

Министерство образования и науки Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**Приоритетный национальный проект «Образование»
Национальный исследовательский университет**

А. С. АЛЕШИНА, В. В. СЕРГЕЕВ

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Санкт-Петербург
Издательство Политехнического университета
2010

УДК 662.76 (075.8)
ББК 31.6я73
3 976

Рецензенты:

Кандидат технических наук, доцент
Санкт-Петербургского государственного политехнического
университета *А. А. Калютик*
Доктор технических наук, профессор
Северо-Западного государственного заочного технического
университета *З. Ф. Каримов*

Алешина А. С., Сергеев В. В. Газификация твердого топлива: учеб. пособие. -
СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2010. — 202 с.

ISBN 978-5-7422-1597-5

Приведены основы газификации твердого топлива, представлены физико-технические характеристики растительной биомассы, рассмотрены существующие технологии и аппараты газификации как растительной биомассы, так и угля. Представлены технологические схемы установок с газогенераторами различного типа. Рассмотрены действующие газогенераторные электростанции и представлены их технические характеристики.

Пособие предназначено для подготовки магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника». Пособие может быть полезно для студентов, обучающихся по другим специальностям и направлениям, а также специалистам в области теплоэнергетики.

Работа выполнена в рамках реализации программы развития национального исследовательского университета «Модернизация и развитие политехнического университета как университета нового типа, интегрирующего мультидисциплинарные научные исследования и надотраслевые технологии мирового уровня с целью повышения конкурентоспособности национальной экономики»

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

ISBN 978-5-7422-1597-5

© Алешина А.С., Сергеев В.В., 2010
© Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
1. Основы газификации твердого топлива.....	15
1.1. Технологические процессы с использованием газификации.....	29
1.2. Оценка термической эффективности газогенератора.....	35
2. Газификация биомассы.....	36
2.1. Схема газификации в плотном слое.....	37
2.1.1. Газогенераторы прямого процесса.....	41
2.1.2. Газогенераторы обращенного процесса.....	52
2.1.3. Газогенераторы поперечного процесса.....	65
2.2. Схема газификации в кипящем слое.....	67
2.2.1. Газогенераторы с кипящим слоем низкого давления.....	69
2.2.2. Газогенераторы с кипящим слоем под давлением.....	80
2.2.3. Двухступенчатые аллотермические газогенераторы кипящего слоя.....	83
2.3. Сравнительная характеристика слоевых газогенераторов и газогенераторов кипящего слоя.....	84
2.4. Схема газификации в пылевом потоке.....	86
3. Физико-технические характеристики видов биомассы.....	90
3.1. Методические особенности постановки и проведения экспериментальных исследований.....	99
3.1.1. Определение физико-технических характеристик видов растительной биомассы.....	100
3.2. Экспериментальные исследования газогенераторов на стендовых установках.....	112
3.3. Методика проведения опытно-промышленных испытаний газогенераторов.....	116

3.3.1. Определение технических характеристик исходного топлива.....	117
4. Совершенствование оборудования газогенераторных установок.....	124
4.1. Использование газогенераторов в блоке с дизельными двигателями.....	124
4.1.1. Создание экспериментальной газодизельной установки на базе газогенератора Г-50.....	127
4.1.2. Условия и методика испытаний.....	130
4.1.3. Результаты испытаний.....	132
4.2. Очистка генераторного газа.....	145
4.2.1. Очистка газа от пыли.....	145
4.2.2. Очистка газа от смолы.....	146
5. Газификация угля.....	155
5.1. Технологии газификации угля.....	156
5.1.1. Газификация в неподвижном слое.....	160
5.1.2. Газификация в кипящем слое.....	167
5.1.3. Газификация в пылевом потоке.....	173
6. Электростанции на твердом топливе.....	192
6.1. Электростанция с газогенераторами под давлением с парогазовым циклом.....	193
6.2. Электростанция с газогенераторами быстрого внутреннего циркулирующего кипящего слоя (FICFB).....	194
6.3. Газогенераторная электростанция «Babcock & Wilcox Volund».....	195
6.4. Газогенераторная электростанция IGCC на растительной биомассе «Värnamo».....	198
Библиографический список.....	200

ВВЕДЕНИЕ

Сжигание различных топлив и в особенности твердых — торфа, сланца, бурых, каменных углей, кокса и др. — широко применяется в топках паровых котлов и промышленных печей для использования тепловой энергии в двигателях и в различных технологических процессах.

Твердое топливо широко применяется также для газификации, т. е. превращения топлива в горючий газ. Процесс газификации топлива близок процессу горения [1]. В основе обоих процессов лежит химическое соединение восстановителя (углерода и водорода) с окислителем (кислородом). Отличие в том, что при сгорании происходит полное окисление топлива в условиях избытка кислорода, а газификация идет в условиях дефицита кислорода, при этом полного окисления топлива не происходит.

При газификации в качестве окислителей, которые иногда называют газифицирующими агентами, используют кислород (или обогащенный им воздух), водяной пар, диоксид углерода либо смеси указанных веществ. В зависимости от соотношения исходных реагентов, температуры, продолжительности реакции и других факторов можно получать газовые смеси разного состава. Об этом речь пойдет в гл. 1.

Если говорить о самом процессе, то свое начало газификация берет в XVII веке. С момента возникновения идея газификации прошла через многие стадии развития. Впервые горючий газ был получен в 1699 г. англичанином Дином Клейтоном (Dean Clayton) в экспериментах с исследованием пиролитического разложения каменного угля. Было замечено, что при ограничении доступа воздуха под угольный слой из твердого топлива получается газ. Этот газ может быть сожжен после выделения его из топлива путем подвода вторичного воздуха. Газодобывание и собственно газогенератор,

однако, возникли только тогда, когда использование газа было полностью отделено от процесса его добывания.

Создателем первого газогенератора принято считать французского инженера Филиппа Лебона, родившегося в Браше 29 мая 1767 г. Однажды, в 1788 г., бросив горсть древесных опилок в стоявший перед ним на огне сосуд, Лебон увидел, что из сосуда поднялся густой дым, который вспыхнул на огне и дал яркое светящееся пламя. Лебон понял, что случай помог ему сделать открытие чрезвычайной важности. Продолжая свои опыты, он создал в миниатюре первый газовый завод, на постройку которого в 1799 г. получил патент. Он принялся за дело с величайшей энергией, разрабатывая проекты самого разнообразного использования генераторного газа. Был придуман проект газового двигателя, на который Лебон в 1801 г. получил патент. Этот двигатель должен был работать по принципу парового двигателя. Вместо пара подавался газ, зажигаемый поочередно по ту и другую сторону поршня. После трагической гибели Лебона в декабре 1804 г. его работы были продолжены В. Мурдоком в Англии и С. Минкедерсом в Бельгии.

Мурдок (Murdoc) в 1792 году впервые использовал газ, полученный при газификации угля, для освещения всего своего дома. С этого времени генераторный газ находит все более широкое применение для освещения и отопления отдельных жилых домов, а также для приготовления пищи, поэтому этот газ назывался *светильным*, или *городским*.

В истории развития процесса газификации можно выделить две разработки, которые могут считаться первым промышленным аппаратом для газификации. Из одних источников известно, что прорыв в газогенераторных технологиях произошел в 1861 г. и был связан с разработкой газогенератора братьями Вильгельмом и Фридрихом Сименсами, который считается первым успешным образцом. В других говорится, что первый промышленный

газогенератор был построен в начале 1839 г. в Лаухгаммере инженером Бишофом. По данным самого Бишофа, он пытался создать пламенную печь с полугазовой топкой. Бишоф хотел достичь экономии в расходовании кокса и угля путем обращения необработанного топлива (в первую очередь торфа) непосредственно в газ, чтобы использовать его для плавильного процесса.

В 1862 г. Ленуар предпринял весьма неудачную попытку создания газового двигателя, но уже в 1864 г. более удачливый Н. Отто получает патент и создает фирму, которая начинает производить двигатели Отто, работающие на генераторном газе, КПД которых к 1878 г. достигает 22 %.

Бурное развитие силовых газогенераторных установок началось после награждения золотой медалью газогенераторного двигателя немецкой фирмы «Отто Дейц» на Парижской всемирной выставке в 1867 г. В результате фирма получила большое количество заказов. Но заказчики хотели использовать эти двигатели в других отраслях промышленности, требуя от фирмы выпуска дешевого и не громоздкого газогенератора. Особенно остро вопрос усовершенствования газогенераторных установок встал после Парижской всемирной выставки 1878 г. Фирмой «Отто Дейц» был представлен первый четырехтактный газогенераторный двигатель, имевший огромный международный успех. После этого развитие двигателей и газогенераторов шло параллельно по пути увеличения мощности. Причем резко возросший выпуск газогенераторных двигателей инициировал всестороннее усовершенствование газогенераторных установок. Стоимость газогенераторов с увеличением мощности превышала стоимость двигателей. Кроме этого, распространению газогенераторных двигателей препятствовала необходимость обзаводиться громоздкой газогенераторной установкой. Поэтому уже с самого начала появления двигателей внутреннего сгорания зародилось стремление к созданию легких,

удобных и простых газогенераторов. Таким образом, развитие двигателей внутреннего сгорания шло параллельно с развитием стационарных газогенераторов, эти процессы дополняли друг друга, эволюция одного стимулировала эволюцию другого. Решающими в этом развитии были работы английского инженера Эмера Даусона (Emer Dauson), впервые создавшего концепцию сочетания газогенератора и двигателя внутреннего сгорания в одной установке (1883 г.), которую можно было применить на практике. Значение этой работы было столь велико, что в течение какого-то времени генераторный газ назывался газом Даусона.

Воспользовавшись опытами Даусона, завод Крослей в 1889 г., а за ним и Отто-Дейц взялись за разработку установки, сочетающей газогенератор с двигателем. Обе эти фирмы были первыми, кто занимался исследованием и применением газ-моторов. Существенное нововведение осуществил Бенье (1892 г.), присоединивший к мотору насос. С помощью насоса всасывался генераторный газ, и подача воздуха при этом происходила под давлением. Таким образом, был придуман способ получения газа с всасыванием, который оказался особенно пригодным для установок малой мощности. С реализацией этой идеи все устройство упростилось, стало дешевле, и процесс стал саморегулируемым.

С момента появления силовых газогенераторов их разработка велась в двух направлениях – газификация твердых и жидких топлив. Однако в 1883 г. Готлиб Даймлер опубликовал два патента. Один из патентов был на простейший газогенератор жидкого топлива под названием «Калильная трубка для зажигания горючей смеси в моторе», другой – на мотор для экипажа, где эта калильная трубка была уже усовершенствована до прибора. Прибор был назван карбюратором и впоследствии получил широчайшее распространение. В усовершенствованном виде разработка Даймлера используется до сих пор, являясь, по сути, газогенератором для жидких топлив.

Кроме этого велись разработки научными школами разных стран в области усовершенствования конструкций газогенераторов и его основных узлов.

Дальнейшее развитие конструкций газогенераторов шло в направлении их полной механизации при одновременном повышении производительности. Путем увеличения их размера и повышения интенсивности работы. Но этот путь хорош лишь при наличии качественного, правильно сортированного и тщательно подготовленного топлива.

Уже на рубеже XIX–XX вв. в двигателях внутреннего сгорания генераторный газ вытесняется более удобным жидким топливом, электрическое освещение приходит на смену газовому, в результате генераторный газ используется только ограниченно для бытовых и промышленных нужд, а так же как продукт для химической переработки. Так в Эстонии, где кроме сланцев никаких топливных ресурсов не было, в 20-ых годах прошлого века был построен завод по газификации сланцев. В последующий период (после 1940 г.) мощность этого предприятия была увеличена настолько, что Эстония до конца 40-х годов обеспечивал Ленинград бытовым газом, пока он не был замещен природным газом.

В России первый газовый завод был построен в 1835 г. Остатки его корпусов можно видеть и сегодня на южном берегу Обводного канала в Санкт-Петербурге.

Следующий значительный толчок в развитии газификации произошел в 1926 г., когда Германия, лишенная доступа к нефтяным источникам и располагавшая значительными запасами ископаемого угля, была вынуждена искать пути его превращения в жидкое топливо. Эта проблема была решена путем синтеза углеводородов из монооксида углерода (CO) и водорода (H₂), который называется с тех пор синтезом Фишера-Тропша по имени ученых, его реализовавших. Смесь CO и H₂ в различных соотношениях, называемая синтез-газом,

может быть получена как из угля, так и из любого другого углеродсодержащего сырья. Германия в то время приняла и реализовала план перевода существующих автомобилей, в первую очередь военных грузовиков, на генераторный газ из древесины и угля, чтобы получить независимость от импортной нефти.

В 1939 г. более 1 млн. автомобилей по всему миру были переоборудованы на генераторный газ. К примеру, в Швеции было зарегистрировано около 25 тыс. таких автомобилей. Основное топливо для газогенераторов — древесина и древесный уголь.

В СССР только в 30-е годы по указанию И. В. Сталина начинается разработка газогенераторных установок, работающих на соломе. В 40-е–50-е годы, в СССР массово выпускаются трактора и грузовики ЗИС-150М. В 1951 г. начался выпуск тепловозов ТЭ-1...-4, которые работали на донецком антраците. Было выпущено около 20 таких тепловозов, которые 10 лет проработали на Приволжской железной дороге.

После окончания второй Мировой войны в связи со снижением цен на бензин и дизельное топливо интерес к газификации упал.

В период 1950–1970 гг. к процессу газификации относились как к «забытой технологии». Правительство европейских стран считает, что потребление древесины будет сокращать объемы леса, что может вызвать экологические проблемы.

Энергетический кризис, разразившийся в 1972–1973 гг., опять резко поменял ситуацию в мире. Тогда в силу политических причин страны-экспортеры нефти подняли цены на нефть почти в три раза, и в развитых странах впервые осознали, к каким роковым последствиям может привести нефтяной шантаж при одностороннем развитии экономики, ориентированной исключительно на нефтяное сырье. Тогда вспомнили, что всю номенклатуру ценных веществ и материалов, жизненно необходимых современной цивилизации, получаемых на основе нефть-органического синтеза, можно так же не

менее успешно получать и из синтез-газа на основе угля или растительной биомассы. Причем последняя является возобновляемым экологически чистым источником сырья. Так снова возник интерес к процессам газификации как источнику синтез-газа. В США и ведущих западных странах приняли и стали реализовывать обширные программы по созданию технологий, которые могли бы стать альтернативой технологиям, ориентированным на нефте-газовое сырье. Прошло несколько лет, кризис миновал, но работы уже были запущены, средства вложены, требовался результат, и он не замедлил сказаться. Только теперь новые разрабатываемые технологии были переориентированы на решение экологических задач: снижение парникового эффекта, утилизации отходов, использования возобновляемых источников энергии.

С тех пор за рубежом ведется разработка мощных газогенераторов для газификации угля, биомассы и органосодержащих отходов: активно строятся крупные электростанции мощностью 250–600 МВт в США, Голландии, Испании, Италии. В числе лидеров оказались компании Lurgi и Chevron Техасо, которые не прекращали заниматься исследованиями процесса ТФ еще с времен второй Мировой войны. Всего с 1978 г. по 2003 г. было построено 72 предприятия газификации угля, из которых 23 находятся в США, 23 в Европе и 26 в Азии. Только в Китае построено 14 таких предприятий. Самая мощная станция была построена в Южной Корее в 2000 г. — 950 МВт.

С 1990 г. начинается развитие *энерготехнологии*, и большинство проектов в мире было направлено одновременно и на производство химических продуктов и на производство энергии: в 1990 году таких проектов было 66 %, а к 2000 году их было 94 % от общего числа.

Но цена на жидкое топливо постоянно растет, аналогичная тенденция характерна и для газообразного топлива. В этой связи в нашей стране, где сосредоточено 40 % разведанных мировых запасов

угля и 70 % запасов торфа, задача расширения их использования в энергетике может скоро стать весьма актуальной.

Итогом двухвековых разработок явилось создание аппаратов, реализующих различные процессы газификации (слоевая газификация, газификация в циркулирующем кипящем слое и во взвешенном потоке). Каждая из технологий имеет свои особенности и экономически целесообразна для определенных видов мощностей. К примеру, в работах как российских, так и зарубежных ученых доказано, что использование слоевой газификации выгодно только при мощностях установок до 5 МВт.

Кроме этого сама идея газификации низкокалорийного и возобновляемого топлива позволяет экономить органическое углеродсодержащее топливо, решаются как экологические, так экономические и социальные задачи.

В России с 1989 по 2002 гг. тоже действовала программы по использованию растительной биомассы, в реализации которой принимали активное участие сотрудники кафедры «Промышленная теплоэнергетика» СПбГПУ. Были предприняты конкретные шаги к внедрению газогенераторных технологий в энергетику. При этом использовался как прошлый опыт, так и новейшие достижения в области теории горения, топочных процессов, автоматики, материаловедения и др. Однако, полученные результаты остались пока невостребованными в большой энергетике. В гл. 2 приведены установки, разработанные при совместном сотрудничестве НТЦ «Энерготехнология» и кафедры «ПТЭ» СПбГПУ.

К 2000 году в развитых странах проведена разработка национальных программ по использованию газификации биомассы для выработки электроэнергии, как одного из самых перспективных направлений в возобновляемой энергетике. Разрабатываются программы по переходу на «чистый уголь», т. е. газификация угля с последующим сжиганием горючего газа в газовых турбинах большой

мощности. Ведется строительство крупных и малых электростанций с газификацией угля и биомассы. В итоге, растет доля электроэнергии, полученной по технологии газификации, в энергетическом балансе развивающихся и развитых стран.

В настоящее время мировым лидером по промышленному использованию биомассы для получения электроэнергии в промышленных масштабах является Индия. В стране разработана и последовательно реализуется программа энергетического использования биомассы (древесные отходы, сельскохозяйственные отходы и др.).

Сейчас трудно предугадать как быстро и насколько широко войдут газогенераторные технологии в отечественную энергетику. Тем не менее, можно предположить, что для страны, более 40 % территории которой лишено централизованного и гарантированного энергоснабжения, внедрение биомассы в энергетику начнется с автономных газогенераторных электростанций малой мощности (мини-ТЭЦ), работающих на местном топливе (лесосечных отходах, торфе, сельскохозяйственных отходах). Для электрических мощностей 1 МВт и ниже наиболее целесообразно в настоящее время применение на таких станциях газодизельных и газовых двигателей с утилизацией физического тепла генераторного газа и выхлопных газов для нужд теплоснабжения.

Другое направление связано с созданием энергетических модулей для переработки твердых бытовых и промышленных отходов. Такие модули тепловой мощностью 3–10 МВт могут базироваться на дизельных двигателях, а в перспективе на ГТУ и ПГУ. Одновременно на ТЭЦ и котельных в лесоизбыточных и сельскохозяйственных районах следует наращивать мощности многотопливных котлов, использующих биомассу. Прежде всего целесообразен перевод на генераторный газ существующих мазутных котлов в сельской местности.

На более дальнюю перспективу можно отнести создание энерготехнологических комплексов на промышленных предприятиях, использующих биомассу в качестве сырьевой базы. Наконец, совсем отдаленная перспектива связана со строительством электростанций, ориентированных на специализированные "энергетические посадки". Мощность таких электростанций, исходя из коммерческих условий доставки топлива, вряд ли сможет превысить 150–250 МВт.

Настоящее пособие содержит расширенный курс лекций по дисциплине «Газификация твердого топлива» и охватывает весь перечень вопросов, обозначенных в рабочей программе дисциплины, что позволяет студентам освоить дисциплину в полном объеме. Также рассмотрены некоторые теоретические и практические вопросы, непосредственно связанные со специализацией учащихся, в том числе ранее не включавшиеся в учебные пособия.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов, обучающихся по магистерской программе «Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в теплоэнергетике и теплотехнике» направления подготовки магистров «Теплоэнергетика и теплотехника». Оно может быть также использовано при обучении в системах повышения квалификации и в учреждениях дополнительного профессионального образования.

ГЛАВА 1. ОСНОВЫ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Общим свойством твердых топлив является их термическая неустойчивость. При нагревании все топлива разлагаются, образуя летучие продукты и твердый остаток. Газификация есть термохимический процесс переработки твердого топлива путем присоединения к нему кислорода для превращения топлива в горючий газ (смесь CO , H_2 и др.), предназначенный для последующего сжигания (энергетический или бытовой газ) или для технологических целей (технологический газ). Целью газификации является наиболее полное превращение твердого топлива в газообразное.

В основе газификации лежит либо неполное горение топлива (при недостатке кислорода), либо полное горение с последующим реагированием углерода с углекислотой и водяным паром с целью получения горючих газов (CO , H_2 и др.). Последние реакции носят эндотермический характер. При некотором избыточном количестве кислорода процесс газификации переходит в процесс сжигания, характеризующийся полным соединением топлива с кислородом и сопровождающийся максимальным выделением теплоты и получением полных (негорючих) продуктов окисления — дымовых газов (CO_2 , H_2O и др.) — и твердого негорючего остатка — золы и шлака. Горение отличается от так называемого медленного окисления значительно большей интенсивностью реагирования и выделения теплоты [2].

