоколом, а потом пролонгированы Парижским соглашением в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата (2016 г.).

Существует несколько технологий CCS: улавливание углекислого газа после сжигания (post-combustion), перед сжиганием в камере сгорания (pre-combustion) и кислородное сжигание с рециркуляцией  $\text{CO}_2$  [92].

Технология улавливания углерода после сжигания применяется в основном в парогазовых установках по сжиганию угля и в данном обзоре рассматриваться не будет [93].

Процесс улавливания  $\text{CO}_2$  перед сжиганием протекает в три основные стадии: 1. Кислородная газификация угля; 2. Газофазная реакция водяного сдвига; 3. Сжигание генераторного газа с высоким содержанием водорода в газотурбинном или парогазовом цикле [94].

Использование данной технологии в ПГУ-ВЦГ приводит к потере КПД на 7–8% [95]. Однако она позволяет получать генераторный газ, обогащенный водородом, который может быть использован для производства электроэнергии в газовой турбине с комбинированным циклом или для нужд технологий водородной энергетики [96].

Кислородное сжигание с рекуперацией  $\text{CO}_2$  обладает лучшими показателями для использования среди технологий CCS. Преимущество данной технологии заключается в том, что при очистке газа извлекают только  $\text{CO}_2$  и ряд других кислых газов. Отсутствие азота в составе газифицирующего агента значительно снижает количество  $\text{NO}_x$ . Основной целью рециркуляции является снижение температуры горения до уровня, приемлемого для жаростойкости конструкционных материалов и плавкости золы. Высокое содержание  $\text{CO}_2$  в составе существенно снижает затраты на улавливание [40]. Совершенствование данной технологии идет путем снижения энергозатрат и блока разделения воздуха. Однако она все равно является не конкурентноспособной по сравнению с другими технологиями улавливания по экономическим показателям [97].

Технологии CCS в зависимости от температуры процесса улавливания  $\text{CO}_2$  делятся на низкотемпературную (<200°C), среднетемпературную (200–400°C) и высокотемпературную (400–750°C). В низкотемпературных CCS для улавливания  $\text{CO}_2$  используют жидкие (на основе метанола, NMP, Selexol и т.д.) и твердые (на основе оксидов металлов, аминов и т.д.) сорбенты. В средне- и высокотемпературных технологиях CCS для улавливания  $\text{CO}_2$  используют твердые сорбенты (на основе соединений щелочных металлов) [98, 99].

Использование CCS с технологией pre-combustion в комбинации с современными технологиями очистки синтез-газа от загрязняющих веществ (соединений топливной серы ( $\text{H}_2\text{S}$ , COS), топливного азота ( $\text{NH}_3$ , HCN), хлоридов и др.) и его сжигания в камере сгорания ПГУ-ВЦГ позволяет значительно улучшить экологические показатели всего технологического процесса ПГУ-ВЦГ и приблизиться (в перспективе – ниже) к

уровню выбросов ПГУ на природном газе. Например, для ПГУ-ВЦГ Kemper количество  $\text{NO}_x$  составляет 0.039 кг/МВт · ч и улавливается 99% от всех выбросов  $\text{SO}_x$ . Для типичной ПГУ на природном газе показатели по  $\text{NO}_x$  равны 0.030 кг/МВт · ч, по  $\text{SO}_x$  – 0.001 кг/МВт · ч. Однако стоимость установки ПГУ-ВЦГ с технологией CCS достаточно высока и составляет 6599 долл. 2012/кВт [91]. Таким образом, проблема мало- и безэмиссионной энергогенерации является одной из основных проблем современных ПГУ-ВЦГ.

