

УДК 621.9:621.048: 621.181

АНАЛИЗ РАБОТЫ ВИХРЕВЫХ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ НОВОГО ТИПА В РАЗНЫХ СХЕМАХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К КОТЛАМ И ДВИГАТЕЛЯМ

Потапов В.Н., Костюнин В.В.

ООО «Вихревые газовые системы», Екатеринбург

Неоднозначность оценок перспектив внедрения генерации горючих газов из твердых топлив, отходов и биомассы для производства двух видов вторичной энергии (теплоты и электричества) требует структуризации схем использования этих газов в условиях коммерческих рынков топлив и энергии. Наш опыт создания и внедрения оригинальных типов вихревых газогенераторов позволяет предпринять такую попытку для схем и циклов производства одного или двух видов энергии в разных условиях.

Переход к политике рассредоточенной генерации и защиты климата требует рассматривать газогенерацию отходов и биомассы для вытеснения ископаемого углерода обычных топлив углеродом атмосферы из клетчатки растительного происхождения. Последствия необходимо трезво оценивать заранее, предлагая оптимальные варианты технологий газогенерации, тип и мощность реактора под топливо, температуру газа и схему его очистки перед сжиганием в топке или в приводном двигателе электрогенератора. С 2004 года, нами созданы новые оригинальные вихревые газогенераторы, начиная от простейшей огневой модели на опиле и опытного реактора 1.5 МВт по теплоте генерируемого газа. Включение аппарата показало его работоспособность. Схема реактора нами позже доработана, и на ее основе в лаборатории испытаны более десятка новых схем вихревых газогенераторов с вертикальной осью. Были предложены и отработаны способы защиты камерного завихрителя от завала топливом, оптимальные скорости движения взвеси, опробованы схемы подачи сырья и отвода газа, снижено аэродинамическое сопротивление вихревых аппаратов.

С 2006 по 2008 год мы адаптировали новые аппараты 60-400 кВт под торф, угли, их смеси с биомассой, отработали простые схемы очистки газа от золы для их подачи на малый двигатель внутреннего сгорания (ДВС) и показали потенциал нашей технологии для производства электроэнергии. На горячих моделях аппаратов оптимизированы процессы газогенерации с температурами от 350-450 до 900-950 °С. На модели 250 кВт опробована газогенерация отбелной глины – отхода получения растительных масел, при этом температура понижалась до 200 °С, и полученный газ горел, как пары дизельного топлива. Позже, с переходом на иное сырье, мы перешли от газогенерации в 1-2 ступени к аэродинамическим схемам в 3-4 стадии и к вихревым аппаратам с горизонтальной осью управляемого вихря.

После решения проблем стабилизации вихря с горизонтальной осью с более равномерной загрузкой его взвесью, без отложений и шлакования, нами предложен наиболее оправдавший себя в опытах вариант технологии газификации в 3 стадии, и для нее предложена аэродинамическая схема. На основе этой

схемы, начиная с 2008 года, нами разработаны промышленные варианты газогенераторов для получения низкокалорийного газа из опила, шелухи зерновых культур, бурого угля, торфа и даже горючих сланцев.

Три оригинальных вихревых аппарата, мощностью 3 МВт по теплоте сгорания газа созданы на ООО «Вихревые газовые системы» (ВГС) и уже установлены на трех объектах. Они находятся в опытной эксплуатации от полугода до двух лет. С учетом разной зольности сырья в аппаратах и способа его последующего сжигания мы предложили разные подходы к установке газогенераторов, очистке и подаче горючего газа на сжигание. Первый опыт внедрения трех разных реакторов позволил нам предложить предварительную классификацию подобных схем подачи искусственных горючих газов на котлы и утилизации теплоты газогенерации исходного сырья, а также рекомендации использования этих схем на практике.