На рис. 1.1 схематично представлен механизм процесса газификации. Изучение механизмов процесса газификации затруднено их сложным взаимодействием, многообразием и недоступностью (из-за быстротечности) для экспериментального

исследования ряда процессов. Условно, весь процесс газификации разбивают на этапы:

- 1 — нагрев и сушка топлива;
- 2 — пиролитическое разложение топлива на газообразные продукты и твердый остаток;
- 3 — газификация угольного остатка.

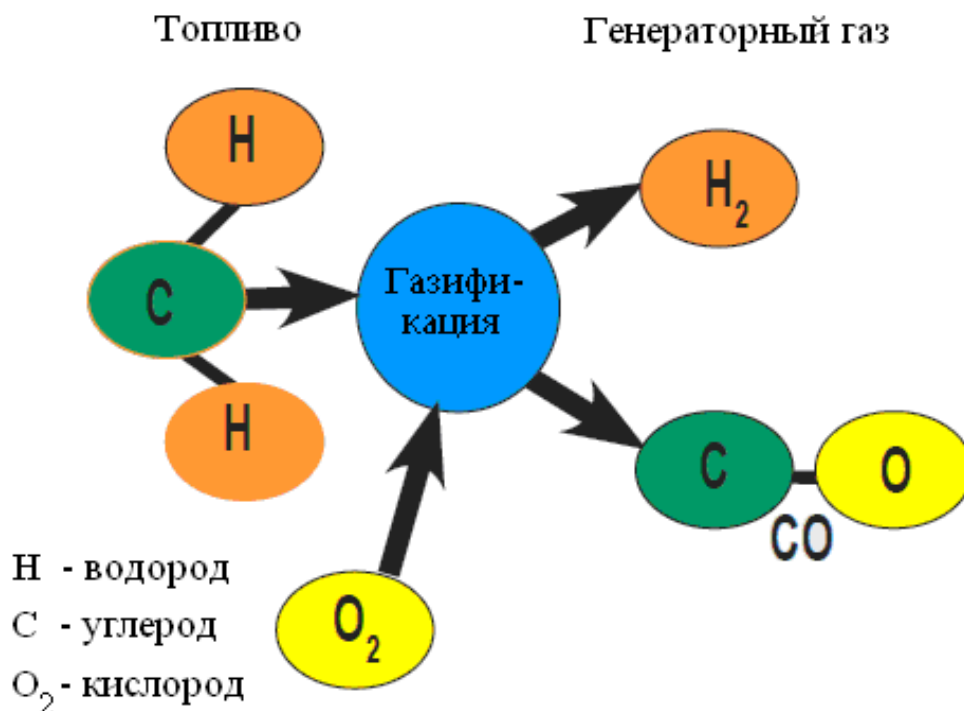


Рис. 1.1. Механизм газификации

Состав и масса газов, получаемых в результате пиролиза, зависят, в основном, от температуры процесса, вида топлива и скорости нагрева частиц. К примеру, в состав летучих продуктов пиролиза твердых топлив, полученных при температуре пиролиза 550 °С, входят пары воды, смол и кислот, а также неконденсирующиеся газы (CO₂, CO, H₂, CH₄, C_nH_m), а при температуре свыше 800 °С в состав неконденсирующихся газов входят, в основном, CO и H₂. В табл. 1.1 приведены осредненные характеристики продуктов пиролиза некоторых твердых топлив, взятые из работы [3].

Таблица 1.1

Основные усредненные характеристики продуктов пиролиза некоторых твердых топлив при температуре 550 °С

Вид топлива	Марка топлива	Выход летучих	Углистый остаток	Состав летучих (сухая масса)			
				Смолы	Вода	Кислота	Горючий газ
		% на сухую массу	%	% (об)			
Каменный уголь	Т	13	87	2–5	0–1	–	8–12
Каменный уголь	Г, Д	32–40	60–68	12–15	3–5	–	17–20
Бурый уголь	Б	30–40	60–70	5–11	7–8	–	12–19
Торф (сухой)	кусковой	70	30	8–20	20–30	0,8–1,0	18–24
Древесина (сухая)	–	85	15	15	23	3-6	28

Как следует из этой таблицы, в результате процесса пиролиза твердых топлив образуется углистый остаток, в состав которого входит, в основном, углерод, а масса остатка зависит от вида топлива и составляет величину от 15 до 87 % горючей массы исходного топлива. Чем моложе твердое топливо, тем меньше масса углистого остатка.

При газификации углистого остатка выделяется горючий газ. Генераторным называется газ, образующийся при взаимодействии углерода с каким-либо газообразным реагентом при условии получения в его составе горючих составляющих. В качестве

реагирующих газов применяются обычно кислород воздуха, водяной пар, чистый кислород, а также смесь пара и воздуха или пара и кислорода [2]. На рис. 1.2 приведена классификация методов газификации, в зависимости способа воздействия на сырье. Также на схеме показано, какого уровня теплоту сгорания будет иметь газ, получаемый при различных видах газифицирующего агента, и возможные области его использования.

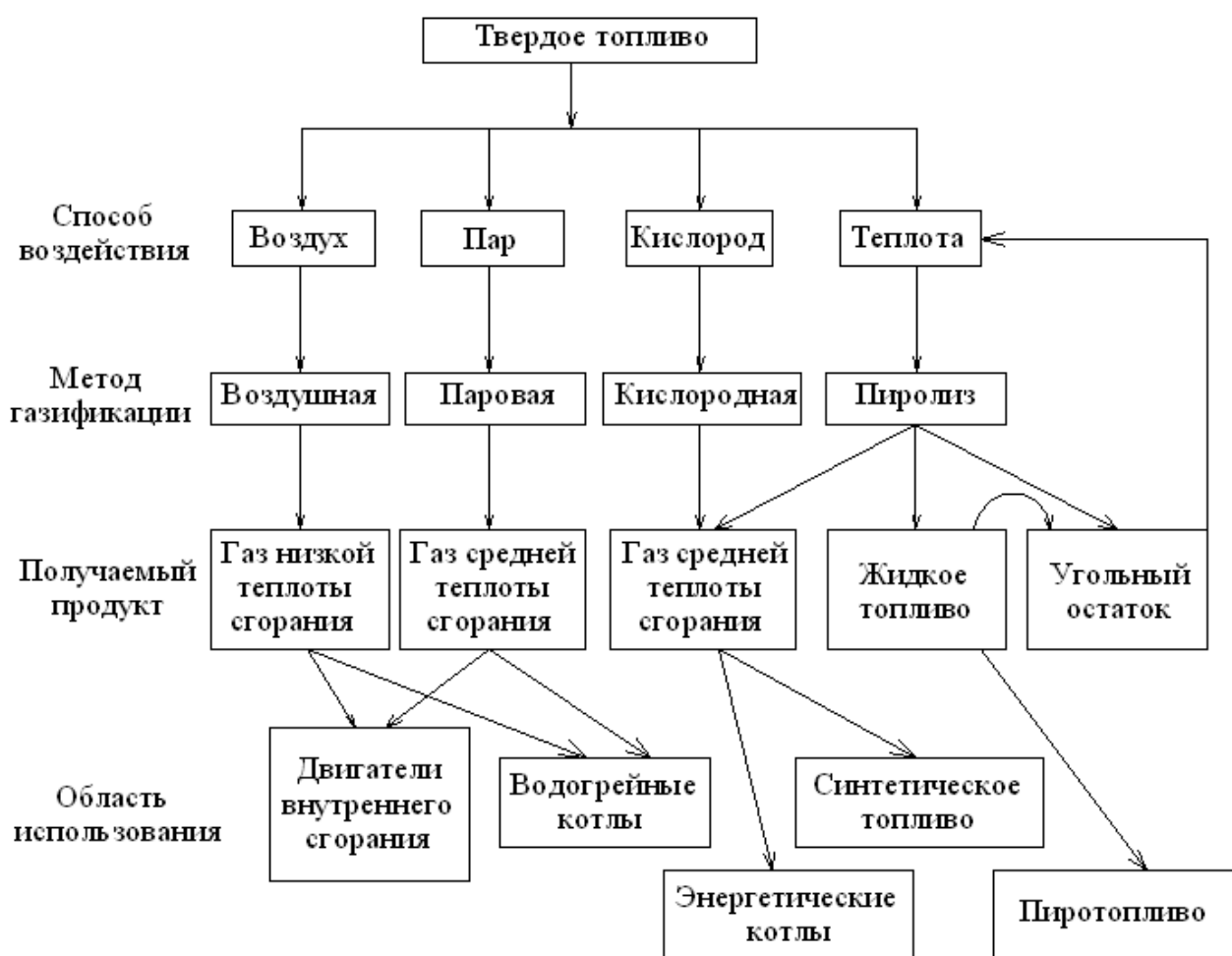


Рис. 1.2. Классификация методов газификации твердого топлива

Самый простой — это метод, при котором процесс газификации происходит только за счет кислорода воздуха. Углистый остаток, полученный в процессе пиролиза в газогенераторе, сжигается с ограниченным доступом воздуха (обычно коэффициент избытка

воздуха равен 0,25). Продуктом газификации является *воздушный генераторный газ* с низкой теплотой сгорания, состоящий преимущественно из водорода и окиси углерода, разбавленный азотом воздуха и некоторым количеством углекислоты.

В воздухе, как известно, содержится 21 % кислорода, который отвечает за интенсивность процесса газификации, поэтому температура в реакторе определяется скоростью подачи этого воздуха и скоростью подачи топлива. Небольшой подвод воздуха приводит к очень низкой температуре слоя, в результате производится меньше газа и повышается содержание в нем смол.

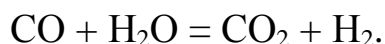
Низшая теплота сгорания воздушного генераторного газа 3,5...4,8 МДж/м³, что делает возможным его использование в котлах и двигателях внутреннего сгорания. Но такой газ не пригоден для сжигания в камерах сгорания газовых турбин и для транспортировки по трубопроводам на большие расстояния.

В отличие от газификации воздухом, газификация паром требует внешнего источника теплоты, если пар используется в качестве единственного газифицирующего агента. В этом случае получают преимущественно водород, окись углерода и отчасти углекислота, к которым примешивается водяной пар. Также подачей водяного пара можно существенно снизить температуры в зоне восстановления и повысить теплоту получаемого смешенного газа за счет образования дополнительного количества СО и Н₂. Получаемый при этом газ называется *водяным генераторным газом*.

Сравнивая с воздушной газификацией, при газификации паром получается газ с более высокой теплотой сгорания.

Одновременное использование пара и воздуха в качестве газифицирующего агента не является редкостью. В результате получается смесь воздушного и водяного газов (окись углерода, водород, углекислота, азот и водяной пар). Эта смесь газов называется *смешанным*, или *паровоздушным*, газом [1].

В таком случае кислород воздуха помогает обеспечить необходимую энергию за счет экзотермической реакции горения топлива. Повышенная температура помогает в ускорении процесса выхода летучих из топлива. А пар вступает в реакцию с окисью углерода для получения водорода и углекислого газа. Взаимодействие газовой фазы с паром при этом определяется реакцией:



Оптимальное количество водяного пара, подаваемого в камеру сгорания газогенератора, зависит от количества теплоты, оставшейся после восстановительных реакций воздушного газа. Избыток водяного пара приводит к снижению температуры в зоне восстановления, что снижает интенсивность процесса газификации и может привести к его прекращению.

Если в качестве газифицирующего агента используется чистый кислород, то генераторный газ не будет содержать азота — это, безусловно, является его главным преимуществом. Такой газ можно транспортировать по трубопроводам, использовать для технологических процессов или в качестве исходного сырья для производства химических продуктов и синтетических топлив. В этом случае, на самой станции или поблизости требуется завод, производящий чистый кислород. С экономической точки зрения это повышает капитальные затраты. Но с другой стороны, теплота сгорания получаемого генераторного газа находится на достаточно высоком уровне 10...15 МДж/м³.

В табл. 1.2 приведены три типичные модели термической газификации твердого топлива и соответствующие им продукты газификации.

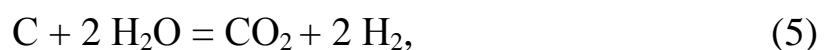
Необходимым условием получения генераторного газа является предотвращение сгорания образующихся горючих газов. На рис. 1.3 представлено графическое представление процессов, происходящих в газогенераторе.

Таблица 1.2

Модели термической газификации твердого топлива

Модель	Получаемые продукты
Газификация воздухом	CO, CO ₂ , H ₂ , CH ₄ , N ₂ , смолы. Низшая теплота сгорания газа ~ 3,5...4,8 МДж/м ³ .
Газификация кислородом	CO, CO ₂ , H ₂ , CH ₄ , смолы. Низшая теплота сгорания газа ~ 10–15 МДж/м ³ . Стоимость производства и использования кислорода компенсируется лучшим качеством генераторного газа.
Газификация водяным паром	CO, CO ₂ , H ₂ , CH ₄ , смолы. Низшая теплота сгорания газа ~ 12–20 МДж/м ³ . Достаточно высокая теплота сгорания связана с введением в процесс дополнительных горючих компонентов в виде водорода и кислорода, содержащихся в водяном паре, но при этом необходимо затрачивать дополнительную энергию на поддержание необходимой температуры в зоне газификации.

В зависимости от того, процесс газификации идет вместе с пиролизом или после него, углерод топлива реагирует с разными газообразными реагентами (O₂, пар, CO₂, H₂) и образуются газ, пары смол и угольный остаток, в том числе кокс и зола. Реакции, идущие в газогенераторе, могут быть следующего вида:



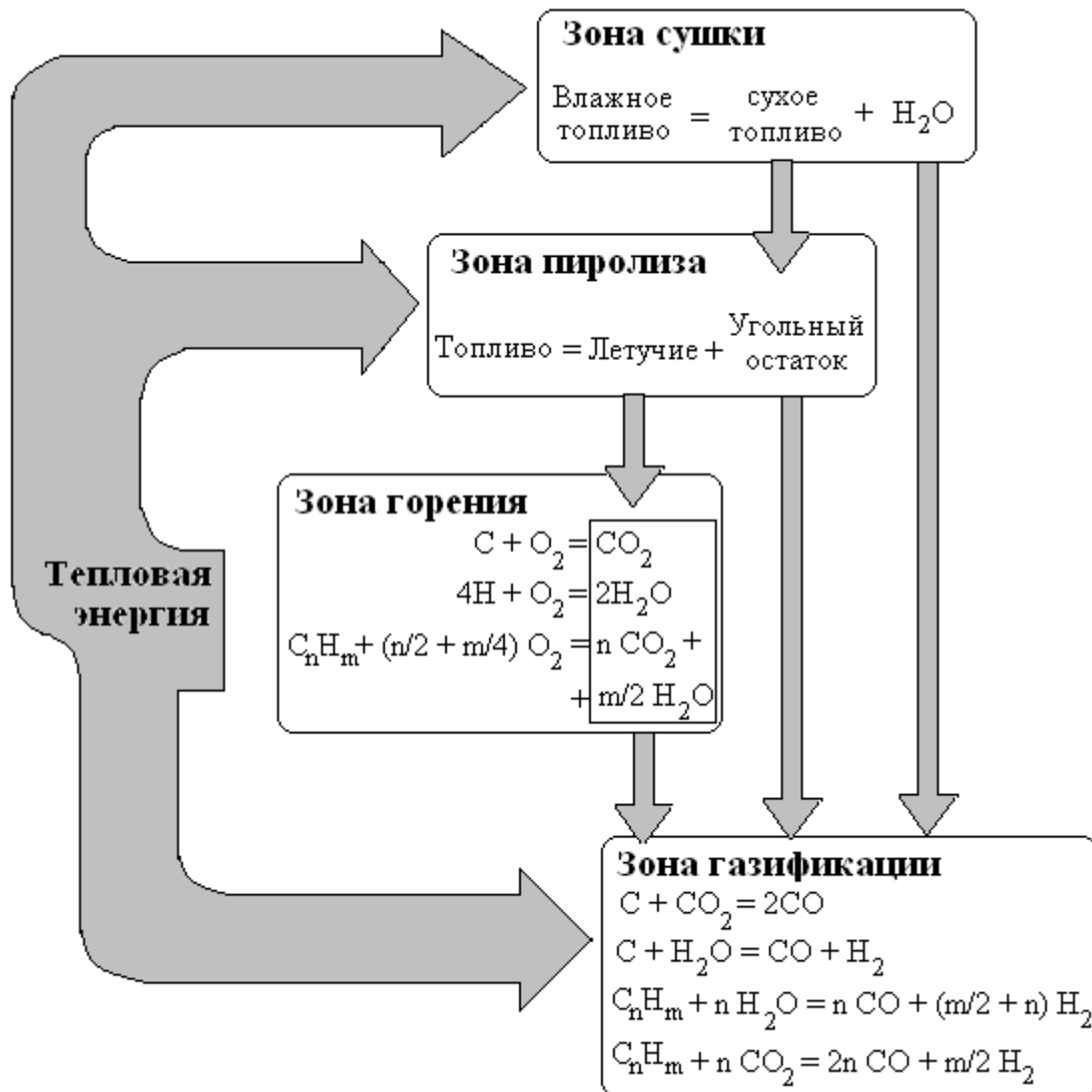
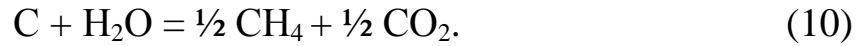
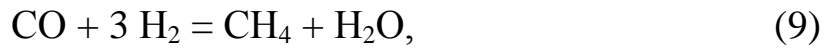
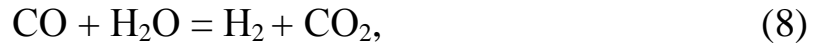


Рис. 1.3. Графическое представление процессов в газогенераторе

Большая часть кислорода, подведенного в газогенератор, будь то чистый кислород или кислород воздуха, расходуется на реакции (1) – (3), в результате чего выделяется тепловая энергия, необходимая для сушки твердого топлива, разрушения химических связей и

повышения температуры в зоне газификации, а также для осуществления реакций (4) – (9).

Реакции (4) и (5) — основные реакции газификации, носят эндотермический характер, идут в зоне высоких температур и низких давлений.

Реакция (6) — первичная реакция при горении углерода — эндотермическая; протекает намного медленнее, чем реакция горения (1) при той же температуре.

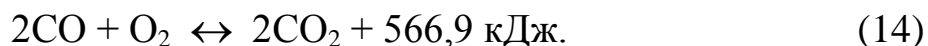
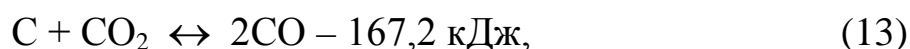
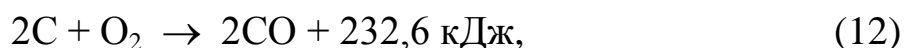
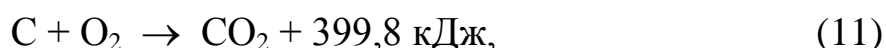
Реакция (7) — взаимодействие углерода с водородом с образованием метана; идет очень медленно, за исключением условий высокого давления.

Реакция (8) — важна с точки зрения получения водорода. Давление не оказывает влияния на увеличение выхода H_2 .

Реакция (9) — реакция получения метана, происходит очень медленно при низких температурах.

Реакция (10) происходит относительно нейтрально с точки зрения тепловыделения.

При получении воздушного газа могут протекать следующие реакции [2]:



Таким образом, в системе углерод–кислород могут получиться в результате горения углерода CO и CO_2 : первая — при избытке углерода, вторая — при избытке кислорода. CO при наличии избыточного кислорода может сгореть в CO_2 , а последняя при нагревании распасться на CO и O_2 .

Реакции (11) и (12) практически идут до конца, и равновесие их непосредственно не может быть изучено, реакции эти необратимы, а реакции (13) и (14) обратимы.

Реакция $C + O_2 = CO_2$ при $982\text{ }^\circ\text{C}$ протекает мгновенно; при низких температурах ее относительная скорость выражается следующими величинами: при $350\text{ }^\circ\text{C}$ — 1, при $400\text{ }^\circ\text{C}$ — 10 и при $500\text{ }^\circ\text{C}$ — 200.

Реакция $C + CO_2 = 2CO$ имеет превалирующее значение для генераторного процесса. Взаимодействие CO_2 с углеродом с получением CO идет с увеличением объема и с отрицательным тепловым эффектом. В соответствии с принципом Ле-Шателье, в состоянии равновесия при повышении давления реакция должна идти в сторону образования CO_2 , и наоборот, с уменьшением давления в равновесной смеси должно возрастать содержание CO . Аналогично повышение температуры должно вызывать протекание реакции в сторону образования CO , и наоборот.

В смеси, соответствующей по составу генераторному газу, выше $700\text{ }^\circ\text{C}$ реакция пойдет в сторону образования, а ниже $700\text{ }^\circ\text{C}$ — в сторону разложения CO . Чем выше температура, тем полнее восстановление CO_2 . При $1000\text{ }^\circ\text{C}$ возникают условия, благоприятствующие почти полному восстановлению CO_2 в CO . Уменьшение давления благоприятствует получению в большем количестве CO и в меньшем CO_2 .

В зависимости от способа подвода теплоты, необходимого для осуществления процесса газификации топлива, различают автотермический и аллотермический способы газификации.