Помимо исследования технологических схем с технологиями CCS, актуален вопрос использования в схемах ПГУ-ВЦГ перспективной технологии горячей газоочистки. Горячая газоочистка способствует снижению потерь в многозвенной технологической схеме ПГУ-ВЦГ, поскольку обеспечивает выравнивание температурного профиля генераторного газа ПГУ-ВЦГ в тракте “газогенератор-камера сгорания”, чему способствует повышение температурного уровня звеньев схемы и сокращение ступеней охлаждения-нагрева. При этом увеличивается термодинамическая эффективность цикла, поскольку снижаются потери энергии рабочего тела и потери располагаемой теплоты в теплообменном оборудовании. Кроме того, горячая газоочистка позволяет отказаться от организации предварительного подогрева синтез-газа перед сжиганием, что дает прирост термического КПД всего процесса ПГУ-ВЦГ до 3% [100, 101].

В настоящее время наблюдается успешное развитие технологии газификации угля с внутрицикловой газификацией, о чем свидетельствует создание и эксплуатация крупных установок ПГУ-ВЦГ в разных странах мира, например: Shell [102], GE [103], E-Gas [104], MHI [105], GreenGen [106], Kemper County [107].

В России работающих установок ПГУ-ВЦГ нет, а работы по данной теме несут больше исследовательский характер по улучшению работы отдельных узлов установки [108, 109].

Помимо развития внутрицикловой газификации интенсивно ведутся исследования в части более нетрадиционных методов газификации угля, среди которых можно выделить две технологии – подземная газификация и газификация в сверхкритической воде [110, 111]. Однако данные технологии далеки от практического применения в энергетике и в данном обзоре не рассматриваются.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе приведен обзор современных тенденций развития технологий газификации твердых топлив, анализ которых позволяет выделить основные.

1. Поскольку газогенераторы, работающие на разном виде топлива (уголь, биомасса, ТКО и пр.) реализуют в большинстве своем одни и те же принципы, то при их разработке с учетом современных требований необходимо учитывать следующие критерии: 1) получение экологически чистого генераторного газа с минимальным содержанием смолы и загрязняющих веществ; 2) высокая маневренность с возможностью следования графикам электрической и тепловой нагрузки; 3) бесперебойная работа твердотопливного реактора с минимальным изменением состава и расхода генераторного газа во время эксплуатации; 4) эффективность конверсии химической энергии топлива в химическую энергию газа должна достигать 80–85%; 5) процесс газификации должен быть, по возможности, малочувствительным к изменению свойств твердого топлива – влажности и крупности частиц.

2. Одноступенчатые газогенераторы достигли своего предела совершенствования, за которым существенное улучшение их эксплуатационных характеристик оказывается невозможным и нерентабельным. Дальнейший путь – это разработка и совершенствование многоступенчатых газогенераторов.

3. Рынок газогенераторов практически не развит. Отсюда вытекают высокие капитальные затраты на строительство газогенераторных электростанций.

4. В последнее время значительно расширился перечень газифицируемых материалов помимо традиционных угля и древесных отходов; газификации подвергают различные отходы производств, в том числе и ТКО.

5. Использование технологий газификации в составе гибридных систем распределенной генерации энергии для энергоснабжения децентрализованных и централизованных потребителей.

6. Совместная газификация угля и биомассы оказывается не эффективной поскольку доля замещения угля не может быть выше 20%.

7. Развитие чистых угольных технологий на базе газогенераторов с газификацией в потоке (ПГУ-ВЦГ)

8. Внедрение и совершенствование технологий CCS.