Технологии газификации углей или биомассы часто коммерчески не привлекательны для получения электроэнергии, но могут быть полезны при реализации политики защиты климата или при ликвидации свалок органических отходов. При этом важно учесть все условия поставок конкретной биомассы или отходов под условия генерации горючего газа, назначение и способ сжигания. Это определит оптимальную технологию газификации, выбор мощности, типа газогенератора, способа и устройства подготовки газа к сжиганию и сжигания газа. Коммерческое внедрение агрегатов газификации, схем подготовки и подачи газа на котел для производства электроэнергии и теплоты может существенно затруднить нестыковка графиков рынков потребления электроэнергии и теплоты. Но главные проблемы связаны с жесткими требованиями к охлаждению и очистке искусственных газов при подаче на любые приводные двигатели электрогенераторов, особенно на экономичные и экологически безопасные газовые турбины зарубежных поставщиков. Поэтому все известные схемы использования искусственных газов для получения электроэнергии имеют дорогую, сложную, глубокую и мало надежную предварительную очистку газов от золы, смол и кислот (H_2SO_4 , H_2SO_3 , HF, HCl). Для такой очистки горючий газ требует предварительного или промежуточного охлаждения, а, далее, возможно, и нагрева, в разнообразных теплообменниках, часть из которых может быстро заноситься смолами процесса газогенерации.

Решение этих задач требуют технологий и устройств, более дорогих, чем системы очистки газов котлов, которые уже давно эксплуатируются на современных угольных электростанциях. Это необходимо для сжигания газа в новейших газовых турбинах с самой высокой температурой начала процесса с максимальным КПД электростанции. Эти турбины не могут работать на топливе, содержащем пары кислот, смол, возможно, металлов из минеральной части исходного топлива, так как эти турбины оснащаются монокристаллическими лопатками с каналами и пористыми элементами подачи воздуха, сделанными из особых материалов. Речь идет о всех мощных турбинах фирм Siemens, ALSTOM и других. Все затраты на реализацию технологических схем очистки газа перед этими турбинами могут быть так велики, а надежность их работы так невысока, что все достоинства сжигания искусственных газов в турбинах полностью нивелируются. В этом причина непривлекательности таких энергоустановок для перспективных мощных электростанций в наиболее развитых странах мира в последние годы.

Коммерчески и социально гораздо более привлекательно и доступно сжигание генераторных газов в малых установках местного, прежде всего, теплового потребления. Однако, здесь следует рассматривать гораздо более разнообразные варианты. В них выбор схем подготовки газа к сжиганию может определить всю привлекательность коммерческого использования газогенерации разных органических отходов и биомассы.

Рассмотрим примерную классификацию схем использования газов генерации органики, конечно, с учетом продвижения вихревых аппаратов нашей разработки. Первая из них, – это самая простая, дешевая и самая привлекательная схема подачи газа на сжигание в топке котла, состоящая из газогенератора, установленного прямо у топочных горелок, для прямого сброса неочищенного и, главное, неохлажденного газа в топку. В такой схеме (рис. 1) лучше всего сделать газогенератор элементом конструкции горелки или даже всего топочно-горелочного устройства котла.

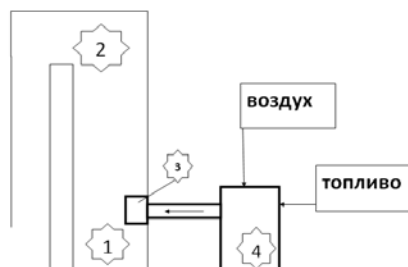


Рис. 1. Схема прямого вдуванием в топку горячего неочищенного горючего газа:
1 – топка; 2 – паровой котел; 3 – горелка; 4 – газогенератор