В наиболее распространенных на практике автотермических газогенераторах теплота газификации и, частично, состав парогазовой среды, необходимые для осуществления процесса, выделяются в результате сгорания части топлива внутри самого газогенератора.

Аллотермический способ получения горючих газов из твердых топлив пока не получил широкого распространения. Он основан на

подводе тепла в зону пиролиза и газификации твердого углистого остатка или через твердую стенку газогенератора, или путем нагрева частиц исходного топлива внутри газогенератора твердым, жидким или газообразным теплоносителем. Это делается для увеличения температуры газификации в газогенераторе до желаемой и поддержания этой температуры. К аллотермическому способу можно отнести и способ плазмохимической газификации, когда теплота подводится от электроплазменного нагревателя. Получающийся при этом горючий газ, практически, не будет содержать инертные компоненты — атмосферный азот — и может иметь теплоту сгорания от 12 до 21 МДж/нм³.

Большая часть продуктов сухой перегонки способна гореть с выделением значительного количества теплоты и таким образом обогащает газ, увеличивая его теплотворную способность. Теплотворная способность отдельных газов приведена в табл. 1.3.

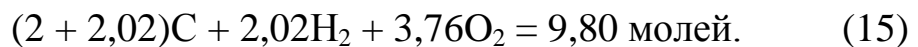
Таблица 1.3

Молекулярные веса, объемный вес и теплотворная способность газов

Наименование веществ	Химическая формула	Молекулярный вес	Вес газа (кг/м ³) фактический	Теплотворная способность	
				высшая	низшая
				МДж/м ³	МДж/ м ³
Водород	H ₂	2,016	0,0898	12,8	10,8
Кислород	O ₂	32,000	1,4290	–	–
Азот	N ₂	28,016	1,2510	–	–
Окись углерода	CO	28,010	1,2500	12,6	12,6
Углекислота	CO ₂	44,010	1,9770	–	–
Этилен	C ₂ H ₄	28,050	1,2600	62,7	58,7
Метан (болотный газ)	CH ₄	16,040	0,7170	39,8	35,9
Этан	C ₂ H ₆	30,060	1,3560	69,7	63,8

Сернистый ангидрид	SO ₂	64,070	2,9270	4,3	4,3
Сероводород (*)	H ₂ S	34,090	1,5390	25,1	23,2
Водяной пар	H ₂ O	18,016	0,8040	–	–
Воздух	-	28,853	1,2930	–	–
(*) при сгорании H ₂ O и SO ₂ .					

Из вышеизложенного следует, что теплоту сгорания генераторного газа определяет содержание в нем CO и H₂. Очевидно, что самыми эффективными режимами работы газогенератора будут те, в результате которых в полученном газе будет содержаться максимальное количество этих газов. В этой связи интересным представляется найти предел улучшения смешанного генераторного газа за счет водяного пара. Этот предельный, максимально улучшенный генераторный газ (идеальный генераторный газ) можно найти, исходя из равенства тепловых эффектов экзотермических реакций (12), (14) и эндотермической реакции (13) и др. Для соблюдения указанного равенства на 2 моля углерода, реагирующего с воздухом по реакциям (11), (12), должны вступать в реакцию Q_1 / Q_2 моля углерода (Q_1 и Q_2 — тепловые эффекты реакций горения и восстановления). Тогда общее количество молей полученного газа составит



Если в качестве окислителя используется воздух, то состав *идеального смешанного генераторного газа*: CO = 41 %, H₂ = 20,6 %, N₂ = 38,4 %. Теплота сгорания данного газа можно определять по формуле:

$$Q_{\Gamma} = 25,8 H_2 + 30,45 CO. \quad (16)$$

Следует обратить внимание на то, что при воздушном дутье в генераторный газ в качестве балласта переходит азот (N₂) воздуха, его

содержание в идеальном газе 38,4 %. Кроме того, реальный ход многочисленных химических реакций, сопутствующих пиролизу, не позволяет получить в чистом виде идеальный генераторный газ. Представление о составе реального газа дает табл. 1.4, в которой представлены данные для ряда топлив.

Таблица 1.4

Средний состав сухого смешанного газа при паровоздушном дутье, %
(объемные)

Показатель	Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф (кусковой)	Древесина (щепа)
CO	27,5	26,5	30,0	28,0	29,0
H ₂	13,5	13,5	13,0	15,0	14,0
CH ₄	0,5	2,3	2,0	3,0	3,0
C _n H _m	0,0	0,3	0,2	0,4	0,4
CO ₂	5,5	5,0	5,0	8,0	6,5
H ₂ S	0,17	0,3	0,2	0,06	0,0
O ₂	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2
N ₂	52,6	51,9	49,4	45,3	46,9

При организации процесса газификации в простейших аппаратах не удастся полностью перевести весь углерод топлива в газ, часть его остается в виде смол, что затрудняет сжигание и транспортировку газа, или уходит со шлаком и уносом. Представление о соответствующем балансе дает табл. 1.5.

Таблица 1.5

Баланс углерода при газификации, % (весовые)

Параметр	Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф (кусковой)	Древесина (щепа)
Доля в газе	94,0	89,0	87,0	86,0	78,0
Доля в смоле	0,0	4,0	5,0	12,5	21,2
Доля в шлаке	2,5	5,0	3,0	0,5	0,3
Доля в уносе	3,5	4,0	5,0	1,0	0,5

Приведенные в таблицах данные следует рассматривать как качественные, они могут несколько варьироваться в зависимости от организации процесса и типа аппарата для газификации.

Исключить, или существенно снизить, содержание азота в генераторном газе можно, если для дутья вместо воздуха применить кислород. Однако технологическая схема и условия ее эксплуатации в таком случае существенно усложняются. В табл. 1.6 приведены сравнительные данные по теплоте сгорания генераторного газа, получаемого при разных окислителях.

Таблица 1.6

Низшая теплота сгорания генераторного газа при различных способах дутья, МДж/нм³

Название газа	Окислитель	Низшая теплота сгорания
Воздушный	Воздух	3,5–4,8
Смешанный	Воздух + пар	5,0–6,7
Парокислородный	Кислород + пар	10,0–10,5

Необходимо сделать ряд терминологических замечаний. В последнее время часто смешивают термины генераторный газ и синтез-газ (по-видимому, последние представляется более «научным»). *Синтез-газом* называется газ вполне определенного состава:

$$H_2/(2CO + 3CO_2) = 1,05.$$

Он должен быть полностью очищен от каких-либо примесей, так как используется как сырье для синтеза химических органических соединений, вырабатываемых в настоящее время из нефти (отсюда название — синтез-газ). Предъявлять подобные требования к газу, используемому в качестве топлива не целесообразно, как и смешивать понятия тоже. Еще одно недоразумение, называть генераторный газ, получаемый из биомассы — *биогазом*. В отечественной технической литературе биогазом называют газ, получаемый из биомассы, на основе биотехнологии (отсюда и название — биогаз). Такой газ

принципиально отличается от генераторного газа, так как он состоит в основном из метана (CH_4). За рубежом данные понятия смешиваются.

1.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗИФИКАЦИИ

Существует достаточно большое количество способов энергетического использования твердого топлива. Проведенный анализ, реализующихся на сегодняшний день технологий, позволил систематизировать данные и выделить среди них ряд основных групп (рис. 1.4).

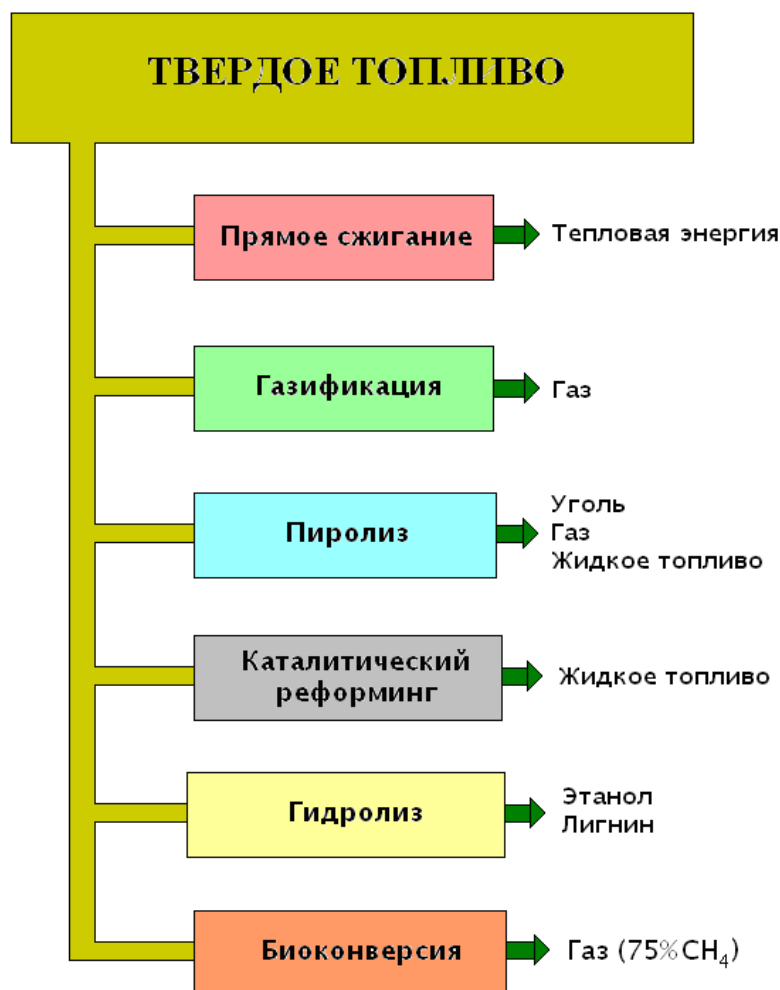


Рис. 1.4. Основные технологии энергетического использования твердого топлива

Процесс газификации топлива близок процессу горения. Соответственно сходны и конструкции аппаратов, где указанные процессы реализуются. Известно много различных видов аппаратного оформления процессов газификации, основные из них будут рассмотрены в следующих главах.

Совершенствование процесса газификации идет по пути повышения интенсивности процесса, увеличении теплоты сгорания газа и увеличении единичной мощности аппаратов. Пути повышения интенсивности процессов газификации связаны с:

- ведением процесса при повышенном давлении (до 2,0–2,5 МПа);
- увеличением реакционной поверхности топлива;
- увеличением температуры в реакционных зонах, т. к. в аппаратах с жидким шлакоудалением температура может достигать 1600 °С.

Аппараты, в которых реализуется процесс пиролиза органосодержащих веществ с образованием генераторного газа, получили название *газогенераторов*. Иногда их называют «на английский манер» газификаторами, что не желательно, т. к. в криогенной технике газификаторами называют устройства для испарения сжиженных газов.

Мы уже отмечали, что скорость нагрева является одним из важнейших факторов, определяющих количество и качество продуктов разложения при пиролизе. В этой связи следует остановиться на одном перспективном направлении развития газификации, получившем в 30-е годы (в отечественной литературе) название *быстрого пиролиза*. В настоящее время за ним утвердилось название *флеш-пиролиза*, что то же самое.

При скоростях нагревания 10^3 – 10^5 °С/с открывается возможность регулирования выхода и состава продуктов пиролиза, получая отдельные продукты в чистом виде. Серьезное преимущество флеш-пиролиза перед обычным (медленным) пиролизом состоит в том, что при температурах 450–600 °С флеш-пиролиз позволяет

получить высококачественное жидкое топливо (пиротопливо) с теплотой сгорания около 30 МДж/кг. При этом выход пиротоплива может достигать 75 % от исходной массы органического вещества. Отмечается, что при температурах около 1400 °С выход газообразных продуктов по массе практически равен органической массе топлива.

За рубежом (Канада, США, Италия, Франция, Финляндия, Нидерланды и др.) в последние два десятилетия проявляется повышенный интерес к флеш-пиролизу растительной биомассы, прежде всего в связи с возможностью получения жидкого топлива с большой энергетической плотностью. Предложены многочисленные конструкции аппаратов, отличающихся требованиями к подготовке топлива, способами организации движения топлива, подвода и отвода теплоты и др.

Первое коммерческое внедрение канадской технологии флеш-пиролиза (RTP-технология) относится к 1989 году. Сейчас подобные установки действуют в США, Италии. Однако большинство запатентованных технологий пока не достигли коммерческого уровня, а действующие установки являются *пилотными*, или демонстрационными.

Необходимым условием реализации процесса флеш-пиролиза является равномерность температуры частицы топлива в процессе ее нагревания, что требует размельчения топлива до частиц весьма малых размеров. Кроме того, влажность частицы топлива при флеш-пиролизе должна быть также равномерной и находится на уровне около 12 %.

Кратко остановимся на других технологиях, указанных на рис. 1.4, которые могут представлять интерес для получения газотурбинного топлива.

Каталитический реформинг основан на получении из угля и твердых отходов жидкого топлива с применением различных катализаторов. Эта технология часто сочетается с пиролизом или

газификацией. К сожалению, обычно большинство таких процессов требуют для своей реализации очень высокого давления. В частности:

- разработан процесс ожижения твердого топлива методом гидрогенизации под давлением водорода при 6,4 МПа и температуре 350 °С. В результате из 1 т биомассы получают 24 кг синтетической нефти и 160 кг асфальта;

- в США работает опытная установка, где при давлении 28 МПа, температуре 350–375 °С в присутствии катализатора (карбоната натрия) получают из 1 т древесной щепы 300 кг топлива типа сырой нефти;

- разработан метод термического ожижения древесины путем ее растворения в нефтяных фракциях под давлением 10 МПа при температуре 380–450 °С;

- в Институте органической химии РАН разработана технология получения из генераторного газа воздушного дутья жидкого топлива. Процесс каталитической конверсии генераторного газа, осуществляется при относительно низких давлении (от 0,1 до 10 МПа) и температуре (200–250 °С) в присутствии катализаторов. В результате из 1 т исходного сырья получают 128 кг компонентов моторного топлива. Химический КПД процесса находится на уровне 40 %.

Перечисленные (и подобные) технологии отличаются многостадийностью. Их реализация в пределах отдельных энергетических установок вряд ли когда-либо окажется рентабельной. Скорее речь может идти о сооружении крупных предприятий и создании специальных энерготехнологических комплексов, сочетающих комплексную переработку твердого топлива с новыми термодинамическими циклами выработки электрической энергии.

Гидролиз — технология, в основе которой лежат реакции обменного разложения между веществом и водой, происходящие в присутствии катализатора. В СССР в конце 30-х годов XX-го века

была разработана и получила широкое распространение технология получения этанола (этилового спирта) на основе кислотного гидролиза древесных растительных отходов. Из 1 т растительной биомассы методом гидролиза можно получить около 160–180 кг спирта, кроме того, 300–400 кг гидролизного лигнина, который рассматривается как высоковлажное твердое топливо ($W^r = 65 \%$). Энергоемкость рассматриваемого процесса достаточно велика и примерно балансируется с энергоемкостью получаемого лигнина.

В ряде стран (США, Бразилия, Австралия и др.) этанол во все возрастающем количестве используется в качестве моторного топлива, как в натуральном виде, так и в смеси (при определенных пропорциях) с бензином. В последнем случае октановое число бензина повышается на 2–3 %. В 1982 году по отечественной технологии в Бразилии был построен завод по производству из эвкалипта топливного спирта (этанола). Однако, в связи с постоянным ростом экологических требований к производствам, серьезным недостатком кислотного гидролиза является наличие большого количества отходов — в основном жидких. Задача эффективной очистки или переработки указанных отходов остается до конца не решенной. Поэтому дальнейшие перспективы связаны с применением ферментативного гидролиза в экологическом отношении значительно более чистого. Работы в данном направлении достаточно успешно ведутся у нас в стране и за рубежом. Кроме того, за рубежом развиваются технологии получения этанола из пищевого сырья (сахарного тростника, кормовой свеклы, зерна, отходов пищевой промышленности).

Биоконверсия базируется на использовании специальных штаммов микроорганизмов с направленными свойствами, ориентированными на получение определенных полезных веществ. Такими веществами могут быть и вещества топливного назначения, прежде всего, этанол, метанол и метан. Имеющийся в настоящее

время набор штаммов позволяет осуществлять спиртовое или метанное брожение. В первом случае продуктом жизнедеятельности микроорганизмов могут быть этанол или метанол, во втором случае — метан. Спиртовое брожение наиболее эффективно происходит на сырье растительного происхождения (сахарном тростнике, кормовой свекле, пшенице). Метанное брожение — на отходах животноводства. Обычный процесс брожения требует термостабилизации на уровне 37–40 °С, при более высокой температуре микроорганизмы погибают и процесс останавливается. Для метанного сбраживания отходов жизнедеятельности животных и птицы выведены специальные термофильные штаммы, позволяющие вести процесс при температурах 50–70 °С. Последние десятилетия XX-го века характеризовались быстрыми темпами внедрения биотехнологии и генной инженерии в самые различные отрасли хозяйственной деятельности, потому нельзя исключать возможности получения штаммов, способных перерабатывать твердое топливо.

В аппаратном оформлении процесс биоконверсии проще гидролиза. Выход спирта из тонны сухой массы исходного сырья находится в пределах 150–200 кг, т. е. примерно такой же, как и в гидролизной технологии. Также как и гидролизная технология, биоконверсия биомассы сопряжена с образованием значительного количества отходов, которые надо утилизировать. Так, при спиртовом сбраживании на тонну исходного сырья образуется от 8 до 15 т отходов, твердых и жидких отходов. Отходов метанного брожения практически нет, так как они являются высококачественными жидкими органическими удобрениями. Единственный недостаток состоит в том, что они получаются в жидком виде, что усложняет их транспортировку.

Заметим, что процессы биоконверсии осуществляются так же в естественных природных условиях. Речь идет о, так называемом, «свалочном газе», образующемся при разложении отходов на свалках.

Основная его горючая компонента метан (CH_4), объемное содержание которого в свалочном газе колеблется по объему в диапазоне 40–70 %, к сожалению, никак не используется. Остальная часть газа в значительной степени состоит из двуокиси углерода (CO_2). В наши дни задача утилизации подобного газа превратилась в важную экологическую проблему.

1.2. ОЦЕНКА ТЕРМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Для оценки термической эффективности газогенератора используют термохимический КПД:

$$\eta_z = \frac{Q_z V_z}{Q_i^r}, \quad (17)$$

под которым подразумевают отношение теплоты, выделившейся в результате сгорания генераторного газа, полученного из 1 килограмма газифицируемого топлива, к теплоте сгорания этого топлива. Если топочное устройство позволяет использовать смолы, образующиеся при газификации, то теплоты сгорания смол и газа суммируют. Тогда выражение для КПД приобретает вид:

$$\eta_z' = \frac{Q_z V_z + Q_c V_c}{Q_i^r}, \quad (18)$$

где Q_z и Q_c — соответственно, теплоты сгорания газа и смол; V_z , V_c — соответственно, объемный выход газа и смол из 1 кг топлива.

Мощность газогенератора $Q_{ГХ}$ отождествляют с химической энергией получаемого часового выхода генераторного газа. Следует указать, что кроме химической энергии генераторного газа, газ несет с собой определенное количество физического тепла $Q_{ГФ}$. Температура газа на выходе из газогенератора в зависимости от типа процесса находится в пределах от 200 до 650 °С. При верхнем значении температур величина $Q_{ГФ}$ может составлять до 20 % от величины $Q_{ГХ}$.

ГЛАВА 2. ГАЗИФИКАЦИЯ БИОМАССЫ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И АППАРАТЫ ГАЗИФИКАЦИИ РАСТИТЕЛЬНОЙ БИОМАССЫ

Теория и конструктивное оформление аллотермического способа получения газообразных топлив из исходных твердых топлив разработаны в значительно меньшей степени, чем автотермического способа газификации.

В зависимости от организации подачи окислителя и гранулометрического состава исходного топлива можно выделить следующие схемы автотермического способа газификации биомассы:

- а) схема газификации в плотном слое;
- б) схема газификации в кипящем слое;
- в) схемы газификации в пылевом потоке.

На сегодняшний день известно около 25 технологий газификации биомассы (рис. 2.1) и соответственно большое количество газогенераторов большой и малой мощности.



Рис. 2.1. Классификация технологий газификации биомассы

2.1. СХЕМА ГАЗИФИКАЦИИ В ПЛОТНОМ СЛОЕ

При газификации топлив в плотном слое исходное топливо в виде сравнительно крупных кусков подается сверху в шахту газогенератора, где последовательно проходит стадии подсушки, пиролиза и, собственно газификации. Реакторы такого типа основаны на опускании топлива в шахте под действием силы тяжести. Время сушки, пиролиза и газификации, определяющие размеры (высоту) соответствующих зон и общую высоту шахты газогенератора, зависят от вида топлива, его состава и влажности [4]. Время пребывания топлива в шахте газогенератора велико, а скорость выхода газа низкая, поэтому использование слоевых газогенераторов целесообразно в установках небольшой мощности (до 5 МВт).

В зависимости от расположения места подачи воздушного или кислородного дутья в шахту и места выхода газа из шахты газогенератора с плотным слоем различают три типа газогенераторов:

- газогенераторы прямого процесса газификации;
- газогенераторы обращенного процесса газификации;
- газогенераторы поперечного процесса газификации.