9. Использование ПГУ-ВЦГ совместно с технологий улавливания CO<sub>2</sub> перед сжиганием для получения водорода.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-18-50096.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Aslani A. et al.* Analysis of bioenergy technologies development based on life cycle and adaptation trends // *Renewable Energy*. 2018. V. 127. P. 1076–1086.
2. *Soltani S. et al.* Thermodynamic analyses of an externally fired gas turbine combined cycle integrated with a biomass gasification plant // *Energy Conversion and Management*. 2013. V. 70. P. 107–115.
3. <https://riarating.ru/regions/20180307/630084980.html>
4. *Chanphavong L., Zainal Z.A.* Characterization and challenge of development of producer gas fuel combustor: A review // *J. Energy Institute*. 2019. V. 92. № 5. P. 1577–1590.
5. *Марков В.А. и др.* Использование генераторного газа из биомассы в газопоршневых установках // *АвтоГазоЗаправочный Комплекс + альтернативное топливо*. 2017. Т. 16. № 10. С. 452–464.
6. *Kozlov A.N. et al.* Optimal Operation Control of PV-Biomass Gasifier-Diesel-Hybrid Systems using Reinforcement Learning Techniques // *Energies*. 2020. V. 13. № 10. P. 2632.
7. *Ruiz J.A. et al.* Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. V. 18. P. 174–183.
8. *La Villetta M., Costa M., Massarotti N.* Modelling approaches to biomass gasification: A review with emphasis on the stoichiometric method // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 74. P. 71–88.
9. *Dong L., Liu H., Riffat S.* Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems—A literature review // *Applied thermal engineering*. 2009. V. 29. № 11–12. P. 2119–2126.
10. *Upadhyay D.S. et al.* Air-Steam gasification of lignite in a fixed bed gasifier: Influence of steam to lignite ratio on performance of downdraft gasifier // *Energy*. 2020. P. 118–187.
11. *Bacovsky D. et al.* Status of 2nd generation biofuels demonstration facilities in June 2010 // *IEA Bioenergy Task 39: Commercializing 1st and 2nd generation liquid biofuels from biomass*. 2010. V. 39. P. 1–126.
12. *Warnecke R.* Gasification of biomass: comparison of fixed bed and fluidized bed gasifier // *Biomass and bioenergy*. 2000. V. 18. № 6. P. 489–497.
13. *Basu P.* Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. Academic press, 2010. 356 p.
14. *Кейко А.В. и др.* Исследование управляемости процессов слоевой термохимической конверсии твердого топлива // *Теплоэнергетика*. 2012. № 4. С. 40–48.
15. *Patra T.K., Sheth P.N.* Biomass gasification models for downdraft gasifier: A state-of-the-art review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 50. P. 583–593.
16. *Bocci E. et al.* State of art of small scale biomass gasification power systems: a review of the different typologies // *Energy Procedia*. 2014. V. 45. P. 247–256.
17. *Susastriawan A.A.P. et al.* Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 76. P. 989–1003.
18. *Simone M. et al.* Gasification of pelletized biomass in a pilot scale downdraft gasifier // *Bioresource Technology*. 2012. V. 116. P. 403–412.
19. *Hrbek J.* Status report on thermal biomass gasification in countries participating in IEA Bioenergy Task 33 // *Austria: Vienna University of Technology*. 2016.
20. *Svishchev D.A. et al.* A semi-empirical approach to the thermodynamic analysis of downdraft gasification // *Fuel*. 2016. V. 168. P. 91–106.
21. *Rajvanshi A.K.* Biomass gasification // *Alternative energy in agriculture*. 1986. V. 2. № 4. P. 82–102.