Эту схему можно реализовать, если между газогенератором и топкой газопровод имеет минимальную длину или сам газогенератор представляет собой элемент конструкции горелки. При возникновении на котле или в реакторе аварийных отказов можно быстро отключать подачу воздуха и топлива, предотвращая взрыв газозооной смеси даже без применения дорогостоящей отсечной и запорной газовой арматуры. Но самым главным преимуществом схемы, кроме предельной дешевизны и простоты, является то, что только она обеспечит полное сжигание всех смол содержащихся в газе после газогенератора. Наш опыт показывает: это удобно и выгодно, если температура газа за реактором будет не выше 900-950 °С. Для этого пригодны не все технологии газификации, но в наших газогенераторах их естественная рабочая температура при газификации опила, шелухи, торфа и смесей биомассы с углями находится в диапазоне 600-900 °С. С учетом всех потерь и затрат схема такого комплекса "газогенератор–топка" повысит КПД использования сырья всей теплогенерирующей установки не менее, чем на 2-3 %, по сравнению с иными технологиями. В других известных нам технологиях газогенерации для получения электричества или теплоты уже невозможно получить такой прирост КПД за счет сжигания смол, без внедрения на котле дополнительного оборудования или технологий.

Схема "газогенератор – топка" (рис. 1), предложенная нами еще в 2004 году, может превратиться в принципиально новую технологию сжигания большинства органических топлив с предельным подавлением выбросов оксидов

азота (NO_x). Одновременно можно достичь полной утилизации теплоты сгорания исходных твердых и иных топлив с полным сжиганием генерируемого газа и смол, а при внедрении новой, технологии фирмы ООО «ВГС» – еще и почти всех твердых продуктов неполноты сгорания.

По сравнению с известными схемами подавления выбросов NO_x , эта разработанная нами ранее схема прямого сжигания газа без охлаждения и очистки, видимо, может стать самой эффективной для снижения выбросов NO_x . Причем, можно будет поднять температуру генерации газа, сразу вводимого в топку, так как в этом интегральном процессе уже примерно до 80 % теплоты сгорания исходного топлива выделится в газогенераторе при избытках воздуха процесса в аппарате 0,28-0,3. В наших аппаратах время пребывания образовавшихся NO_x в восстановительной среде увеличено на 1-2 порядка, – пока от 2-3 секунд до 5-6 секунд, но мы уже в состоянии увеличить его до 15-20 секунд. Время пребывания NO_x в восстановительной атмосфере в наших реакторах на порядок больше времени для частичного восстановления NO_x в зонах местного дефицита O_2 в факелах горелок котлов в схемах сжигания в 2-3 стадии. При дефиците O_2 и температурах в наших реакторах, согласно работ П.В.Рослякова (МЭИ) или статей фирмы Deutsche Babcock, будет, вероятно, достигнут предел минимизации выхода топливных NO_x с минимизацией быстрых и термических NO_x и глубоким восстановлением всех NO_x в молекулярный азот N_2 в атмосфере высоких концентраций CO и H_2 , при выделении в самом газогенераторе примерно 80 % всей теплоты интегрального цикла сжигания топлива. Организация дожигания в топке уже не приведет к сильному образованию NO_x в топке.

Прямое сжигание генераторного газа по этой схеме допустимо на малом котле для сжигания малозольных углей, если на котле есть хотя бы примитивная система очистки дымовых газов от золы. При газогенерации биомассы перспективы этой технологии расширяются, так как сжигание такого газа с учетом потерь в газогенераторе, может поднять КПД таких котлов по итогу сжигания биомассы или угля даже на десятки процентов, например, с 30-50% до 70-80%. В пределах это 85 – 90%, если использовать реакторы ступенчатой газогенерации «ВГС», уже на практике доказавшие снижение выхода смол из аппарата в несколько раз. Эта схема (рис. 1) пригодна также для частичного или полного вытеснения на малых котлах более дорогого природного газа, но только если исходная биомасса имеет низкую цену или вообще бесплатна. Причем необходимо, чтобы исходная биомасса имела и очень малую зольность, и являлась отходом, который подлежит вывозу за ошутимую плату. Это коммерчески перспективно, в том числе для рентабельного получения электрической мощности с использованием малых ДВС, для которых пока нет жестких требований к очистке газа. К сожалению, на многих объектах, на которых целесообразно внедрять генерацию газа из биомассы, отходов и малотоварных местных твердых топлив, нет условий для реализации самой простой и эффективной схемы (рис. 1), предложенной выше.