Все слоевые газогенераторы имеют четыре зоны:

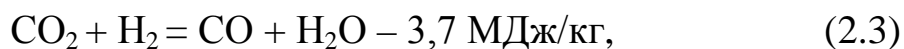
- зона горения;
- зона собственно газификации;
- зона пиролиза;
- зона сушки.

Теплота выделяется в зоне горения, во всех остальных зонах тепловая энергия поглощается. Две основные экзотермические реакции зоны горения:



В зону газификации поступают газы из зоны горения, которые вступают в реакцию с углеродом топлива и водяными парами. В

результате этого взаимодействия образуются горючие компоненты: CO, H₂ и CH₄. Реакции, протекающие в зоне газификации, являются обратимыми и, за исключением реакции получения метана (2.6), эндотермическими. Наиболее важные реакции зоны газификации:



В зоне пиролиза не происходит реакций окисления, т. к. в этой зоне нет свободного кислорода воздуха и нет достаточного количества теплоты для термического распада топлива. В этой зоне выделяются летучие и смолы. Биомасса всегда содержит некоторое количество влаги, поэтому при загрузке в реактор она сначала проходит зону сушки. Для начала термического разложения биомассы необходимо, чтобы вся содержащаяся в ней влага была испарена.

Несмотря на недостаток кислорода в газогенераторе, часть образующихся оксида углерода (CO) и водорода (H₂) окисляются. В результате этого выделяется теплота, необходимая для процесса газификации. Количество затрачиваемой на газификацию теплоты меньше, чем низшая теплота сгорания генераторного газа. Реакции окисления идут следующим образом:



Коэффициент избытка воздуха имеет важное значение для процесса газификации и определяется зависимостью:

$$\alpha = \frac{m_{\text{O}_2} / m_{\text{биом}}}{\left(m_{\text{O}_2} / m_{\text{биом}} \right)_{\text{ст}}},$$

где m_{O_2} , $m_{\text{биом}}$ — соответственно расход кислорода и биомассы в газогенератор; $(m_{O_2} / m_{\text{биом}})_{\text{ст}}$ — соотношение количества подаваемого кислорода и биомассы при стехиометрических условиях, когда осуществляется процесс горения.

Коэффициент избытка воздуха показывает, какая реакция происходит: реакция пиролиза ($\alpha = 0$), газификации ($\alpha < 0 < 1$) или горения ($\alpha > 1$). Как уже отмечалось выше, процесс газификации обычно происходит при $\alpha = 0,2 \dots 0,4$. При таких условиях все твердое топливо переходит в газ, и этот газ имеет максимальную теплоту сгорания. При увеличении α образуется большее количество диоксида углерода (CO_2) и водяного пара (H_2O), и соответственно, уменьшается теплота сгорания горючего газа.

При газификации в неподвижном слое коэффициент избытка воздуха α подбирается не легко. Простое увеличение скорости дутья может не привести к требуемому результату при заданном значении α . В то же время, увеличение количества подаваемого воздуха, может привести только к увеличению расхода биомассы в газогенератор [5]. Таким образом, соотношение $m_{O_2} / m_{\text{биом}}$ остается неизменным.

Состав генераторного газа зависит от многих параметров, к примеру, типа газогенератора, используемого топлива, влажности топлива и коэффициента избытка воздуха. На рис. 2.1. приведена графическая зависимость состава получаемого газа от коэффициента избытка воздуха при воздушном дутье в слоевом газогенераторе обращенного процесса.

Как видно из этой диаграммы, при значении $\alpha = 0,25$ в газе содержится наибольшее количество оксида углерода (CO) и наименьшее количество диоксида углерода (CO_2); теплота сгорания имеет наибольшее значение, т. к. вся биомасса из твердой фазы переведена в газообразное состояние; полученный газ еще не окислился и не разбавлен азотом.

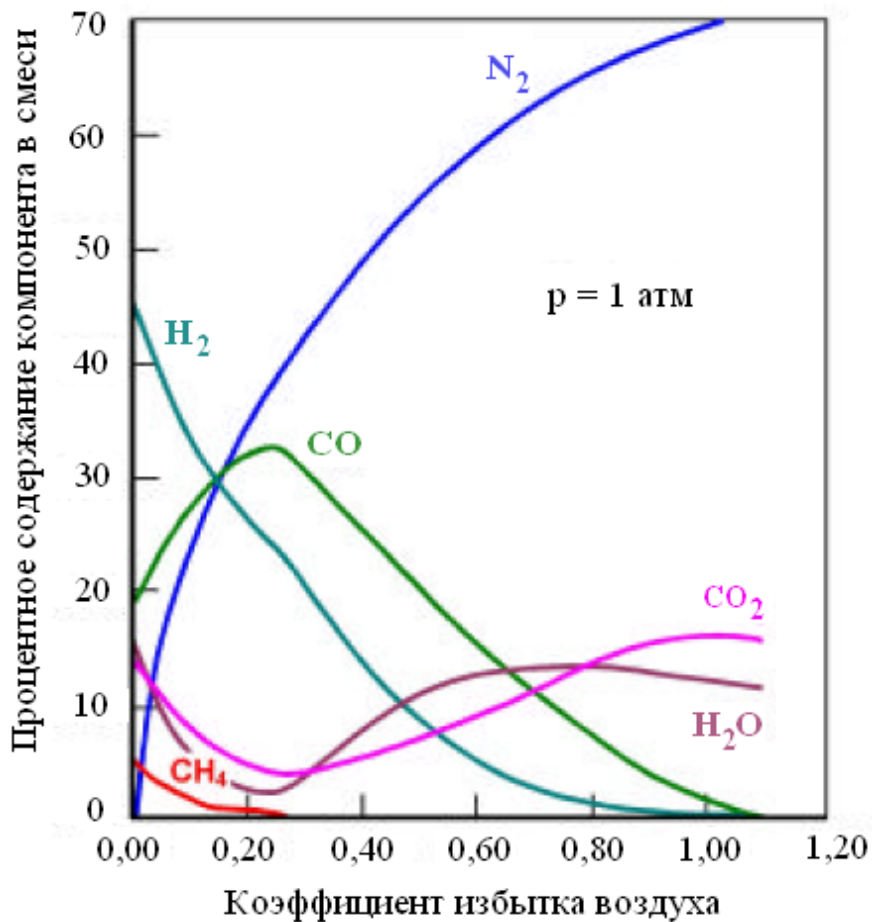


Рис. 2.1. Зависимость состава получаемого газа от коэффициента избытка воздуха

Конструктивно слоевой газогенератор обычно представляет собой шахту, внутренние стенки которой выложены огнеупорным материалом. Как было сказано выше, сверху шахты загружается топливо, а снизу подается дутье. Слой топлива поддерживается колосниковой решеткой. Процессы образования газов в слое топлива показаны на рис. 2.2.

Подаваемое дутье вначале проходит через зону золы и шлака 0, где оно немного подогревается, а далее поступает в раскаленный слой топлива (окислительная зона, или зона горения I), где кислород дутья вступает в реакцию с горючими элементами топлива. Образовавшиеся продукты горения, поднимаясь вверх по газогенератору и встречаясь с раскаленным топливом (зона газификации II), восстанавливаются до

окси углерода и водорода. При дальнейшем движении вверх сильно нагретых продуктов восстановления происходит термическое разложение топлива (зона разложения топлива III) и продукты восстановления обогащаются продуктами разложения (газами, смоляными и водяными парами). В результате разложения топлива образуются вначале полукокс, а затем и кокс, на поверхности которых при их опускании вниз происходит восстановление продуктов горения (зона II). При опускании еще ниже происходит горение кокса (зона I). В верхней части происходит сушка топлива теплом поднимающихся газов и паров.

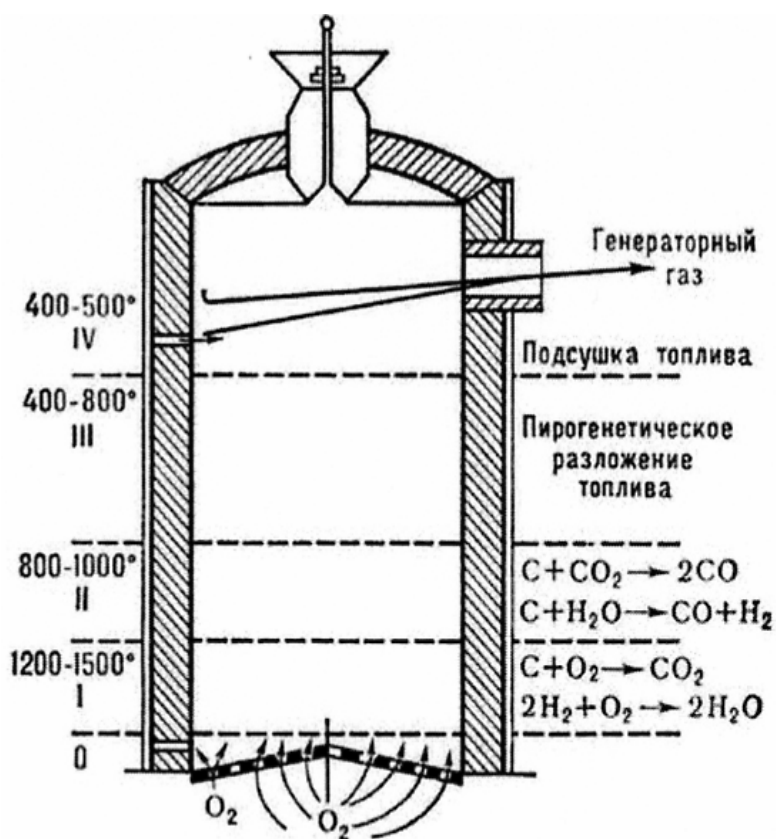


Рис. 2.2. Процессы образования газов в слое топлива

2.1.1. Газогенераторы прямого процесса

Газогенераторы прямого процесса являются самыми ранними из разработанных и простыми аппаратами, используемыми как для газификации биомассы, так и для газификации угля (рис. 2.3).

При прямом процессе газификации генераторный газ выходит из верхней части шахты, а подача воздушного дутья производится в самой нижней части шахты газогенератора, где и происходит процесс горения углистого остатка топлива с выделением теплоты и продуктов сгорания (CO_2 , H_2O).

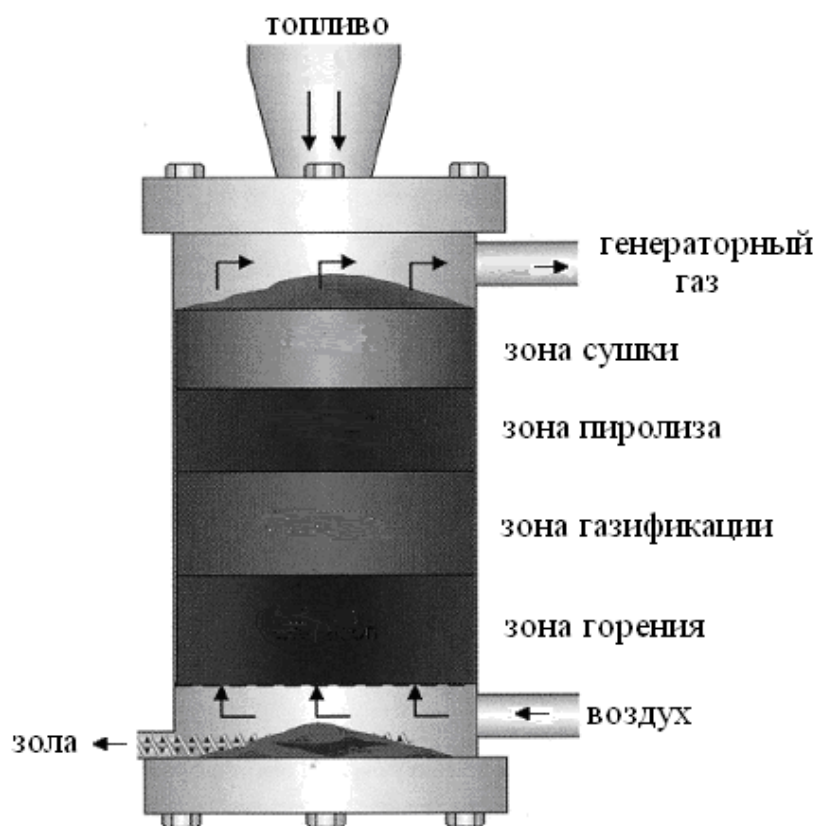


Рис. 2.3. Слойовой газогенератор прямого процесса газификации

Продукты сгорания проходят снизу вверх через весь слой топлива в шахте газогенератора, последовательно проходя процесс газификации углистого остатка и пиролиза. Обогащаясь таким образом продуктами газификации (CO , H_2 , CH_4), образуется несколько охлажденная смесь газов, которая проходит среднюю часть слоя топлива в шахте газогенератора, где осуществляется процесс термического разложения сухих частиц топлива с выделением разнообразных продуктов пиролиза (кислот, смол, газов). Далее, химически активная парогазовая смесь продуктов сгорания,

газификации и термического разложения (генераторный газ) проходит через верхний слой топлива, подсушивает его, обогащается влагой, охлаждается и после этого выходит из верхней части шахты газогенератора. Генераторный газ при газификации биомассы имеет температуру 100–300 °С в зависимости от характеристик исходного топлива.

Основные преимущества такого газогенератора — это простота, высокая степень выгорания топлива, высокая эффективность, возможность использования топлива различной влажности и фракционного состава. Действительно, зола полностью окисляется и при выгрузке из газогенератора не имеет в своем составе не сгоревшего углерода топлива. Содержание пыли в горючем газе мало, вследствие его низкой скорости на выходе из аппарата, а также благодаря «эффекту фильтрации» газа в зонах сушки и пиролиза.

Главный недостаток связан с высоким содержанием смол в получаемом генераторном газе. Это объясняется тем, что отбор газов происходит над зоной сушки топлива, где концентрация смол наиболее высокая.

Существует большое количество конструктивных вариантов выполнения газогенераторов слоевого метода с использованием газификации прямого процесса. Газогенераторы «Vioneer» финской фирмы «Ahlstrom» — одни из самых известных аппаратов, реализующих технологию газификации в неподвижном слое. Такие установки работают в Финляндии и Швеции с середины 80-х годов XX века.

Газогенератор «Vioneer»

Газогенератор представляет собой шахтную печь, в которую сверху через газоплотные питатели поступает топливо. Шахта выложена изнутри огнеупорным кирпичом и покрыта изоляционными материалами. Увлажненный воздух подается в нижнюю часть шахты

через вращающуюся коническую колосниковую решетку. Образующиеся газы поднимаются вверх против потока топлива (противоток) и отводятся через трубу в верхней части газогенератора. Остаточным продуктом процесса газификации является зола, которая выгружается шлюзовыми питателями на транспортер. Для исключения процессов шлакообразования в зоне горения над колосниковой решеткой поддерживается температура 900–1200 °С. Она регулируется в зависимости от температуры плавления золы топлива количеством водяного пара, добавляемого к дутьевому воздуху. Тепловая мощность таких аппаратов по сжиганию генераторного газа составляет от 1 до 10 МВт, габаритные размеры: диаметр от 2,2 до 5,1 м; высота от 9,5 до 11 м; масса от 19 до 34 т.

Газогенераторы «Bioneer» предназначены для получения горючего газа из различных твердых топлив, сжигаемого затем в топках паровых и водогрейных котлов, получения сушильного агента в различных конвективных сушилках, а также для использования в известерегенерационных печах. Так как производимый горючий газ имеет в своем составе значительное количество смол, то этот газ не может напрямую использоваться в двигателях внутреннего сгорания, а также не подходит для транспортировки по трубопроводам на большие расстояния.

В середине 80-х годов XX века исследовательский институт Финляндии VTT и корпорация Bioneer Oy проводили испытания по газификации различных видов сырья таких, как древесная щепа, отходы лесозаготовок, торф, солома, гранулы из горючей части ТБО, смеси угля с древесной щепой, смеси горючей части ТБО с древесной щепой. Исследования были выполнены на «пилотном» слоевом газогенераторе «Bioneer» мощностью 1,5 МВт. Содержание пара в воздушном дутье поддерживалось в пределах 0,15...0,19 кг H₂O/кг сухого воздуха. Мощность газогенератора при проведении испытаний составляла 50...100 % от номинала. Типичный состав генераторного

газа при работе на древесной щепе влажностью 41 %, представлен в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Типичный состав генераторного газа при работе на древесной щепе влажностью 41 %

CO	H ₂	CH ₄	CO ₂	N ₂	Q_s^r	Смолы
% (об.)					МДж/нм ³	г/нм ³
30	11	3	7	49	6,2	50...100

В 1985–1986 гг., когда цены на нефть были высокими, 9 электростанций «Bioneer», мощностью от 4 до 5 МВт, были построены и пущены в эксплуатацию, причем 5 из них в Финляндии, 4 — в Швеции. Четыре станции работают на древесине или смеси древесина–торф, а оставшиеся — только на торфе. Восемь газогенераторов работают в составе тепловых станций, один — в паре с сушильной печью.

В настоящее время на станциях, работающих с газогенераторами «Bioneer», получаемый газ сжигается в топках водогрейных котлов для теплоснабжения районов. Эти газогенераторы полностью автоматизированы, достаточно гибки к характеристикам используемого сырья (фракционный состав, влажность) и рентабельны с экономической точки зрения.

Требования, предъявляемые к топливу:

- влажность < 50 %;
- зольность < 10 %;
- минимальная температура размягчения золы > 1190 °С.

В 1998 г. институт VTT собрал и проанализировал данные по эксплуатации газогенераторов «Bioneer» на тепловых станциях. Оказалось, что на практике для газогенераторов такого типа используют сырье влажностью не более 45 % в обычном режиме работы и не более 40 % — в случае работы газогенератора при

максимальной нагрузке в течение длительного периода. При несоблюдении этого условия горение газогенераторного газа с большим содержанием паров смол и воды становится нестабильным.

Требования к качеству сырья для газогенераторов «Bioneer» соответствуют способу применения получаемого генераторного газа — сжигание в котле. Наиболее подходящим топливом является древесная щепа, тогда как газификация измельченной строительной древесины вызывает определенные проблемы. Кроме того, смолы, содержащиеся в генераторном газе, вызывают засорение каналов, соединяющих газогенератор с котлом. Это приводит к необходимости частой прочистки каналов. Так, например, на тепловых станциях Финляндии, оборудованных газогенераторами «Bioneer», прочистка этих каналов выполняется каждые в 2–6 недель в зависимости от свойств исходного топлива и мощности газогенератора.

Процесс «Purox»

Американская фирма «Union Carbide» разработала технологию переработки твердых городских и промышленных отходов в топливный газ средней теплоты сгорания, получившую название процесса «Purox». Процесс «Purox» основан на слоевом методе прямого процесса газификации с подачей для горения чистого кислорода. Получаемый топливный газ не разбавляется азотом и поэтому имеет высшую теплоту сгорания порядка 11,8–15,4 МДж/нм³. Состав и качество горючего газа зависят от состава перерабатываемых отходов и содержания в них влаги. Генераторный газ выходит из реактора при температуре 100...310 °С. Полученный газ может быть использован непосредственно в качестве топлива для сжигания в топках котлов, обжиговых и нагревательных печей, а также для производства химических продуктов: метанола, аммиака, жидких углеводородных топлив.

Особенностью процесса «Purox» является высокая температура в зоне горения шахты газогенератора, достигающая 1500 °С, что

необходимо для осуществления жидкого шлакоудаления. Расплавленный шлак из нижней части шахты сливается в резервуар, где гранулируется. Поскольку отходящий из верхней части шахты газогенератора горючий газ сильно загрязнен летучей золой, парами смол, кислот органических жидкостей и ароматических углеводородов, необходима тщательная очистка этих газов.

Первоначально газогенератор был спроектирован для сжигания сырых, неподготовленных твердых отходов. Однако в процессе эксплуатации было установлено, что при сжигании измельченных отходов достигаются более высокие эксплуатационные характеристики.

Процесс «Ругох» осуществляется при помощи трех самостоятельных установок: установки для предварительной подготовки сырья, для газификации и для получения кислорода.

Газогенератор Г-3 «СПБГПУ»

Газогенератор Г-3 был спроектирован по заказу Пологовского маслоэкстракционного завода (Украина). Он предназначен для газификации лузги семян подсолнечника, отходов маслоэкстракционных заводов. Основным топливом является подсолнечная лузга, что позволило получить экспериментальные данные по газификации мелкодисперсного сырья, некоторые характеристики которого приведены в табл. 2.2.

Характеристика продуктов на выходе из газогенератора:

а) Состав получаемого сухого газа, % (об.):

CO ₂	— 7,0;
H ₂	— 15,1;
CO	— 27,6;
C _n H _m	— 2,2;
N ₂	— 48,1.

б) Паров смол на кг сухой лузги 14 %.

в) Пылевидных частиц в газе до 5 г/м³.

г) Паров кислот на кг сухой лузги (в пересчете на уксусную кислоту) 6 %.

д) Влажность газа зависит от влажности исходного топлива и составляет около 10 % (об.) при влажности сырья 10 %.

е) Для сжигания генераторного газа необходимо около 1 м³ воздуха.