22. Zhang K. et al. Lignocellulosic biomass gasification technology in China // *Renewable Energy*. 2013. V. 49. P. 175–184.
23. Thomson R. et al. Clean syngas from small commercial biomass gasifiers; a review of gasifier development, recent advances and performance evaluation // *International J. Hydrogen Energy*. 2020. V. 45. № 41. P. 21087–21111.
24. Arena U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review // *Waste management*. 2012. V. 32. № 4. P. 625–639.
25. Sansaniwal S.K. et al. Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review // *Renewable and sustainable energy reviews*. 2017. V. 72. P. 363–384.
26. Bridgwater A.V. Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass // *Chemical engineering journal*. 2003. V. 91. № 2–3. P. 87–102.
27. Rapagnà S. et al. Steam-gasification of biomass in a fluidised-bed of olivine particles // *Biomass and bioenergy*. 2000. V. 19. № 3. P. 187–197.
28. Zevenhoven-Onderwater M. et al. The ash chemistry in fluidised bed gasification of biomass fuels. Part I: predicting the chemistry of melting ashes and ash–bed material interaction // *Fuel*. 2001. V. 80. № 10. P. 1489–1502.
29. Vassilev S.V. et al. An overview of the composition and application of biomass ash. Part 1. Phase–mineral and chemical composition and classification // *Fuel*. 2013. V. 105. P. 40–76.
30. Bartels M. et al. Agglomeration in fluidized beds at high temperatures: Mechanisms, detection and prevention // *Progress in Energy and Combustion Science*. 2008. V. 34. № 5. P. 633–666.
31. Рыжков А.Ф. и др. Анализ технологических решений для ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. 2016. 563 с.
32. Giuffrida A., Romano M.C., Lozza G. Thermodynamic analysis of air-blown gasification for IGCC applications // *Applied energy*. 2011. V. 88. № 11. P. 3949–3958.
33. Oh G. et al. Gasification of coal water mixture in an entrained-flow gasifier: effect of air and oxygen mixing ratio // *Applied Thermal Engineering*. 2018. V. 129. P. 657–664.
34. Tremel A. et al. Performance of entrained flow and fluidised bed biomass gasifiers on different scales // *Energy Conversion and Management*. 2013. V. 69. P. 95–106.
35. Sofia D. et al. Co-gasification of coal–petcoke and biomass in the Puertollano IGCC power plant // *Chemical Engineering Research and Design*. 2014. V. 92. № 8. P. 1428–1440.
36. Pérez-Fortes M. et al. Conceptual model and evaluation of generated power and emissions in an IGCC plant // *Energy*. 2009. V. 34. № 10. P. 1721–1732.
37. Zhang Z. et al. Barriers to commercialization development of crop straw gasification technology in China and promoting policy design // *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 2013. V. 8. № 3. P. 279–289.
38. Asadullah M. Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. V. 29. P. 201–215.
39. Abdoulmoumine N. et al. A review on biomass gasification syngas cleanup // *Applied Energy*. 2015. V. 155. P. 294–307.
40. Kobayashi M., Nakao Y., Oki Y. Exhaust circulation into dry gas desulfurization process to prevent carbon deposition in an Oxy-fuel IGCC power generation // *Energy conversion and management*. 2014. V. 87. P. 1315–1323.
41. Adhikari S. et al. Biomass gasification producer gas cleanup // *Bioenergy Systems for the Future*. Woodhead Publishing, 2017. P. 541–557.
42. Zhang S. et al. The catalytic reforming of tar from pyrolysis and gasification of brown coal: Effects of parental carbon materials on the performance of char catalysts // *Fuel Processing Technology*. 2018. V. 174. P. 142–148.
43. Lundberg L., Pallarès D., Thunman H. Upscaling effects on char conversion in dual fluidized bed gasification // *Energy & fuels*. 2018. V. 32. № 5. P. 5933–5943.
44. Рыжков А.Ф. и др. Исследование процессов многозонной газификации биомассы // *Горение твердого топлива: Сб. докладов VI Всерос. конф. Новосибирск: Изд-во Института теплофизики СО РАН*. 2006. С. 126–136.
45. Henriksen U. et al. Gasification of straw in a two-stage gasifier // *8th European Conference on Biomass for Energy, Environment Agriculture and Industry*. Vienna. 1994.
46. Göbel B. et al. Status-2000 Hours of operation with the Viking gasifier // *Grafica Lito. ETA-Florance & WIP-Munich*, 2004.
47. Hofmann P. et al. High temperature electrolyte supported Ni-GDC/YSZ/LSM SOFC operation on two-stage Viking gasifier product gas // *J. power sources*. 2007. V. 173. № 1. P. 357–366.
48. Bentzen J.D. et al. Upscale of the two-stage gasification // *Proc. 2nd world Conf. Technol. Exhib. biomass energy Ind.* 2004.
49. Babu S.P., Leader T. IEA Bioenergy Agreement Task 33: Thermal Gasification of Biomass Work Shop No. 1: Perspectives on Biomass Gasification. 2006. 46 p.
50. Heidenreich S., Foscolo P.U. New concepts in biomass gasification // *Progress in energy and combustion science*. 2015. V. 46. P. 72–95.
51. <https://www.valmet.com/energyproduction/gasification/>