Иногда приходится ставить газогенератор на большом удалении от котла. Тогда придется следовать всем нормам оснащения котла арматурой безопасности сжигания газа, как природного, хотя горючие генераторные газы практически взрывобезопасны. Тем не менее, линию их подачи на горелки придется ос-

нащать полными стандартными схемами безопасности сжигания природного газа, со всеми задвижками, клапанами и свечами, а генераторный газ неизбежно придется перед этим очищать и охлаждать до температур, приемлемых для золоуловителей и всей арматуры, что снизит экономический эффект газогенерации, удорожая ее. Использование самой дешевой арматуры на температурах 30-50 °С делает всю схему сложной и дорогой. Но эта схема может быть эффективнее иных схем для получения электроэнергии на местные нужды поселков, ферм и установок утилизации отходов. Для внутрицикловой газогенерации энергетических топлив эта схема коммерчески неприемлема при работе на оптовый рынок. Топлива эти можно сжигать экономичнее и экологически лучше в камерных топках котлов на мощных ТЭС без газогенерации. Потери КПД на угольных ТЭС с газогенерацией энергетических углей всегда будут в 2-3 раза выше внутренних потерь современных паротурбинных ТЭС. ТЭС ПГУ, конечно, имеют самый высокий КПД брутто, но на практике они всегда будут дороже и будут иметь КПД нетто ниже, чем у экологически безопасных паротурбинных ТЭС на бурых и каменных углях. Это доказала практика стран Центральной Европы. Реальный КПД ТЭС ПГУ нетто на твердых топливах будет на уровне значений КПД нетто старых угольных блоков 150 – 200 МВт, постройки 60-х годов. Предполагаем, что установки ПГУ ТЭС с внутрицикловой газогенерацией вообще не могут надежно работать на оптовые рынки электроэнергии, из-за низкой надежности, кроме работы исключительно на индивидуального нетребовательного потребителя.

Для малых потребителей теплоты, схему с частичным охлаждением генераторного газа и его дальнейшей очисткой по упрощенной схеме при использовании горючего сырья малой зольности, особенно отходов, также считаем оптимальной. Эта схема разработана нами в 2007-2009 годах под опил, торф, шелуху и иную биомассу в наших аппаратах с горизонтальной осью и трехступенчатой генерацией газа. Первые аппараты разработаны, спроектированы, изготовлены на тепловую мощность по газу от 0,4-0,5 до 2,5–3,5 МВт. Газ планировали сжигать в малых угольных и газовых котлах предприятий и коммунальных объектов. Поводом к созданию схемы была цена газовой арматуры на температуры 800–900 °С. На рынке приемлемой по цене оказалась арматура, работающая на температурах до 300–400 °С. Под нее была предложена и реализована схема (рис. 2) с газогенератором горизонтального типа и трехступенчатой вихревой газогенерацией.

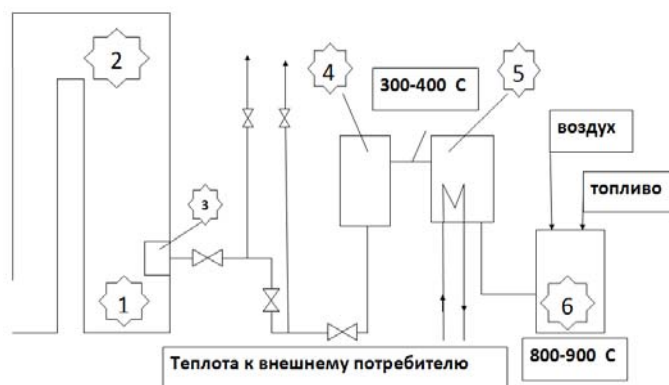


Рис. 2. Схема с частичным охлаждением и очисткой газов: 1 – топка; 2 – котел; 3 – горелка; 4 – золоуловитель; 5 – охладитель газа; 6 – вихревой газогенератор ООО «ВГС».