ж) Температура горения генераторного газа в воздухе около 1500 °С.

з) Состав золы: SiO₂ — 9,9; Na₂O — 0,8; CO₂ — 5,6; CaO — 17,1; SO₃ — 2,4; Al₂O₃ — 5,3; Li₂O — 0,3; MgO — 22,1; Fe₂O₅ — 1,8; K₂O — 25,9; P₂O₅ — 8,8.

Таблица 2.2

Характеристика лузги семян подсолнечника

Характеристика	Значение
Относительная влажность, %	7–12
Содержание летучих, %	71,0
Содержание фракций менее 5 мм, %	не более 30
Содержание нелетучего углерода, %	15,4
Зольность, %	1,9–2,0
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	15,7
Средний размер (длина×ширина×толщина), мм	10×4×0,2
Насыпная плотность, кг/м ³	90–120
Кажущийся удельный вес, кг/м ³	460
Порозность слоя, %	76,1

Газогенератор Г-3 (рис. 2.4) работает по прямому процессу. Он состоит из следующих узлов: шахты газогенератора, узла загрузки топлива, узла выгрузки золы, системы подачи воздуха, системы

отбора газа и КИП. Основные характеристики газогенератора приведены табл. 2.3.



Рис. 2.4. Газогенератор Г-3

Шахта газогенератора состоит из корпуса, внутри которого установлены несущие пояса, удерживающие футеровку из огнеупорного кирпича. Корпус состоит из двух насадок цилиндрической формы разного диаметра, соединенные конусной насадкой. В корпусе размещены фурмы (12 шт.) для паровоздушного дутья, а также ниши для установки датчиков замера температуры в трех зонах: размещения золы, горения и восстановления. На верхней крышке корпуса расположены: узел загрузки топлива, ворошитель топлива, узел контроля уровня топлива, патрубков отбора горючего

газа с тарельчатым клапаном, патрубок отвода газа при розжиге, люк для осмотра корпуса. Мембраны взрывных клапанов изготовлены из алюминиевой фольги толщиной 0,3 мм. Ворошитель имеет свой привод, состоящий из электродвигателя мощностью $N = 3$ кВт и числом оборотов $n = 1500$ об./мин. и двух редукторов с общим передаточным числом $Z = 100$.

Таблица 2.3

Технические характеристики газогенератора

№	Показатели работы	Единицы	Значения
1	Номинальная тепловая мощность по сжиганию газа	МВт	5,0
2	Номинальная производительность по газу (сухому)	м ³ /ч	3200
3	Номинальный расход лужги при влажности 12%	кг/ч	1250
4	Теплота сгорания сухого газа	МДж/кг	5,9
5	Номинальный расход воздуха на фурмы на колосники	м ³ /ч	1500 500
6	Рабочее давление в шахте	кПа	1,5
7	Номинальный расход пара	м ³ /ч	200
8	Температура газа на выходе из газогенератора	°С	350
9	Коэффициент полезного действия	%	92
10	Габаритные размеры, (высота × диаметр)	м	8,3×4,5
11	Масса газогенератора с футеровкой, не более	т	21
12	Количество остаточного продукта (зола, кокс)	кг/ч	30

Узел загрузки также имеет свой привод: электродвигатель мощностью $N = 3$ кВт и числом оборотов $n = 1500$ об./мин. и редуктор с передаточным отношением $Z = 40$.

На нижней крышке установлена вращающаяся колосниковая решетка. Привод решетки состоит из электродвигателя ($N = 3$ кВт,

$n = 1500$ об./мин.) и двух редукторов, обеспечивающих вращение решетки со скоростью 1,5 об./мин.

К нижнему фланцу крепятся два бункера с шиберами сверху и снизу для сбора золы. Газогенератор устанавливается на трех опорах. Верхняя часть опор крепится на конической цапе корпуса шахты, а нижняя устанавливается на фундаменте.

Система подачи паровоздушной смеси в шахту газогенератора состоит из воздуходувки производительностью $G = 0,7$ м³/с с напором воздуха до 4,0 кПа, коллектора для подачи воздуха в фурмы и под колосниковую решетку, и трубопроводов подачи пара к фурмам и колосникам. Для регулировки расхода пара и воздуха имеются регулировочные вентили.

Шнековым питателем лужга загружается в шахту газогенератора периодически или непрерывно, в зависимости от режима работы. После этого она перемещается шуровочной планкой для выравнивания поверхности «съема» генераторного газа и обеспечения равномерности схода лужги по высоте шахты. В процессе движения лужга последовательно проходит зоны сушки, термического разложения и газификации. Слой лужги в нижней части газогенератора раскален до температуры 900–1100 °С. Для поддержания реакций горения в него вдувается воздух с примесью водяного пара, что позволяет, с одной стороны, повысить калорийность генераторного газа за счет образования дополнительного количества водорода и окиси углерода, с другой стороны снизить температуру горения, исключив шлакование колосниковой решетки, поднимаясь из зоны газификации, газ омывает лужгу, обеспечивая ее сушку и термолиз. Затем он выходит в газопровод.

Остаточным продуктом процесса газификации лужги является зола с включением несгоревшего углерода, их удаление происходит при вращении колосниковой решетки через два отверстия в днище

газогенератора при открытых шиберных затворах. Зола скапливается в двух бункерах-накопителях, где охлаждается до температуры около 70 °С и затем выгружается при открытых шиберах, расположенных в днище.

В ручном режиме исполнения происходит: запуск газогенератора (с помощью факела, через трубу розжига), работа газогенератора на «свечу» и плановая остановка. Автоматическое управление работой газогенератора осуществляется по температуре генераторного газа, которая поддерживается в диапазоне от 200 °С до 300 °С. Регулирование температуры газа происходит путем изменения уровня топлива в газогенераторе. При температуре газа меньше 200 °С шнековый питатель отключен, загрузка топлива не производится. При температуре газа выше 300 °С включается шнековый питатель, повышается уровень топлива в газогенераторе и происходит снижение температуры газа, при выходе температуры газа за пределы регулирования производится автоматическое аварийное отключение подачи газа в газопровод и открывается задвижка на отводе генераторного газа в «свечу».

2.1.2. Газогенераторы обращенного процесса

Использование небольших газогенераторов обращенного процесса имеет давнюю историю. Сотни автомобилей, автобусов и кораблей работали на генераторном газе во время второй Мировой войны.

При обращенном процессе газификации подача воздушного дутья осуществляется в средней части шахты газогенератора, где и образуется очаг горения, а генераторный газ отводится из шахты в нижней ее части.

Таким образом, процессы пиролиза и подсушки топлива осуществляются в результате свободной конвекции горючих газообразных продуктов и эффективной теплопроводности слоя

топлива. Образующаяся в результате пиролиза и подсушки парогазовая смесь под действием искусственно создаваемого перепада давления в шахте газогенератора проходит сверху вниз через высокотемпературный очаг горения топлива. В результате термического разложения газ очищается здесь от паров смол и активных пиролизных кислот, затем, обтекая частицы углистого остатка топлива, газифицирует их, обогащается продуктами газификации и далее выходит из нижней части шахты газогенератора.

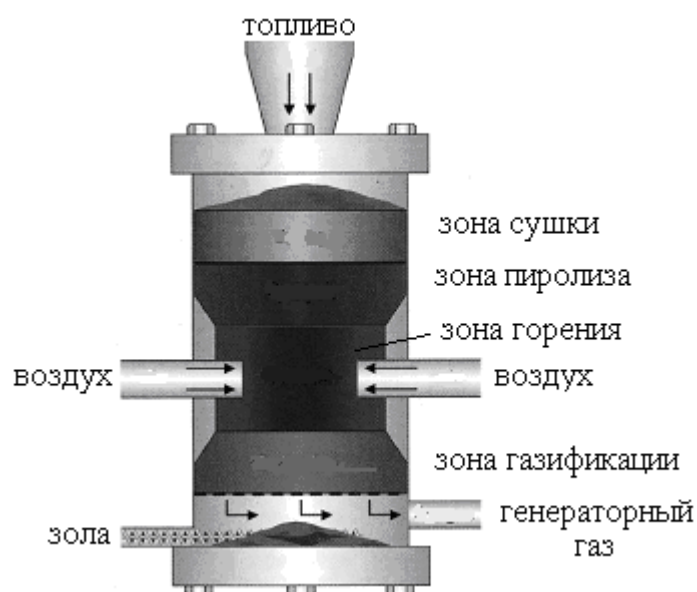


Рис. 2.5. Газогенератор обращенного процесса

Главное преимущество газогенераторов обращенного процесса – низкое содержание смол в генераторном газе, поэтому такой газ после обычной фильтрации и охлаждения может быть использован в двигателях внутреннего сгорания.

Газогенератор «Imbert»

Газогенераторы «Imbert» (рис. 2.6) одноименной немецкой фирмы работают по обращенному методу газификации. Особенности их конструкций состоят в форме камеры газификации топлива и отводе образующегося газа из нижней части камеры. Камера газификации состоит из двух усеченных конусов, обращенных

вершинами на встречу друг другу. Верхняя часть камеры служит областью частичного сгорания топлива (окислительная зона), в ней температура достигает 1000–1200 °С.

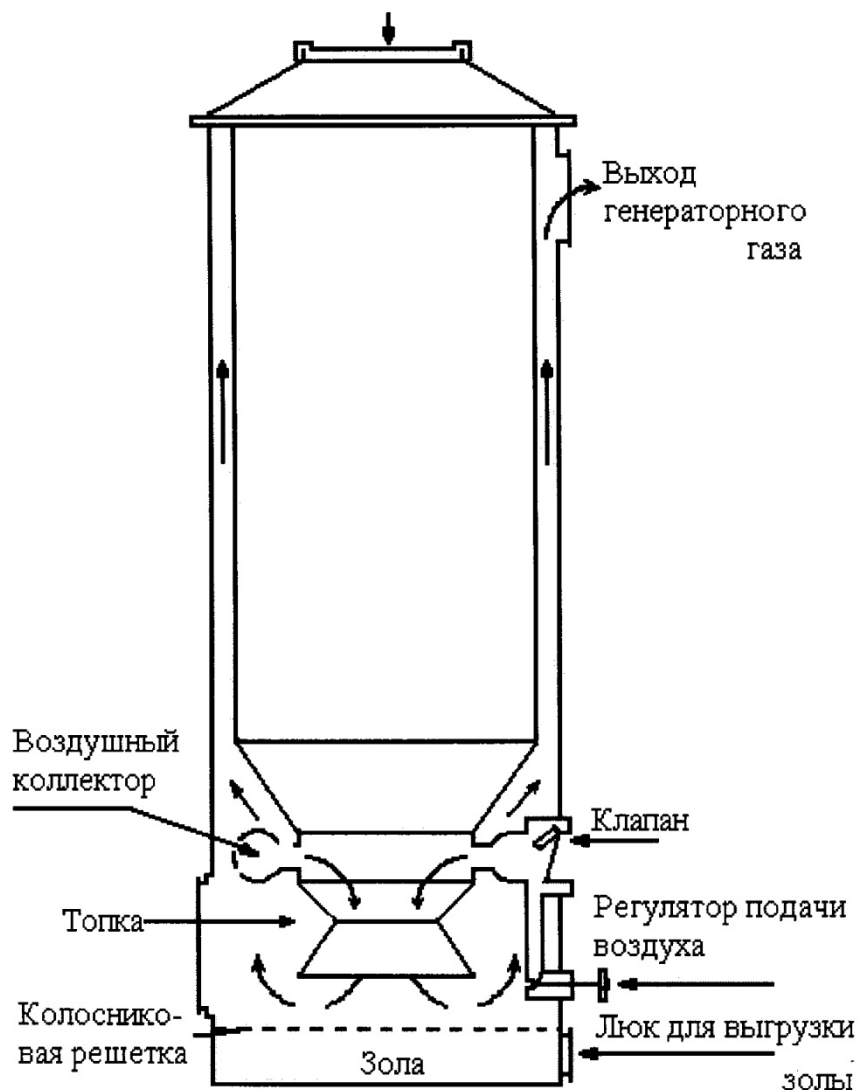


Рис. 2.6. Конструкция газогенератора «Imbert»

Воздух для горения подается в эту часть камеры через фурмы со скоростью около 40 м/с, что обеспечивает продуваемость слоя топлива в поперечном сечении. Вторая часть камеры газификации представляет собой горловину, в которой температурный режим достигает наивысшего предела, и пиролизные смолы окончательно разлагаются. Третьей частью камеры является нижний конус. В нем протекают восстановительные реакции, в ходе которых образуется

дополнительное количество горючих компонентов (СО из CO_2 и H_2 из H_2O). Для утилизации тепла генераторного газа, а он на выходе камеры газификации имеет температуру 500–700 °С, газогенератор изготавливают с двойными стенками. Газ, двигаясь по каналу между внутренней и наружной стенками газогенератора, нагревает топливо, находящееся во внутреннем корпусе и охлаждается. В нижней части газогенератора обычно располагают подвижную колосниковую решетку, из-под которой периодически выгружается зола и недожог в виде мелких угольных частиц.

Газогенератор Г-50 «СПБГПУ»

Газогенератор Г-50 (рис. 2.7), обращенного типа предназначен для получения генераторного газа путем переработки углеродсодержащих материалов (древесина, торф, уголь, сельскохозяйственные отходы и т. п.).

Газогенератор представляет собой цилиндрический вертикальный сварной аппарат с двойными стенками из листовой стали Ст3. Нижняя часть внутреннего корпуса газогенератора (камера газификации) имеет специфическую форму в виде двух «горловин» и усеченного конуса. По периферии камеры газификации расположены фурмы, соединенные с воздухо-распределительным коллектором. В нижней части наружного корпуса газогенератора расположены: люк выгрузки золы, люк для растопки и патрубков подвода воздуха.

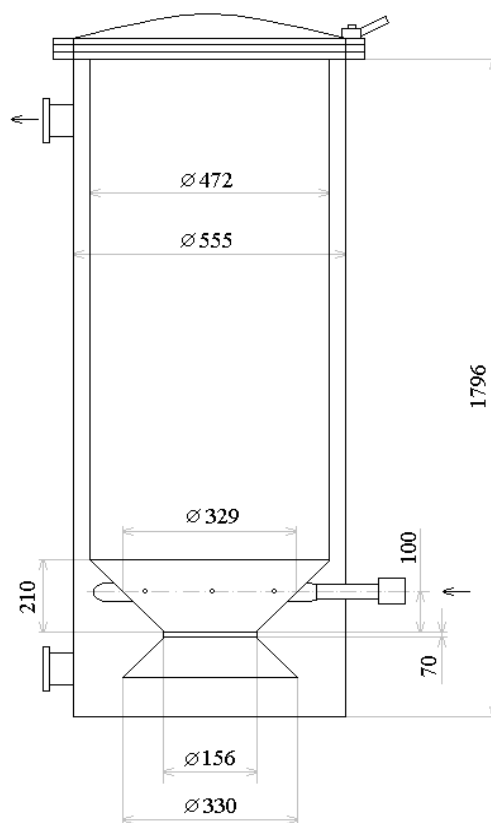


Рис. 2.7. Газогенератор Г-50

В верхней части наружного корпуса имеется патрубок отвода генераторного газа. В качестве прототипа для данного газогенератора был принят газогенератор для выпускавшегося в 30–40 гг. автомобиля ЗИС-21. При этом конструкция газогенератора (рис. 2.8) была переработана с учетом современных технологий и требований эксплуатации.



Рис. 2.8. Газогенератор Г-50

Получаемый газ может быть использован в качестве топлива в любых энергетических установках (топки котлов, сушилок и т. д.), двигателях внутреннего сгорания, а также в качестве энергоносителя

систем технологического и бытового теплоснабжения предприятий. Технические характеристики газогенератора приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Технические характеристики газогенератора Г-50

№	Наименование параметров и характеристик	Значение
1	Номинальная тепловая мощность на кондиционном сырье, кВт	100
2	Относительная влажность исходного сырья (чурки, брикеты, гранулы, щепа и т. д.),%	до 30
3	Эквивалентный размер частиц исходного сырья, мм Максимальный линейный размер, не более мм	20–80 80
4	Расход воздуха, м ³ /ч	30
5	Расход топлива в перерасчете на абсолютно сухую массу, кг	30
6	Зольность топлива, % (вес.)	До 5,0
7	Рабочее давление (разрежение) в газогенераторе, кПа	До 2,0
8	Температура в камере газификации, °С	500–100
9	Низшая теплота сгорания генераторного газа, МДж/м ³	4–5
10	Состав сухого генераторного газа CO CO ₂ H ₂ C _n H _m N ₂	14–22 8–15 10–17 1–4 50–60
11	Химический КПД, %	70
12	Потребляемая электрическая мощность, кВт	до 1,0
13	Габаритные размеры газогенератора, мм	1880x550x550
14	Содержание влаги в газе, % (вес.)	до 10
15	Расход сухого газа, м ³ /ч	80
16	Содержание смол, г/м ³	до 0,5
17	Содержание частиц, г/м ³	до 0,1

В процессе эксплуатации газогенератора была проведена доводка конструкции. В области фурменного пояса: предусмотрена компенсация тепловых расширений элементов конструкции, работающих в зоне высоких температур, детали, работающие в зоне высоких температур, выполнены из стали X18H10T, применены более совершенные системы крепления и уплотнения крышек загрузочного устройства и зольника. Кроме того, была принципиально изменена система очистки и охлаждения генераторного газа: вместо трех секций решетчатых сепараторов с воздушным охлаждением установлен циклон и газо-водяной теплообменник, что позволило резко сократить габариты, упростить выгрузку золы.

Газогенератор УТГ-600

Газогенератор УТГ-600 (рис. 2.9), обращенного типа, предназначен для термохимической переработки растительного сырья, торфа, бурых углей, сельскохозяйственных и бытовых отходов в горючий газ. Получаемый газ может быть использован в качестве топлива в любых энергетических установках (топки котлов, сушилок и т. д.), двигателях внутреннего сгорания, а также в качестве энергоносителя в технологических схемах. Газогенератор представляет собой вертикальную шахту круглого сечения, выполненную из огнеупорного шамотного кирпича, снаружи заключенного в герметический металлический кожух. Над зоной горения происходит сушка и термическое разложение древесной биомассы. Верхняя часть шахты служит буферным бункером загруженного топлива. Под зоной горения находится зона реакции, в которой продукты сгорания топлива, избыток воздуха и пары воды при взаимодействии с раскаленным углем образуют генераторный газ.

В средней части корпуса газогенератора расположен кольцевой коллектор воздуха. Воздух через 12 фурм подается в зону горения.

Каждая из 12 фурм имеет люк для введения запальника в зону горения для разжигания газогенератора.



Рис. 2.9. Газогенератор УТГ-600

Под зоной реакции расположена стальная колосниковая решетка с прорезями для отвода шлака и газа. Чистка зоны горения и реакции проводится путем встряхивания колосников. Встряхивание, подвешенной на цепях колосниковой решетки, осуществляется специальным рычагом. Снизу шахта газогенератора закрыта гидрозатвором, в который через зольную камеру выпадает шлак.

Гидрозатвор (сборник пепла) представляет собой сварную из металлических листов ванну. В нижней части гидрозатвора вмонтирован теплоэлектронагреватель мощностью 1 кВт для подогрева воды в холодное время. С одной стороны сборник пепла шарнирно подвешен к газогенератору, с другой через петли подвешен к крюку лебедки. При помощи лебедки ЛВ-0,5 сборник опускается на пол, и шлак выгребается из сборника.

На верхней части газогенератора расположено оборудование для его обслуживания и загрузки топлива. Верхний люк предназначен для ручной загрузки топлива и шуровки. Для контроля верхнего и нижнего уровня топлива на верхней части газогенератора расположены специальные рычаги с шаровым уплотнением.

Герметичная загрузка топлива в газогенератор осуществляется с помощью барабанного загрузателя. Производительность загрузателя регулируется шагом храпового механизма. Герметичность достигается путем уплотнения поверхности барабана войлоком. Система подачи воздуха для газификации состоит из вентилятора ВВД-5, регулировочной и запорной арматуры и воздухопроводов.

Время работы на номинальной нагрузке составило 4000 часов. Технические характеристики газогенератора УТГ-600 приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Технические характеристики газогенератора УТГ-600

№ п/п	Наименование параметров, характеристики	Значение
1	Номинальная тепловая мощность, кВт	600
2	Допускаемый диапазон изменения мощности, в % от номинальной	30–140
3	Относительная влажность исходного сырья, %	до 50
4	Максимальный размер частиц исходного сырья, мм	200
5	Допустимое количество частиц размером менее 2 мм в исходном сырье, % (весовых)	25

Окончание табл. 2.5

6	Расход воздуха, подаваемого в газогенератор, м ³ /час	100–600
7	Номинальный расход воздуха, м ³ /час	300–400
8	Расход топлива в перерасчете на абсолютно сухую массу, кг/час	100–600
9	Рабочее давление в газогенераторе, кПа	102–105
10	Температура в камере газификации, °С	500–1100
11	Низшая теплота сгорания генераторного газа, МДж/м ³	4–6
12	Состав сухого генераторного газа, % (вес.)	
	СО	14–30
	Н ₂	11–18
	СО ₂	10–12
	С _n Н _m	1–3
	О ₂	менее 5
	Н ₂	50–55
	смолы	0,04
	частицы	0,01
13	Содержание влаги в генераторном газе, % (вес.)	до 25
14	Расход сухого газа, м ³ /час (в номинальном режиме)	600
15	Максимальная зольность исходного сырья, %	5
16	Термический КПД, %	85
17	Габаритные размеры газогенератора, мм	5240x3100 x3040
18	Вес металлоконструкций (расчетный), т	11,5
19	Масса футеровки, т	8,8
20	Потребляемая электрическая мощность, кВт	не более 40

Технология «ENTIMOS»

В настоящее время в Финляндии разработана перспективная технология, сочетающая в себе преимущества газогенераторов прямого и обращенного процесса. Отличительная черта созданного

аппарата — наличие двух линий отборов газа. Генераторный газ (газ Б), выходящий из верхней части реактора, напрямую сжигается в котле с целью выработки тепловой энергии. Часть газа, отбираемого из средней части реактора (газ А), пройдя систему очистки, поступает в двигатель с турбонаддувом для производства электроэнергии, а часть — поступает в котел.