52. <http://www.allpowerlabs.com/products/product-overview>
53. Данилов А.М., Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Альтернативные топлива: достоинства и недостатки. Проблемы применения // Российский химический журнал. 2003. Т. 47. № 6. С. 4–11.
54. Кейко А.В., Свищёв Д.А., Козлов А.Н. Газификация низкосортного твердого топлива: уровень и направления развития технологии. ИСЭМ СО РАН, 2007. 66 с.
55. Mätzing H. et al. Modelling grate combustion of biomass and low rank fuels with CFD application // Waste Management. 2018. V. 78. P. 686–697.
56. Hayashi J.I., Hosokai S., Sonoyama N. Gasification of low-rank solid fuels with thermochemical energy recuperation for hydrogen production and power generation // Process Safety and Environmental Protection. 2006. V. 84. № 6. P. 409–419.
57. Themelis N.J., Milrath K. The case for WTE as a renewable source of energy // North American Waste-to-Energy Conference. 2004. V. 3736. P. 15–22.
58. Ionescu G. et al. Integrated municipal solid waste scenario model using advanced pretreatment and waste to energy processes // Energy Conversion and Management. 2013. V. 76. P. 1083–1092.
59. Tobiasen L., Kamuk B. Waste to energy (WTE) systems for district heating // Waste to Energy Conversion Technology. Woodhead Publishing, 2013. P. 120–145.
60. [https://www.mnr.gov.ru/activity/directions/natsionalnyy\\_proekt\\_ekologiya/](https://www.mnr.gov.ru/activity/directions/natsionalnyy_proekt_ekologiya/)
61. Rudra S., Tesfagaber Y.K. Future district heating plant integrated with municipal solid waste (MSW) gasification for hydrogen production // Energy. 2019. V. 180. P. 881–892.
62. Klinghoffer N.B., Castaldi M.J. Gasification and pyrolysis of municipal solid waste (MSW) // Waste to Energy Conversion Technology. Woodhead Publishing, 2013. P. 146–176.
63. Panepinto D. et al. Environmental performances and energy efficiency for MSW gasification treatment // Waste and Biomass Valorization. 2015. V. 6. № 1. P. 123–135.
64. Dong J. et al. Comparison of waste-to-energy technologies of gasification and incineration using life cycle assessment: Case studies in Finland, France and China // J. Cleaner Production. 2018. V. 203. P. 287–300.
65. Марченко О.В., Соломин С.В., Козлов А.Н. Возможности использования древесных отходов в энергетике России // Экология и промышленность России. 2019. Т. 23. № 6. С. 17–21.
66. Molino A., Chianese S., Musmarra D. Biomass gasification technology: The state of the art overview // J. Energy Chemistry. 2016. V. 25. № 1. P. 10–25.
67. Castaldi M. et al. Progress and prospects in the field of biomass and waste to energy and added-value materials // Waste and Biomass Valorization. 2017. V. 8. № 6. P. 1875–1884.
68. <http://www.icatask33.org/content/about>
69. García R. et al. Biomass sources for thermal conversion. Techno-economic overview // Fuel. 2017. V. 195. P. 182–189.
70. Козлов А.Н. и др. Кинетический анализ термохимической конверсии твердых топлив (обзор) // Химия твердого топлива. 2017. № 4. С. 12–21.
71. Козлов А.Н., Свищёв Д.А. Превращение минеральной части древесного топлива в процессах термохимической конверсии // Химия твердого топлива. 2016. № 4. С. 22–27.
72. Hupa M., Karlström O., Vainio E. Biomass combustion technology development—It is all about chemical details // Proceedings of the Combustion Institute. 2017. V. 36. № 1. P. 113–134.
73. Situmorang Y.A. et al. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. V. 117. P. 109486.
74. Pradhan P. et al. A conceptual framework and techno-economic analysis of a pelletization-gasification based bioenergy system // Applied Energy. 2019. V. 249. P. 1–13.
75. Tiwary A., Spasova S., Williams I.D. A community-scale hybrid energy system integrating biomass for localised solid waste and renewable energy solution: Evaluations in UK and Bulgaria // Renewable energy. 2019. V. 139. P. 960–967.
76. Ahmad J. et al. Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar // Energy. 2018. V. 148. P. 208–234.
77. Guo S. et al. A review on the utilization of hybrid renewable energy // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. V. 91. P. 1121–1147.
78. Singh A., Baredar P. Techno-economic assessment of a solar PV, fuel cell, and biomass gasifier hybrid energy system // Energy Reports. 2016. V. 2. P. 254–260.
79. González A., Riba J.R., Rius A. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic–wind–biomass power system // Sustainability. 2015. V. 7. № 9. P. 12787–12806.
80. Munuswamy S., Nakamura K., Katta A. Comparing the cost of electricity sourced from a fuel cell-based renewable energy system and the national grid to electrify a rural health centre in India: A case study // Renewable Energy. 2011. V. 36. № 11. P. 2978–2983.
81. Banerjee R. Comparison of options for distributed generation in India // Energy Policy. 2006. V. 34. № 1. P. 101–111.
82. Mahapatra S., Dasappa S. Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension // Energy for Sustainable Development. 2012. V. 16. № 2. P. 146–154.
83. Bourget F. Paris Agreement.