Схема на рис. 2 была разработана под заказ газогенерации щелухи зерновых, опила и торфа со сжиганием полученного газа в газовых котлах производительностью до 6 тонн/час пара для малых предприятий. Новизна схемы и необычность типа газогенератора, не включенного пока ни в какие литературные классификаторы, определила режимы работы наших установок – периодическое включение на несколько часов или суток с целью ликвидации отходов основного производства, утилизация и вывоз которых дорог. Газ нам было предложено сжигать в котлах предприятий вместе с природным газом при полной паропроизводительности котла. Мы также опробовали работу котла только на генераторном газе (без природного) с отпуском пара при мощности котла в 30-40 % от номинала. В этой схеме (рис. 2) газ из реактора подается на охлаждение до 300-400 °С в простом теплообменнике. Далее он подается на небольшой батарейный циклон для очистки от золы (зольность биомассы у разных заказчиков была 1% и 6%). Очищенный и частично охлажденный газ далее подается в котельную для сжигания, или сжигается (полностью или частично) с помощью свечи на улице в режимах нестыковки нагрузки газогенератора и котла. На котле, на линии подачи генераторного газа, охлажденного до 300-400 °С, выполнена стандартная схема безопасного сжигания по всем требованиям норм, как для газа природного, со всеми запорными и регулируемыми органами и продувочными свечами. Теплоту, отведенную от газа ранее в охладителе за реактором, можно использовать двояко. По одной схеме она может идти на отопление, а по другой, которую мы пока используем, теплота подается на подогрев воздуха за пределами специального помещения, где размещена установка газогенерации. Небольшую часть газа мы также можем подавать после дополнительной очистки и охлаждения на ДВС миниэлектростанции мощностью в несколько кВт, которую мы используем пока в опытах или в демонстрационных целях.

Эксплуатация одной установки по варианту (рис. 2) в течение почти двух лет позволила нам предложить схемы, две из которых мы считаем, по сути, новым типом тепловой электростанции, преимущественно небольшой мощности. Суть новизны этого типа электростанции состоит в том, что когенерации теплоты и электроэнергии осуществляется не от конечного, предельно нагретого рабочего тела (пара или продуктов сгорания), или не только от него, а от промежуточного охладителя генераторного газа до температур, примерно равных 200–500 °С. Это позволит получить новое качество и характеристики этого типа электростанций, перспективного для малой или рассредоточенной генерации теплоты и электроэнергии. Под эти установки энергообеспечения предлагаем, конечно, прежде всего, наши газогенераторы „ВГС” – они лучше всего подходят под эти ТЭЦ. Новое особое качество такой мини – ТЭЦ состоит в возможности относительно независимой от стабильности и надежности газогенератора в работе схемы электрогенерации. Электрогенерация может быть временно или полностью независимой от работы газогенератора или относительно независимой от режима генерации газа и качества самого газа на выходе из газогенератора в длительной эксплуатации. Для этого неочищенный горячий газ после генерации охлаждается в промежуточном охладителе водой, воздухом или органическим теплоносителем особого контура. Частично охлажденный генераторный газ подается далее также, как в схеме (рис. 2), на очистку от золы и на сжигание в топ-

ке, а нагретый в охладителе газа промежуточный теплоноситель подается на производство электроэнергии.