Сопутствующие продукты газификации — зола и смолы.

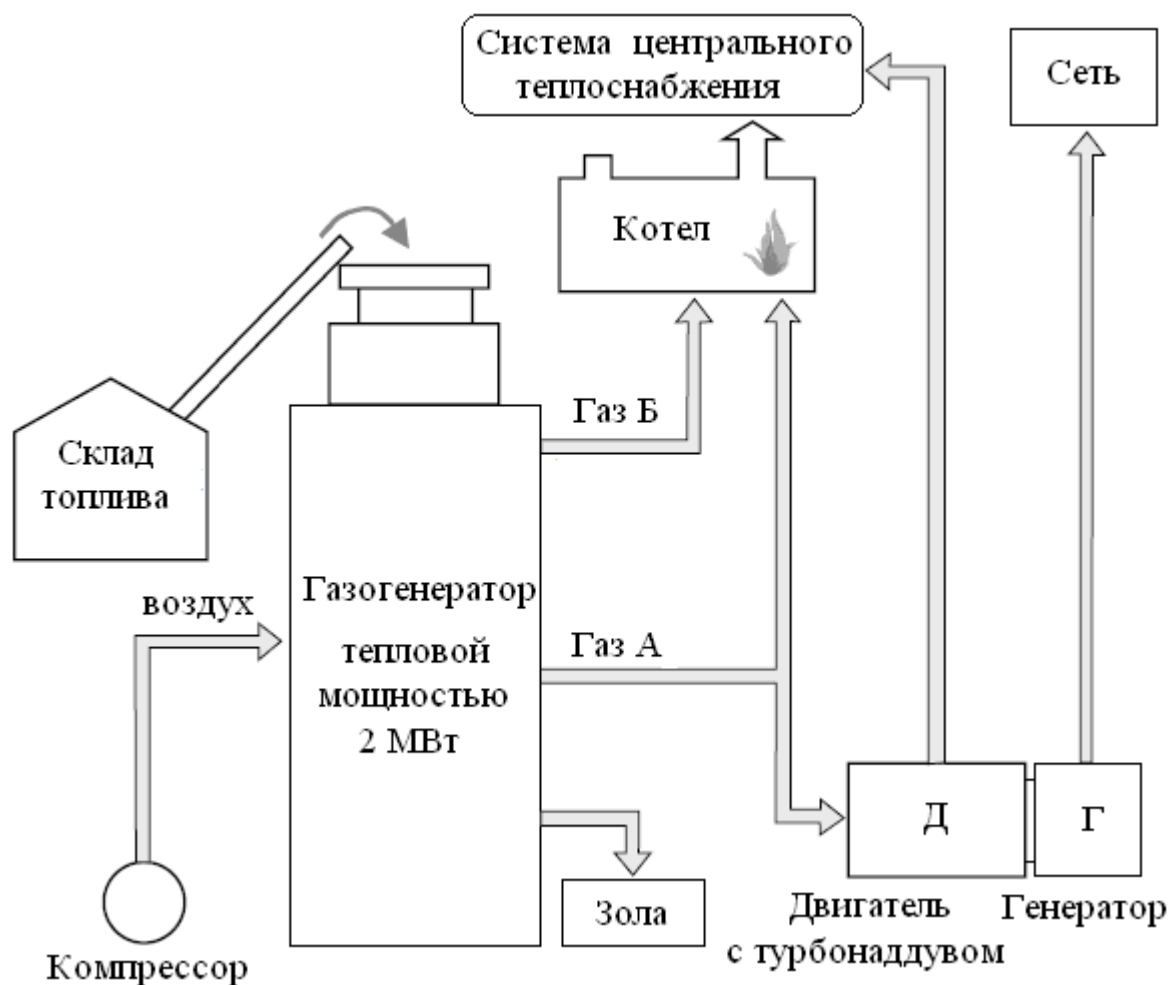


Рис. 2.10. Процесс газификации «ENTIMOS»

Главные особенности этого процесса:

- комбинация газогенератора прямого и обращенного процесса;
- инновационные система подачи топлива, колосниковая решетка и система золоудаления;

– возможность регулирования в широком диапазоне мощностей: 20...100 % от номинала.

Подобный газогенератор работает в составе установки для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в городе Тервола, Финляндия (The Tervola CHP plant). Станция была пущена в эксплуатацию в 2001 году. Газогенератор тепловой мощностью 2 МВт соединен с водогрейным котлом и двигателем. Отпуск тепловой энергии — 1,1 МВт, электрической — 450 кВт. В качестве топлива используются отходы предприятий деревообработки и лесозаготовки и торф.

Газогенераторы прямого процесса использовались в прошлом, в основном, на крупных стационарных установках для получения «топливного» газа для сжигания в топках котлов или генераторного газа для осуществления энерготехнологических процессов с выделением активных химических компонентов.

Генераторы обращенного процесса также широко использовались в 30–40-ых гг. в транспортных и стационарных установках для получения чистого газообразного топлива с последующим сжиганием в цилиндрах двигателей внутреннего сгорания или в камерах сгорания газовых турбин, хотя могут служить источником получения и чистого топливного газа для сжигания в топках котлов, сушилок и технологических печей.

Генераторные газы, получаемые в генераторах, работающих по обращенному процессу газификации, имеют более широкие области непосредственного энергетического и технологического использования, чем генераторные газы, получаемые в результате прямого процесса. Это объясняется меньшим количеством активных и вредных примесей в генераторных газах обращенного процесса, поскольку большая часть этих примесей термически разлагается под действием высоких температур при прохождении через зону горения и газификации. Кроме того, часть остающихся термостойких

примесей собирается на поверхности частиц золы и шлаков, образующихся из минеральной части исходных твердых топлив.

Многочисленные сравнительные анализы составов генераторных газов прямых и обращенных процессов газификации на древесном топливе и торфе показали, что содержание паров пиролизных смол, уксусной кислоты, фенола и других вредных и химически активных примесей в генераторном газе обращенного процесса в десятки и сотни раз меньше, чем в газе прямого процесса. Преимущества обращенного процесса в отношении чистоты генераторных газов особенно важны при газификации «молодых» твердых топлив, выделяющих при пиролизе смолы и кислоты в большом количестве [6].

Данное преимущество позволяет значительно упрощать технологические схемы использования генераторных газов, поскольку уменьшает количество аппаратуры для дополнительной очистки получаемых газов от агрессивных примесей и смол. Это позволяет, в частности, передавать газы, получаемые в результате обращенного процесса газификации, по трубопроводам на значительно большие расстояния, чем газы, получаемые в результате прямого процесса газификации.

По данным разработчиков газогенераторов прямого процесса газификации, например, системы «Bioneer», для передачи получаемого в таких газогенераторах газа по трубопроводам даже на территории предприятия необходима очистка газа от коррозионно-активных примесей. Следует, однако, иметь в виду, что генераторы обращенного процесса газификации имеют более сложную конструкцию, чем газогенераторы прямого процесса, особенно в части выполнения и подбора материалов колосниковой решетки, в части системы подсушки влажного исходного топлива и охлаждения получаемого газа.

В табл. 2.6 приведены сравнительные данные по составу генераторного газа, получаемому по прямому и обращенному процессу газификации.

Сравнительные данные по составу генераторного газа, приведенные в таблице, носят, в значительной степени, качественный характер, так как взяты из различных информационных источников [2, 7], однако дают представление о содержании вредных примесей.

Таблица 2.6

Сравнительные данные по составу генераторных газов при прямом и обратном процессах газификации древесины

Процесс	CO	H ₂	CH ₄	CO ₂	N ₂	смолы	Q_i^r
	% (об.)					г/м ³	МДж/м ³
обращенный	29,0	15,4	1,6	6,6	47,2	0,36	5,4
прямой	16,4	11,3	2,2	13,2	57	50-100	4,0

2.1.3. Газогенераторы поперечного процесса

При поперечном процессе газификации воздушное дутье подается внизу шахты газогенератора с одной стороны, а образующаяся парогазовая смесь (генераторный газ) отводится через отверстия на другой стороне шахты (рис. 2.11).

Эти газогенераторы были разработаны для газификации древесного угля и щепы при температуре процесса около 1500 °С. Главное преимущество — возможность работы при малых мощностях. Недостатки — низкая эффективность и высокое содержание смол в газе. Именно поэтому такие аппараты не получили широкого распространения.

По механизму процессов газификации, термохимического разложения и подсушки процесс газификации с поперечным дутьем занимает промежуточное положение, между прямым и обращенным процессами.

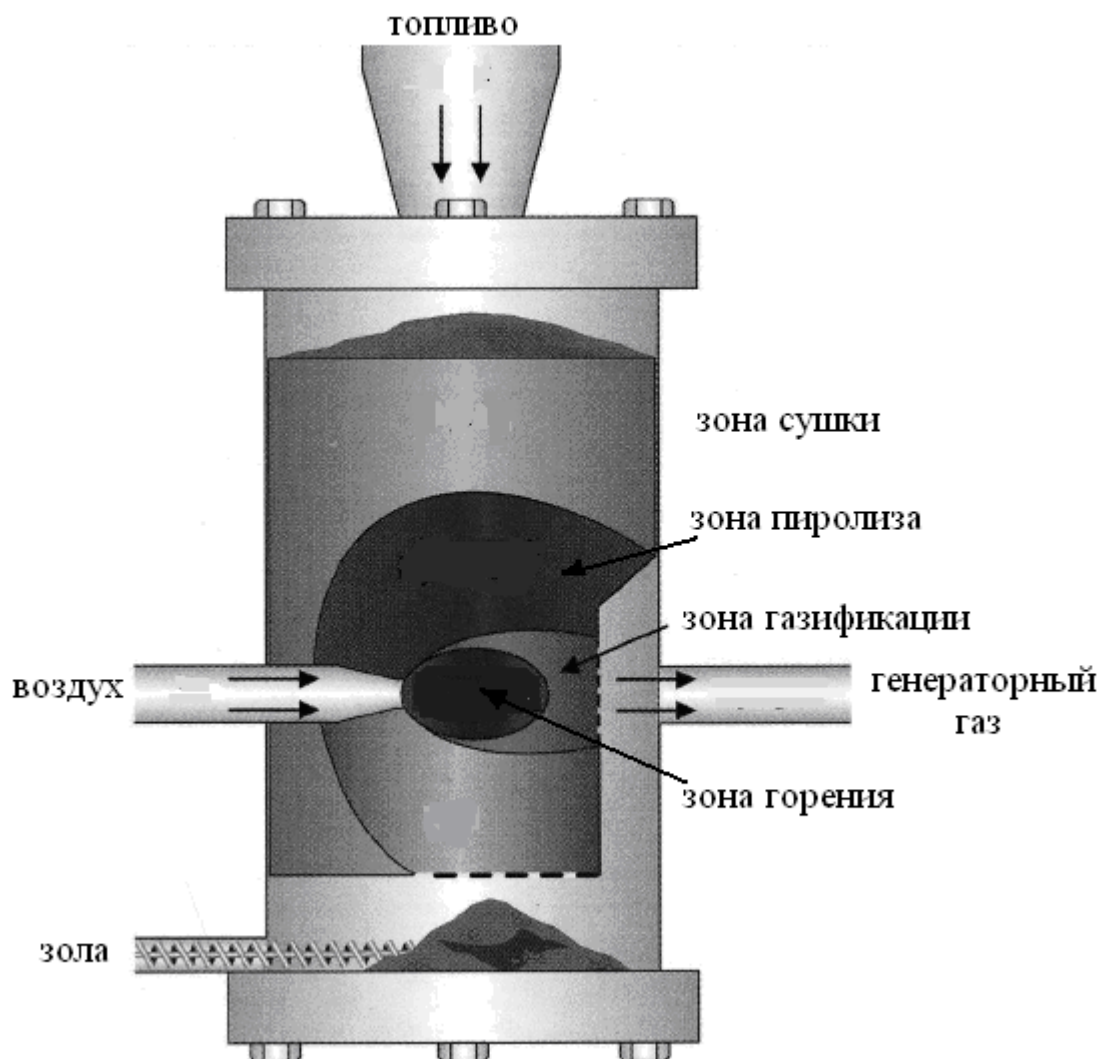


Рис. 2.11. Газогенератор поперечного процесса газификации

На данном рисунке вы можете видеть, что расположение зон при поперечном процессе газификации отличается от газогенераторов с обращенным или прямым процессом.

Таким образом, мы рассмотрели три основные технологии слоевой газификации растительной биомассы. Существует множество различных конструкций газогенераторов, в основе которых лежат три представленные технологии. В табл. 2.7 приведены главные характеристики и отличительные особенности этих технологий.

Таблица 2.7

Характеристики газогенераторов слоевого типа

Показатель	Газогенератор обращенного процесса	Газогенератор прямого процесса	Газогенератор поперечного процесса
Используемое топливо	древесина	древесина	бурый уголь, древесная щепка
Влажность, %	12, макс. 25	43, макс. 60	10–20
Зольность, %	0,5; макс. 6	1,4; макс. 25	0,5–1,0
Размер кусков топлива, мм	20–100	5–100	2–20
Температура горючего газа на выходе, °С	700	200–400	1250
Содержание смол, г/нм ³	0,015–0,5	30–150	0,01–0,1
Чувствительность к изменению нагрузки	чувств.	не чувств.	чувств.
КПД, %	65–76	70–85	40–60
Низшая теплота сгорания газа	4,5–5,0	5,0–6,0	4,0–4,5

2.2. СХЕМА ГАЗИФИКАЦИИ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

Метод газификации твердого топлива в кипящем слое, так называемый метод Winkler'a и его модификации, отличается от метода газификации в плотном слое тем, что в этом случае частицы топлива под действием паровоздушного или парокислородного потока совершают непрерывное движение в объеме шахты газогенератора [8, 9]. Такое движение существенно интенсифицирует процессы тепло- и массообмена между твердыми частицами и

горячей парогазовой средой, а также процессы термохимического разложения твердого топлива и образующихся нестабильных соединений. Это приводит к выравниванию полей концентрации и температуры по высоте и в поперечном сечении шахты, что благоприятно сказывается на всем процессе получения генераторных газов: увеличивается выход газа с единицы площади поперечного сечения шахты газогенератора, уменьшается количество нежелательных примесей в газе, выравнивается состав газов на выходе из шахты.

Следует указать, что практическая реализация этого метода несколько сложнее, чем метода слоевой газификации, из-за необходимости ограничения скорости паровоздушного дутья, выбора более мелких гранулометрических фракций топлива, образующихся в процессе получения генераторного газа, необходимости предварительной подсушки топлива, резкого сужения диапазона регулирования устойчивой работы. Как правило, исходное твердое топливо требует специальной подготовки (измельчения, фракционирования, сушки) перед подачей в шахту газогенератора с кипящим слоем, что существенно усложняет технологическую схему установки.

При введении в процесс газификации в кипящем слое инертного твердого теплоносителя осуществляется улавливание и возврат уносимого из верхней части шахты газогенератора твердого теплоносителя, оставшегося топлива и летучей золы в нижнюю часть шахты, то есть имеет место циркуляция твердого теплоносителя в газогенераторе. Такая схема организации процесса газификации в кипящем слое носит название «циркулирующего кипящего слоя» (ЦКС).

В случае аллотермической технологии получения горючего газа методом ЦКС требуется нагревание циркулирующего твердого инертного теплоносителя в специальном теплообменнике.

При автотермической технологии газификации подогрев циркулирующего твердого теплоносителя (как собственно и его присутствие) не является обязательным, а псевдооживление частиц топлива может осуществляться без рециркуляции, путем соответствующей организации подачи паровоздушного или парокислородного дутья.

Кроме того, процесс газификации в кипящем слое можно классифицировать по давлению:

- кипящий слой низкого давления;
- кипящий слой высокого давления.

2.2.1. Газогенераторы с кипящим слоем низкого давления

А. Циркулирующий кипящий слой (ЦКС)

Атмосферный газогенератор с ЦКС состоит из огнеупорной футеровки в области газификации, совмещенного циклона для сепарации циркулирующего агента из газа и возврата его в нижнюю часть газогенератора. Температура внутри реактора обычно находится в диапазоне 800...1000 °С, в зависимости от типа исходного топлива. Топливо подается в нижней части газогенератора на некоторой высоте над колосниковой решеткой. Процесс сушки и пиролиза происходят очень быстро, газообразные продукты, выделившиеся при этом, поднимаются вверх. Часть угольного остатка падает вниз, увеличивая плотность псевдооживленного слоя, а часть уносится потоком газа вместе с циркулирующим агентом в совмещенный циклон. Большинство твердых частиц в циклоне отделяется от газа и возвращается в нижнюю часть газогенератора, где угольный остаток догорает.

Газогенератор «Pyroflow»

В качестве примера на рис. 2.12 показана принципиальная схема газогенератора «Pyroflow» с ЦКС, разработанного фирмой А. Ahlstrom Oy. Первый газогенератор мощностью 35 МВт был

установлен в 1983 г. для обжиговой печи компании Wisa Forest Oy (Финляндия). После этого еще три газогенератора мощностью 17...27 МВт были установлены для использования получаемого газа в обжигowych печах в Швеции и Португалии. Несмотря на многочисленные технические проблемы в начале эксплуатации (засорение систем сушки и загрузки сырья, износ дробилок, коррозия и эрозия труб), все газогенераторы до сих пор работают. Попытки использования газогенератора «Pyroflow» в блоке с дизельным двигателем окончились неудачей, вследствие высокого уровня содержания смол в горючем газе.

Газогенератор состоит из собственно реакторной части *P* и соединенного с ней прямоточного циклона *Ц*. В качестве циркуляционной массы используется просеянный песок, который в процессе работы газогенератора заменяется массой, образовавшейся из золы топлива. Газифицируемое топливо с помощью питателя *П* вводится в реактор на уровне, где поднимающийся вверх газ уже почти не содержит свободного кислорода. В этом газовом потоке движется также значительный поток циркуляционной массы, несущей с собой большое количество теплоты, которое эффективно передает газифицируемому топливу. В результате топливо быстро высыхает и освобождается от летучих. Процесс идет при высокой температуре (900–1100 °С). Из реакторной части суспензия переходит в прямоточный циклон, где углистый остаток и зола топлива сепарируются от газа и по опускной трубе возвращаются в нижнюю часть реактора. Образовавшийся в реакторной части генераторный газ (*ГГ*) охлаждается в теплообменнике *ТО* до температуры около 700 °С, отдавая тепло дутьевому воздуху, который при этом нагревается до температуры порядка 400 °С. После *ТО* газ отводится для дальнейшего использования. Требуемый для газификации воздух подается в нижнюю часть реактора под воздухораспределительную решетку *ВР*. Над решеткой в нижней части реактора образуется зона богатая кислородом и горячим топливом, который естественно горит,

образуя тепло необходимое для поддержания процесса газификации. Зола топлива обогащает циркуляционную массу, при этом увеличивается давление воздуха под решеткой, тогда часть циркуляционного материала удаляется из реактора через систему золоудаления УЗ.