84. Yang S. *et al.* Techno-economic analysis of coal-to-liquid processes with different gasifier alternatives // *J. Cleaner Production*. 2020. V. 253. P. 120006.
85. Dou B. *et al.* Research progress of hot gas filtration, desulphurization and HCl removal in coal-derived fuel gas: a review // *Chemical Engineering Research and Design*. 2012. V. 90. № 11. P. 1901–1917.
86. Müller M. Integration of hot gas cleaning at temperatures above the ash melting point in IGCC // *Fuel*. 2013. V. 108. P. 37–41.
87. Ward C. *et al.* Making coal relevant for small scale applications: Modular gasification for syngas/engine CHP applications in challenging environments // *Fuel*. 2020. V. 267. P. 117303.
88. Krause D. *et al.* HTW<sup>TM</sup>-gasification of high volatile bituminous coal in a 500 kWth pilot plant // *Fuel*. 2019. V. 250. P. 306–314.
89. Dodo S. *et al.* Dry low-NO<sub>x</sub> combustion technology for novel clean coal power generation aiming at the realization of a low carbon society // *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*. 2015. V. 52. № 2. P. 24–31.
90. Ryzhkov A., Bogatova T., Gordeev S. Technological solutions for an advanced IGCC plant // *Fuel*. 2018. V. 214. P. 63–72.
91. <https://www.iea-coal.org/integrated-gasification-combined-cycle-igcc/>
92. Anwar M.N. *et al.* CO<sub>2</sub> capture and storage: a way forward for sustainable environment // *J. environmental management*. 2018. V. 226. P. 131–144.
93. Kanniche M. *et al.* Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO<sub>2</sub> capture // *Applied Thermal Engineering*. 2010. V. 30. № 1. P. 53–62.
94. Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. V. 39. P. 426–443.
95. Wall T.F. Combustion processes for carbon capture // *Proceedings of the combustion institute*. 2007. V. 31. № 1. P. 31–47.
96. Cormos C.C., Starr F., Tzimas E. Use of lower grade coals in IGCC plants with carbon capture for the co-production of hydrogen and electricity // *international journal of hydrogen energy*. 2010. V. 35. № 2. P. 556–567.
97. Shi B. *et al.* Techno-economic analysis of oxy-fuel IGCC power plants using integrated intermittent chemical looping air separation // *Energy Conversion and Management*. 2019. V. 195. P. 290–301.
98. Descamps C., Bouallou C., Kanniche M. Efficiency of an Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) power plant including CO<sub>2</sub> removal // *Energy*. 2008. V. 33. № 6. P. 874–881.
99. Olivares-Marin M., Maroto-Valer M.M. Development of adsorbents for CO<sub>2</sub> capture from waste materials: a review // *Greenhouse Gases: Science and Technology*. 2012. V. 2. № 1. P. 20–35.
100. Giuffrida A., Romano M.C., Lozza G. Efficiency enhancement in IGCC power plants with air-blown gasification and hot gas clean-up // *Energy*. 2013. V. 53. P. 221–229.
101. Xiao Y. *et al.* Thermodynamic performance assessment of IGCC power plants with various syngas cleanup processes // *J. Thermal Science*. 2012. V. 21. № 5. P. 391–403.