Предвидим возможность реализации, как минимум, двух подходов к получению электроэнергии в такой схеме мини-ТЭЦ. Во – первых, можно использовать традиционный подход с применением цикла Ренкина на воде или легкокипящих жидкостях. Невысокий КПД этой, условно выделенной части технологии получения электроэнергии, не критичен. Доля энергии, отведенной промежуточным теплоносителем от горячего газа за реактором, в таких схемах будет невелика. Наша оценка перспектив внедрения схемы на действующей установке показала, что на электроренерацию слудует отводить 5-10% всей теплоты суммарного процесса огневой переработки биомассы. Если весь процесс основан на генерации газа из отходов или бесплатной биомассы, то КПД генерации электроэнергии из этой малой доли теплоты не имеет особого значения. Рассмотрение разных вариантов применения схем цикла Ренкина на разных теплоносителях или напрямую, получением пара воды или иной жидкости в теплообеннике – охладителе газа при температурах 200-500 °С и до его очистки и подачи на котел, показало, что все схемы этого типа мини-ТЭЦ очень сложны и дороги. Их можно использовать лишь на ТЭЦ сравнительно большой мощности, а для мини-ТЭЦ они все же непригодны по сложности, цене и габаритам. Пар за котлом, где сжигается газ, также можно использовать, как для отопления, так и для получения электроэнергии по традиционным схемам, которые имеют те же известные достоинства и недостатки. Работа этой части всей технологической схемы напрямую зависит от надежности работы котла и газогенератора, а также от очистки газа до котла. Авария в любой части этой системы вызовет останов производства теплоты и электроэнергии.

Поэтому в малых устновках, подобных разработанным под аппараты „ВГС”, проходящих опытную эксплуатацию на трех объектах, мощностью по теплоте сгорания газа до 3,5 МВт, на производство электроэнергии можно отвести в отработанных режимах этих установок лишь 50–300 кВт теплоты. В них не следует использовать для производства электроэнергии цикл Ренкина. Считаем, что для наших установок и им подобных более целесообразно использовать для привода электрогенераторов двигателя Стирлинга мощностью 20 – 100 кВт (рис. 3) с баком-накопителем теплоты.

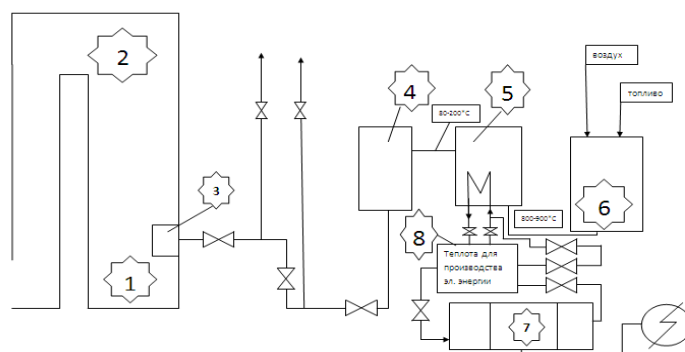


Рис. 3. Схема тепловой электростанции с промежуточным охлаждением горячего газа (обозначения как на рис. 2): 7 – электрогенератор с двигателем Стирлинга; 8 – бак-накопитель

По нашим оценкам, бак-накопитель нагретого теплоносителя может сделать генерацию электроэнергии независимой от колебаний мощности реактора и качества газа в достаточно длительные периоды, как это делают на новейших, самых эффективных зарубежных солнечных электростанциях и в независимых солнечных электрогенерирующих установках 50-100 кВт. Кратковременно производство теплоты и электроэнергии малой мощности можно сделать вообще независимым от работы генератора. Для вихревых аппаратов „ВГС”, мощностью до 3-5 МВт, возможна организация временной независимой генерации электрической мощности 20-30 кВт с применением приводного двигателя Стирлинга – согласно расчетным оценкам, даже на период отключения газогенератора на сутки и более. Это открывает новые перспективы использования газогенерации биомассы, отходов, торфа или местных нетоварных углей у изолированных или отдаленных потребителей.