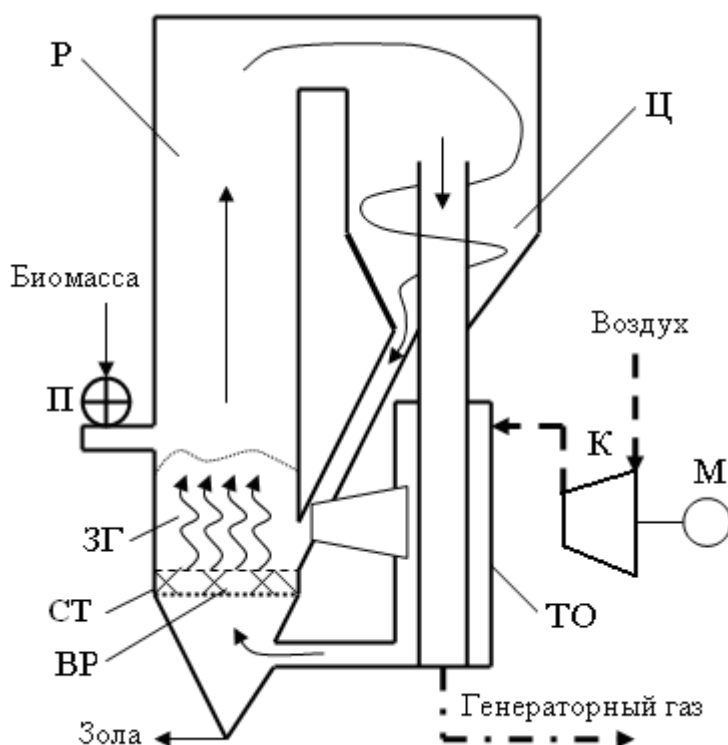


Рис. 2.12. Принципиальная схема газогенератора с ЦКС «Pyroflow»:

P — реактор; $Ц$ — циклон; $П$ — питатель; $ТО$ — теплообменник;
 $ВР$ — воздухораспределительная решетка; $СТ$ — слой топлива;
 $ЗГ$ — зона горения; $К$ — компрессор; $М$ — двигатель;
 $ВР$ — воздухораспределительная решетка

Согласно проспекту фирмы A.Ahlstrom, получаемый в данном газогенераторе газ содержит практически всю теплоту, подведенную вместе с топливом в газогенератор. Потери теплоты с топливом, попавшим в золу, не превосходят величины 2 % от поданной внутрь теплоты.

Теплота сгорания газа $7,2 \text{ МДж/нм}^3$. Распределение энергии в сухом газе следующее: 85 % — химическая энергия; 15 % — физическая теплота.

Для реализации данной технологии в качестве топлива подходит только древесная биомасса и чистая горючая часть отходов. Это связано с тем, что большое количество золы вместе с генераторным газом попадает в установку, где используется данный газ.

Примером установки, разработанной на основе газогенераторов ЦКС, является станция, построенная в 1998 году в городе Лахти, Финляндия (The Kymijarvi Power Plant) (рис. 2.13).

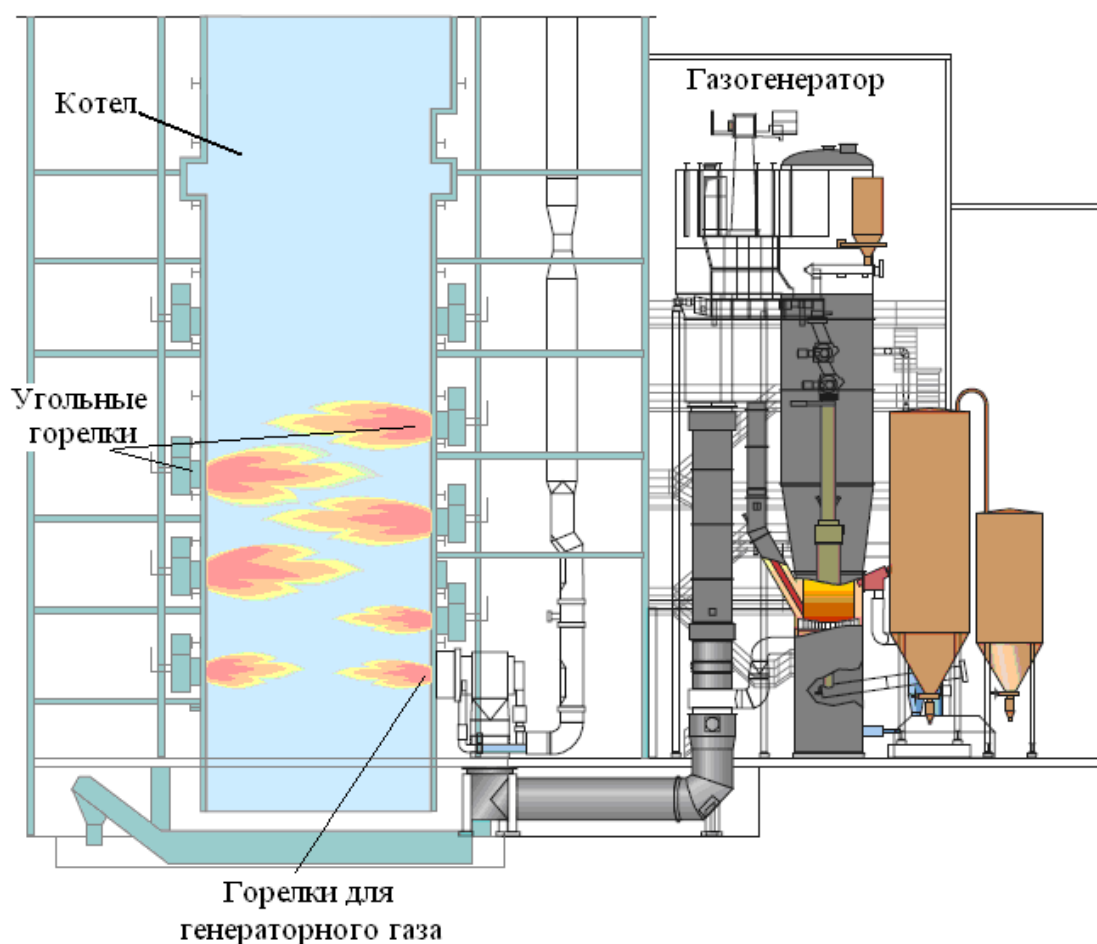


Рис. 2.13. Электростанция в г. Лахти (The Kymijarvi Power Plant)

Станция вырабатывает 167 МВт электрической и 240 МВт тепловой энергии для снабжения города. Газогенератор атмосферного

давления с циркулирующим кипящим слоем был присоединен к существовавшему котлу, паропроизводительностью 125 кг/с. Вырабатывается пар двух уровней давления: 540 °С / 17 МПа, 540 °С / 4 МПа.

Производительность газогенератора по топливу (древесная биомасса и чистая горючая часть отходов) составляет около 300 ГВт·ч/год.

Преимуществом такого газогенератора, одновременно и главной отличительной особенностью, является то, что газогенератор перерабатывает топливо без сушки. Влажность загружаемого топлива может достигать 60 %. Мощность таких газогенераторов находится в диапазоне 40...70 МВт в зависимости от влажности и теплоты сгорания исходного топлива.

В газогенераторе топливо переводится в горючий газ при температуре 850 °С и атмосферном давлении. Состав получаемого низкокалорийного генераторного газа представлен в табл. 2.8.

Таблица 2.8

CO	H ₂	C _n H _m	CO ₂	N ₂	H ₂ O	Q_s^r
% (об.)						МДж/нм ³
4,6	5,9	3,4	12,9	40,2	33	2,0...2,5

Полученный горючий генераторный газ очищается в совмещенном с газогенератором циклоне. Далее, немного охлаждаясь в теплообменнике, он поступает в энергетический котел, где сжигается в двух газовых горелках, расположенных непосредственно под угольными. Нагреваемый в теплообменнике за счет теплоты горячего генераторного газа воздух, подается на газификацию. Генераторный газ замещает примерно 15 % угля, потребляемого котлом.

При сжигании топлива в газогенераторе большая часть образовавшейся золы направляется вместе с горючим газом в

угольный котел. Другие виды потенциального топлива такие, как промышленные и муниципальные отходы, могут содержать большое количество хлоридов, щелочных металлов и других активных компонентов, которые приводят к коррозии и шлакованию поверхностей котла. Поэтому их использование в газогенераторе очень ограничено.

С 1997 года VTT занимается изучением и разработкой методов горячей очистки генераторного газа для удаления разного рода загрязнителей из газа при газификации в газогенераторах с ЦКС различного исходного топлива.

На рис. 2.14 приведена схема очистки генераторного газа, разработанная фирмой «Foster Wheeler» специально для станции в г. Лахти.

Генераторный газ сначала охлаждается воздухом, идущим на газификацию, и питательной водой котла высокого давления. Охлажденный газ очищается в системе сухой очистки, которая включает в себя фильтрацию газа при температуре 400 °С и удаление хлоридов с помощью сорбентов. $\text{Ca}(\text{OH})_2$ вводится в газ перед фильтрами для связывания HCl . Очищенный генераторный газ подается в газовые горелки.

Включение в схему системы очистки дало возможность расширить диапазон используемых топлив.

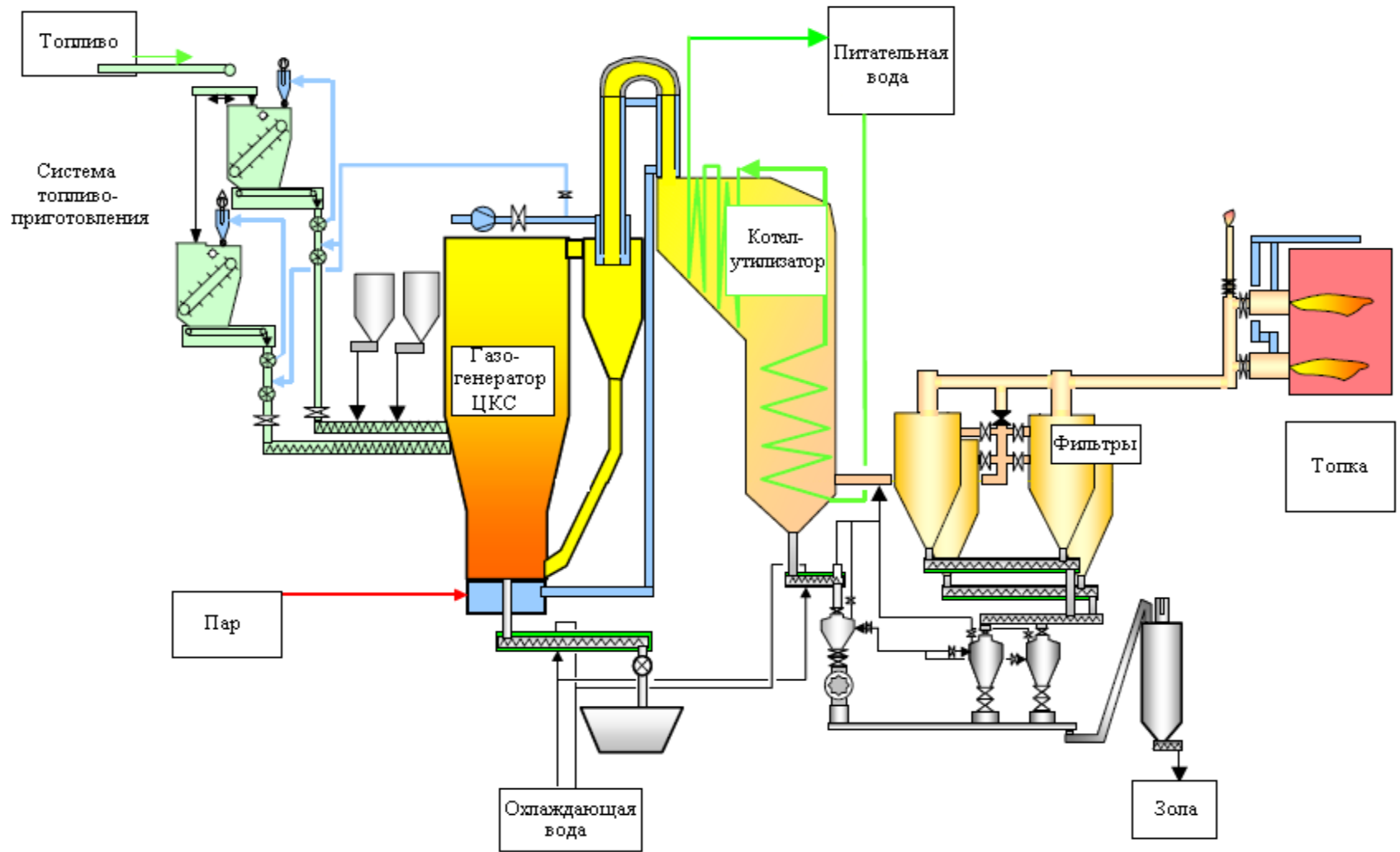


Рис. 2.14. Схема очистки генераторного газа

Б. Взвешенный (псевдооживленный) кипящий слой (ВКС)

Газогенератор взвешенного кипящего слоя похож на газогенератор ЦКС тем, что в обоих аппаратах имеется слой из инертной засыпки (обычно песок, известняк, доломит), который переходит во взвешенное состояние под действием дутья, поступающего снизу через колосниковую решетку.

Разница между циркулирующим и взвешенным кипящим слоем состоит в разных скоростях дутья. Для создания взвешенного кипящего слоя выбирается скорость дутья, равная скорости псевдооживления, которой достаточно, чтобы поддерживать частицы топлива во взвешенном состоянии. При этом каждая частица псевдооживленного слоя будет иметь одинаковую температуру. При возрастании температуры на каком-то участке этого слоя будет происходить выравнивание температуры всего слоя. Однако по сравнению с газогенераторами ЦКС, в которых эффективность перемешивания топлива, инертной засыпки и газифицирующего агента очень велика, это выравнивание температуры будет происходить медленнее.

При введении свежего топлива в псевдооживленный слой, оно приходит в контакт с горячим материалом, в результате чего осуществляется его быстрый нагрев и пиролиз. В идеальном случае температура слоя должна быть такой, чтобы исключить шлакообразование зольной части сырья и вместе с тем обеспечить достаточное окисление органической части сырья, т. е. ниже 1150 °С, но выше 850 °С.

Важными преимуществами газогенераторов с кипящим слоем перед газогенераторами с псевдооживленным слоем являются лучшая конверсия углерода топлива и меньшее количество смол в горючем газе.

На рис. 2.15 представлены схемы организации процессов газификации в псевдооживленном и кипящем слое.

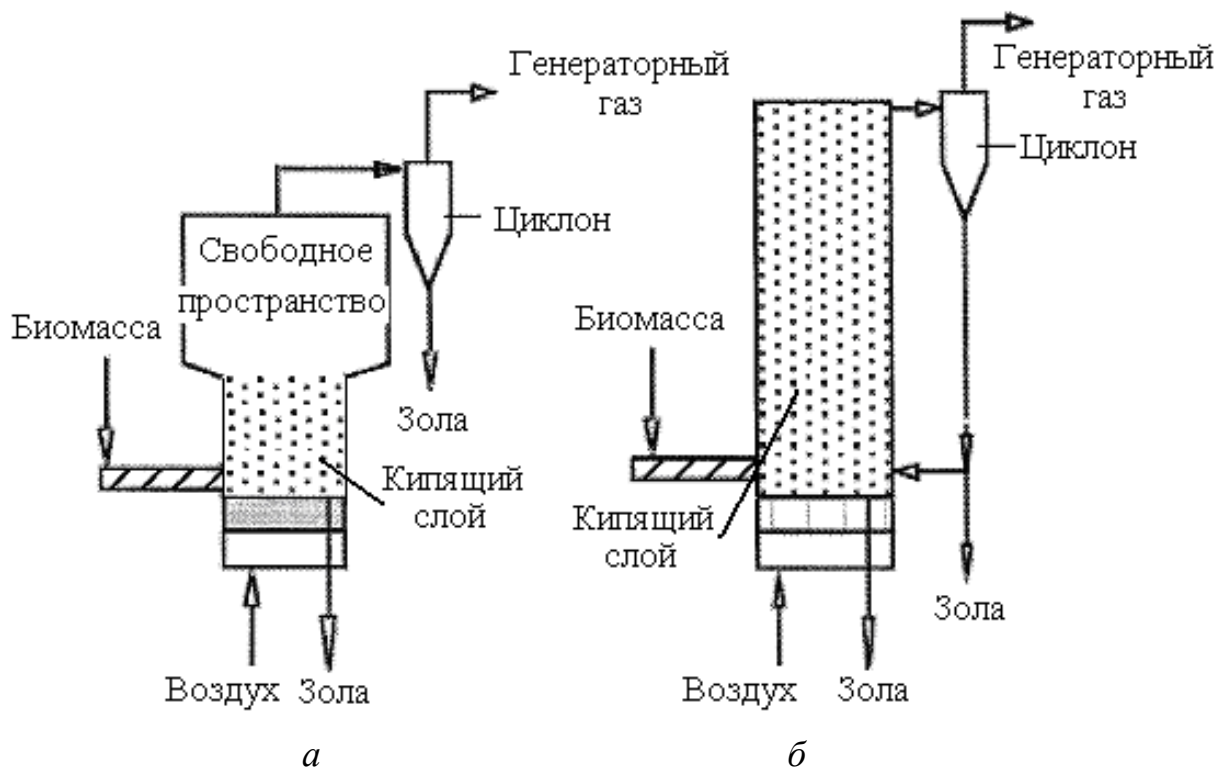


Рис. 2.15. Схемы организации процессов газификации:

а — псевдоожиженный слой; *б* — кипящий слой

Для обеспечения надежности процесса газификации в псевдоожиженном кипящем слое, к топливу предъявляются строгие требования: биомасса должна быть подсушена до влажности 10...15 % и измельчена до размера частиц 20...60 мм. Это связано с тем, что влажность топлива может вызвать загрязнение системы топливоподачи и уменьшение теплоты сгорания горючего газа, а крупное топливо может вызвать нарушение слоя.

Таким образом, несмотря на то, что в реакторах с псевдоожиженным слоем обеспечивается хороший контакт углерода и кислорода, для повышения их эффективности возникает необходимость в предварительной обработке сырья, а в некоторых случаях в дополнительной газификации остатка.

Поэтому широкое внедрение реакторов с псевдоожиженным слоем ограничивается низкой эксплуатационной эффективностью и высокими капитальными затратами.

Технологию взвешенного кипящего слоя целесообразно использовать с экономической точки зрения в установках мощностью 15...40 МВт, в то время как ЦКС при мощностях 40...100 МВт. В этой технологии может быть использована такая же технология очистки, как и в схемах с газогенераторами ЦКС.

Первая станция с газогенератором взвешенного кипящего слоя в Финляндии была реализована в г. Варкауc (рис. 2.16). В газогенераторе тепловой мощностью 40 МВт в качестве топлива используются непригодные для вторичной переработки материалы, содержащие пластик и алюминий. Процесс организован таким образом, что первоначально из полученного генераторного газа удаляется алюминий, который в дальнейшем формируется в брикеты, а затем этот газ сжигается в паровом котле.

В табл. 2.9 приведены сравнительные показатели по выбросам пыли и летучей золы с дымовыми газами при работе данной станции на различном виде топлива.

Таблица 2.9

Выбросы пыли и летучей золы с дымовыми газами

Топливо	Выбросы пыли, г/ч	Выбросы летучей золы, кг/ч
Отходы	433	30
Уголь	4750	700
Торф	5520	400
Древесные отходы	5520	200

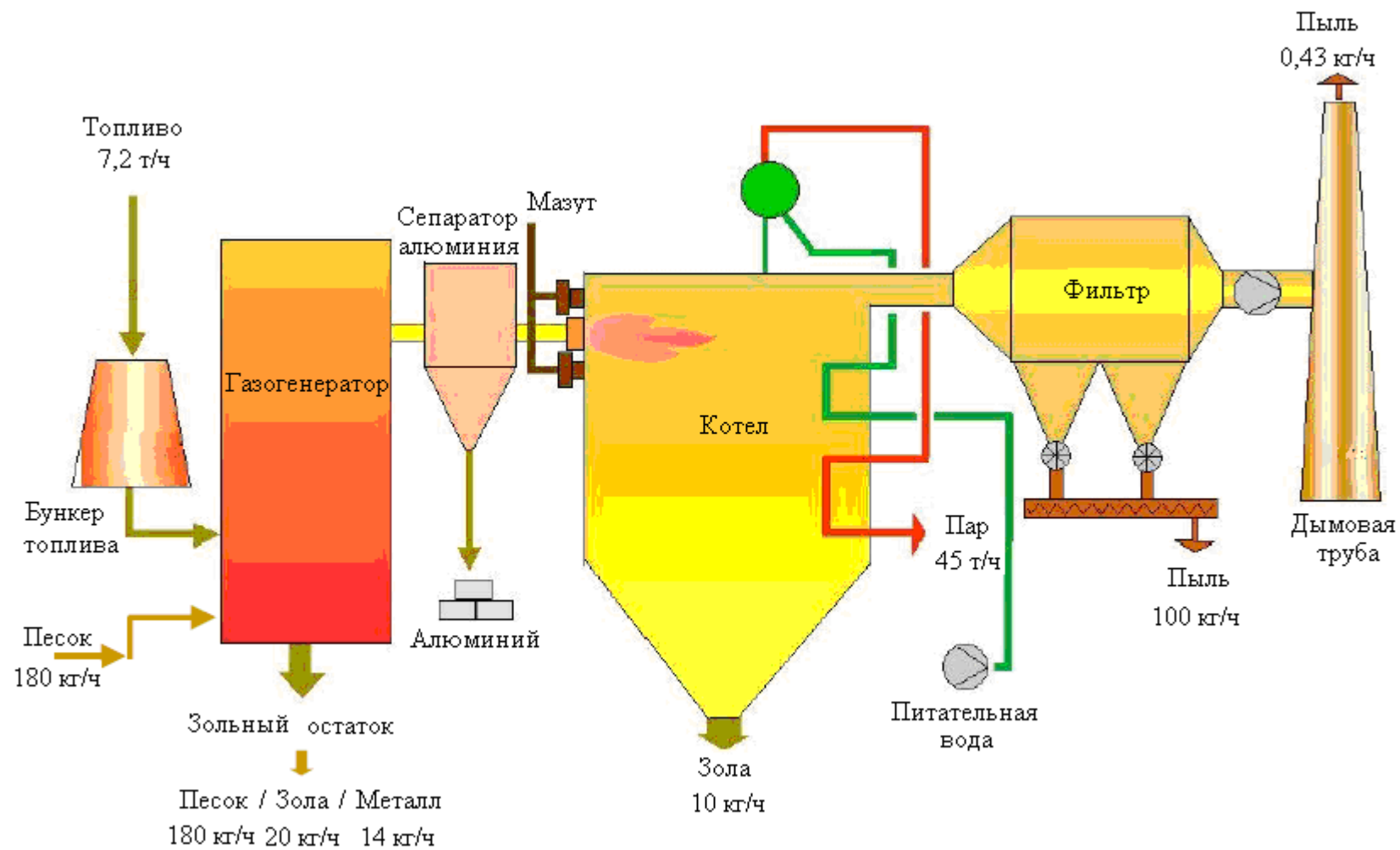


Рис. 2.16. Схема электростанции в г. Варкаус

2.2.2. Газогенераторы с кипящим слоем под давлением

Газогенераторы такого типа используются, как правило, в составе станций IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) мощностью 30...100 МВт для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В этом диапазоне мощностей для станций газификация кислородом и многоступенчатая система очистки газа не является целесообразной с экономической точки зрения. Следовательно, при небольших мощностях необходимо использовать более простую технологию газификации. Альтернативным вариантом является использование упрощенного процесса: газификация воздухом и последующая горячая очистка газа.