102. Cormos C.C. Integrated assessment of IGCC power generation technology with carbon capture and storage (CCS) // *Energy*. 2012. V. 42. № 1. P. 434–445.
103. Jenkins S.D., Shafer J.R. Tampa Electric Companys Polk Power Station Integrated Gasification Combined Cycle Project. TECO Power Services Corp., Tampa, FL (United States), 1994. №. DOE/MC/27363-95/C0407; CONF-9411176-1.
104. Amick P. Case study: Wabash River Coal Gasification Repowering Project, USA // *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies*. Woodhead Publishing, 2017. P. 699–714.
105. Asano T. Case study: Nakoso IGCC power plant, Japan // *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies*. Woodhead Publishing, 2017. P. 799–815.
106. Xia C. *et al.* Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: implications from the GreenGen project // *J. Cleaner Production*. 2020. P. 122615.
107. Newsome C. *et al.* Kemper County IGCC Final Public Design Report. Southern Company Services, Inc., 2018.
108. Рыжков А.Ф. и др. Модернизация поточного воздушного газификатора для твердотопливной парогазовой установки // *Физика горения и взрыва*. 2018. Т. 54. № 3. С. 96–103.
109. Абаимов Н.А., Рыжков А.Ф. Разработка модели поточной газификации угля и отработка аэродинамических механизмов воздействия на работу газогенераторов // *Теплоэнергетика*. 2015. № 11. С. 3–10.
110. Li H. *et al.* Improvement of resource recovery rate for underground coal gasification through the gasifier size management // *J. Cleaner Production*. 2020. P. 120911.
111. Chen Z. *et al.* Exergy analysis on the process with integrated supercritical water gasification of coal and syngas separation // *Applied Thermal Engineering*. 2018. V. 128. P. 1003–1008.

---

## A Review of Current Trends in the Development of Solid Fuel Gasification Technologies

A. N. Kozlov\*

*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

*\*e-mail: kozlov@isem.irk.ru*

Analysis of modern trends in the development of solid fuel gasification technologies shows that the current direction of development of gasifiers – along the path of introducing multi-stage processes. Determined the basic requirements for a modern gasifier, for its economic, technical and environmental efficiency. Demonstrated a significant expansion of the list of gasifiable materials due to the use of various industrial waste, including municipal solid waste. This fact is key in the development of hybrid power systems of distributed generation with gasification of locally available solid fuel. Meanwhile, coal gasification is developing due to clean coal technologies based on gasifier with flow gasification (integrated gasification combined cycle (IGCC)). To improve eco-efficiency of IGCC, gas cleaning systems and carbon dioxide capture and storage technology are being introduced and improved.

*Keywords:* biomass, municipal solid waste, coal, gasification, types of gasifiers, IGCC, hybrid energy systems