При реализации самой простой технологии IGCC, биомасса газифицируется в псевдоожиженном или в циркулирующем кипящем слое при температуре 800...1000 °С и давлении 1,8...2,5 МПа. Получаемый генераторный газ первоначально охлаждается до температуры 350...550 °С, а затем очищается от твердых частиц и конденсирующихся смол и щелочных металлов в керамическом фильтре. После системы очистки газ поступает в камеру сгорания газовой турбины.

Наиболее сложные технические вопросы этого процесса связаны:

- с возникновением при газификации различного сырья загрязняющих веществ (твердые частицы, щелочи, смолы и азотсодержащие компоненты);

- с определением приемлемых с экологической и экономической точек зрения систем очистки газа.

Практически полное удаление твердых частиц и щелочей из газа требуется для защиты лопаток газовых турбин от коррозионного и эрозионного износа. В некоторых условиях эксплуатации смолы могут конденсироваться в газоохладителях или в керамических фильтрах, нарушая, таким образом, работу системы очистки.

Технология газификации биомассы под давлением прошла успешные испытания в период 1993...2000 гг. Первая станция с газогенераторами такого типа была построена в г. Варнамо, Швеция в 2000 г. (The Värnamo Power Plant, Sweden). Описание этой установки будет представлено в гл. 6.

На многих электростанциях средней и большой мощности с газификацией биомассы используются газогенераторы с циркулирующим кипящим слоем. Основные причины этого заключаются в том, что газогенераторы с ЦКС имеют высокую пропускную способность и могут работать на биомассе с различными характеристиками. Однако не нужно забывать, что система очистки газа от смол является обязательной перед установками, использующими охлажденный генераторный газ [10].

В табл. 2.10 приведены примеры газогенераторов кипящего слоя, находящихся в эксплуатации в настоящее время. Все газогенераторы работают на древесине и производят генераторный газ низшей теплоты сгорания 4...6 МДж/м³ [10].

Таблица 2.10

Электростанции большой и средней с газогенераторами кипящего слоя на растительной биомассе

Место расположения станции	Газогенератор (мощность, тип, производитель)	Топливо	Потребители газа	Год ввода в эксплуатацию
Ruedersdorf, Германия	100 МВт, АЦКС, Lurgi	древесина, лигнин, отходы	печи	1996
Pietarsaari, Финляндия	35 МВт, АЦКС, FW	кора, древесина, отходы	печи	1983
Norrsundet, Швеция	27 МВт, АЦКС, FW	кора, древесина, отходы	печи	1985

Окончание табл. 2.10

Rodao Mill, Португалия	17 МВт, АЦКС, FW	кора, древесина, отходы	печи	1986
Zeltweg, Австрия	10 МВт, АЦКС, АЕЕ	древесина	совместное сжигание в котле	1997
Lahti, Финляндия	40–70 МВт, АЦКС, FW	древесина	паровой котел	1997
Geertruidenberg, Голландия	80 МВт, АЦКС, Lurgi	древесные отходы	совместное сжигание в котле	2000
Ruien, Бельгия	86 МВт, АЦКС	древесные отходы	совместное сжигание в котле	2002
Greve-in-Chianti, Италия	2×15 МВт, АЦКС, TPS	отходы	в схеме ТЭС	1993
Hawaii, США	взвешенный КС под давлением	отходы	Разработка системы очистки	1995
Värnamo, Швеция	18 МВт, ЦКС под давлением, FW	отходы, древесина	IGCC	1993
Tampere, Финляндия	7 МВт, взвешенный ЦКС под давлением, Carbona	древесина	IGCC	неизвестно
Aire Valley, Англия	8 МВт, АЦКС, TPS	древесина (только ива, тополь)	IGCC	2001
Gussing, Австрия	8 МВт, FICFB	древесная щепа	Газовый двигатель	2001

КС: кипящий слой; ЦКС: циркулирующий кипящий слой; АЦКС: газогенератор атмосферного давления с циркулирующим кипящим слоем; FICFB: быстрый внутренний циркулирующий кипящий слой FW: Foster Wheeler; АЕЕ: Austrian Energy & Environment; TPS: Termiska Processor AB.

2.2.3. Двухступенчатые аллотермические газогенераторы кипящего слоя

Преимущество аллотермической газификации биомассы состоит в том, что получаемый генераторный газ имеет большую теплоту сгорания, чем газ, полученный при автотермической процессе. Аллотермическая газификация требует подвода дополнительного количества теплоты для процесса газификации. В качестве газифицирующего агента используется пар.

Была разработана система, состоящая из двух реакторов кипящего слоя, которая позволяет отказаться от использования внешнего источника теплоты. В одном реакторе происходит процесс газификации биомассы, а в другом — сжигание углистого остатка. Передача теплоты, полученной в зоне горения, в зону газификации осуществляется с песком, циркулирующим между этими двумя реакторами. Преимущество такого процесса заключается в том, что производится генераторный газ с низким содержанием азота.

Примером такой системы служит газогенератор «SilvaGas» мощностью 44 МВт, который был разработан в США (рис. 2.17).

Биомасса подается в реактор для газификации, где она перемешивается с песком и паром. Песок, выступающий в роли теплоносителя, и угольный остаток отделяются в первом циклоне от генераторного газа, подаваемого в котел, и сбрасываются в камеру сгорания. Песок в камере сгорания нагревается за счет теплоты, выделившейся при взаимодействии угольного остатка с воздухом. Во втором циклоне генераторный газ отделяется от песка, который затем возвращается в зону газификации. Температура в газогенераторе около 815 °С, а в зоне горения — 980 °С.

Технология быстрого внутреннего циркулирующего кипящего слоя (FICFB) была разработана в Венском университете и является еще одним примером аллотермического процесса газификации. В этом

процессе газификация биомассы (паром) и сжигание угольного остатка разделены.

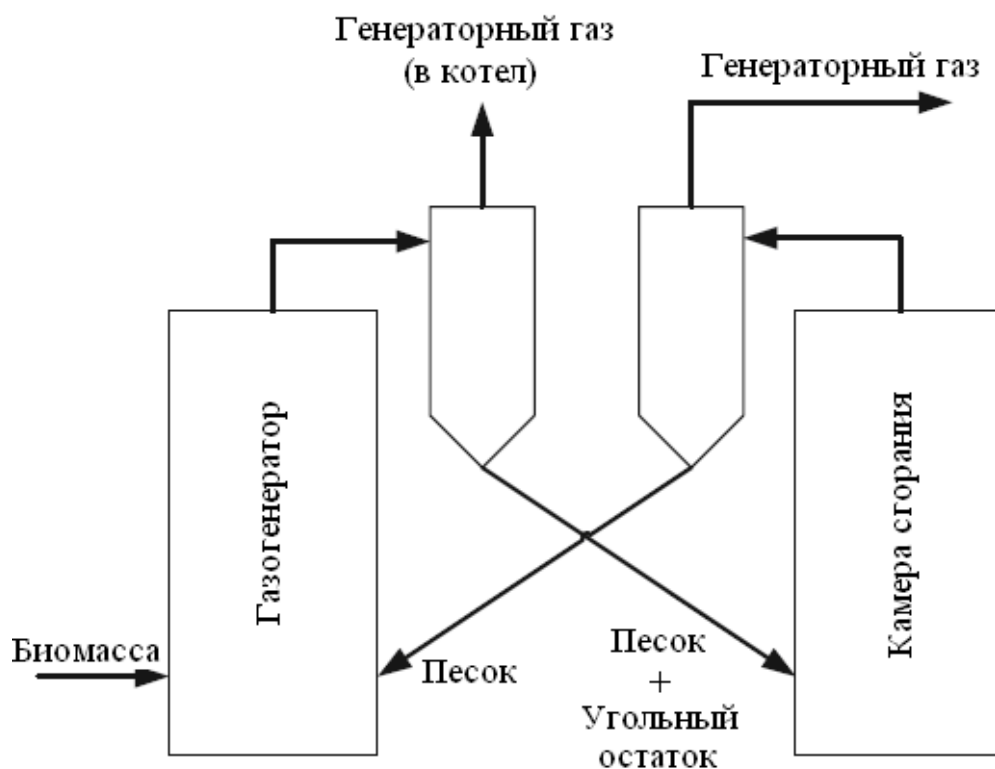


Рис. 2.17. Двухступенчатый газогенератор «SilvaGas»

Станция комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, основанная на этой технологии, была построена в г. Гёссинг, Австрия. Подробное описание этой станции будет приведено в гл. 6.

2.3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЛОЕВЫХ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ И ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ КИПЯЩЕГО СЛОЯ

В табл. 2.11 представлена сравнительная характеристика слоевого газогенератора и газогенератора кипящего слоя, основанная на имеющемся опыте эксплуатации подобных установок во всем мире, на используемой технологии и т. д.

Таблица 2.11

Сравнение слоевого газогенератора и газогенератора кипящего слоя

Слоевой газогенератор	Газогенератор кипящего слоя
1. Технология	
<p>(–) неравномерное распределение температуры топлива в слое;</p> <p>(–) ярко выражена область эндотермических реакций;</p> <p>(–) теплообмен затруднен;</p> <p>(–) возможность плавления золы;</p> <p>(–) время пребывания топлива в реакторе: от нескольких часов до нескольких дней;</p>	<p>(+) равномерное распределение температуры топлива по всему объему газогенератора;</p> <p>(+) тепловыделение распределено в объеме реактора;</p> <p>(+) хороший теплообмен;</p> <p>(+) хороший контакт топлива с окислителем за счет смешивания;</p> <p>(+) время пребывания топлива в реакторе: от нескольких секунд до нескольких минут;</p>
2. Опыт эксплуатации	
<p>(+) простота, надежность и возможность использования разных топлив;</p> <p>(+) протекающие процессы однотипны для агрегатов разной мощности;</p>	<p>(+) возможность использования газогенераторов для широкого диапазона мощностей;</p> <p>(+) при использовании большинства видов топлив обеспечивается надежность и безопасность;</p>
3. Газогенератор	
<p>(–) малая мощность установок;</p> <p>(–) длительное время пребывания топлива в реакторе;</p> <p>(+) диапазон регулирования мощностей 20–110 %;</p> <p>(+) возможна работа на очень низких нагрузках;</p> <p>(–) время прогрева велико;</p>	<p>(+) широкий диапазон мощностей установок;</p> <p>(+) малое время пребывания топлива в газогенераторе;</p> <p>(+) диапазон регулирования мощностей 50–120 %;</p> <p>(–) снижение мощности ограничено скоростью витания частиц топлива;</p> <p>(+) легок в пуске и останове, время прогрева мало;</p>

Слоевой газогенератор	Газогенератор кипящего слоя
4. Качество получаемого газа	
(–) газ может содержать смолы, фенолы и кислоты; (+) газ может быть использован для прямого сжигания; (–) низкая температура газа; (+) небольшой унос золы; (+) малая концентрация пыли в газе;	(–) газ может содержать смолы, фенолы и кислоты; (+) газ может быть использован для прямого сжигания; (–) температура газа схожа с температурой в объеме реактора; (–) большой унос золы; (–) большая концентрация пыли;
5. Эффективность конверсии углерода	
(+) конверсия углерода велика; (+) требуется меньшее количество окислителя;	(+) конверсия углерода велика;
6. Требуемая скорость дутья	
(+) не требуется высокая скорость дутья;	(–) необходима высокая скорость дутья для обеспечения кипящего слоя;
7. Инвестиции	
(–) инвестиции велики и чем больше мощность, тем больше инвестиции	(+) инвестиции не велики

2.4. СХЕМА ГАЗИФИКАЦИИ В ПЫЛЕВОМ ПОТОКЕ

Газификация в пылевом потоке — это наиболее распространенный процесс для газификации угля. Несмотря на увеличивающийся интерес к использованию газогенераторов кипящего слоя, есть некоторые случаи, когда используется газификация биомассы в пылевом потоке.

К примеру, технология «Choren», которая сочетает низко температурный пиролиз и двухступенчатый газогенератор пылевого потока (рис. 2.18).

Название этой технологии складывается из: Carbon, Hydrogen, Oxygen и RENEwable.

Биомасса влажностью 15–20 % подается в перемешивающий горизонтальный низкотемпературный газогенератор, где подвергается пиролизу при температуре 400...500 °С. Образовавшиеся при этом пиролизный газ, состоящий из летучих компонентов и смол, и угольный остаток отводятся отдельно. Газ подается в первую часть высокотемпературного газогенератора (Carbo-V-gasifier), где смешивается с кислородом и паром при температуре 1400 °С. При этой температуре зола переходит в расплавленное состояние, сложные углеводороды разделяются на СО и Н₂, а летучие компоненты превращаются в синтез-газ. На выходе получаем газ, не содержащий смол.

Угольный остаток после низкотемпературного газогенератора сначала подвергается дроблению, а затем в виде пыли подается в нижнюю часть высокотемпературного реактора, где газифицируется в пылевом потоке, созданном горячим газом, поступающим из первой части этого газогенератора.

На выходе из высокотемпературного газогенератора получаем газ с высокой теплотой сгорания и температурой порядка 800 °С, не имеющий в своем составе смол. Далее этот газ охлаждается в теплообменнике. Образовавшийся пар идет на технологические нужды или на выработку электрической энергии.

После теплообменника газ попадает в пылеуловитель, где очищается от частиц золы и угольного остатка, которые возвращаются в высокотемпературный газогенератор, а газ подается в скруббер для дальнейшей обработки. Содержащиеся в газе хлориды и сера вымываются путем распыления жидкости в потоке газа.

Полученный таким образом синтез-газ готов для использования в процессе «Fisher-Tropsch», в результате осуществления которого можем получить жидкое топливо (биотопливо).

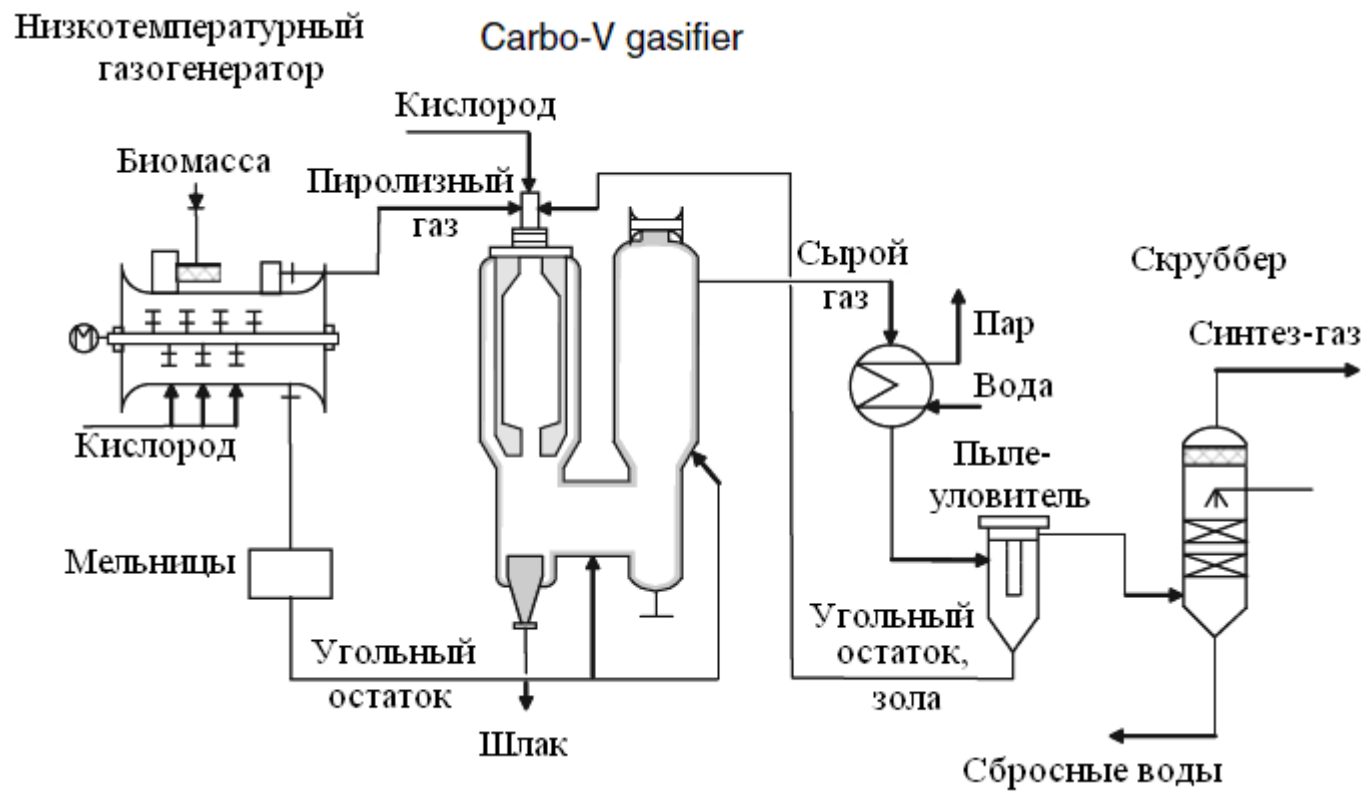


Рис. 2.18. Технология «Choren»

В целом для маломощных газогенераторных установок (до 10 МВт), учитывая низкие требования к обслуживающему персоналу, минимальные затраты на подготовку топлива, широкий диапазон регулирования производительности можно, вероятно, считать, что наиболее эффективным и надежным является использование газогенераторов слоевого метода газификации.

Все типы газогенераторов, работающих по методу газификации в кипящем слое, имеют при одинаковом размере шахты газогенератора производительность в 10–12 раз большую, чем газогенераторы с неподвижным слоем. Максимальная интенсивность переработки каменного угля достигает 6–10 т/(м²·час). Тем не менее, присущие этому методу недостатки (жесткие требования к фракционному составу топлива, большой унос непрореагировавшего топлива с генераторным газом и др.) ограничивают область его реализации достаточно крупными стационарными газогенераторными установками, работающими в базовом режиме, и имеющими квалифицированный персонал.

3. ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИДОВ БИОМАССЫ

Состав растительной биомассы, а, следовательно, и ее физико-технические характеристики зависят от происхождения. Существенное влияние на процесс газификации оказывают такие характеристики биомассы как влажность и зольность.

Влага может быть конденсированной и абсорбированной, причем количество последней зависит от влажности окружающей среды. В древесине и тростнике содержание влаги может достигать 50 % [9]. Сельскохозяйственные отходы, такие, как солома, содержат около 10–12 % воды. Влага снижает эффективность и экономичность при использовании растительной биомассы в качестве топлива, также увеличиваются затраты на транспортировку.

Содержание минеральных веществ в растительной биомассе меняется в широком диапазоне. В древесине содержится порядка 0,5 % золы, состоящей в основном из карбонатов, солей карбоновых кислот и небольшого количества кремния, а в рисовой лузге до 30 % золы [11]. Нерастворимые в воде неорганические соединения уменьшают теплосодержание биомассы.

При обобщении физико-технических характеристик различных видов биомассы были использованы новые результаты собственных исследований ряда сельскохозяйственных отходов (лузга семян подсолнечника, рисовая шелуха, костра, шелуха овса), отходов гидролизной промышленности (гидролизный лигнин), а также результаты опытов ВТИ и данные зарубежных авторов.

Древесные отходы деревообрабатывающей промышленности

Ниже приведены полученные типичные характеристики кородревесных отходов Архангельского ЦБК.

Учитывая, что топливо представляет собой неоднородную массу, определялись средневзвешенные значения технических характеристик. Зольность топлива определялась по ГОСТ 1.1.022–90, влажность по ГОСТ 27314-91, выход летучих по ГОСТ 6382–91, углерод и водород по ГОСТ 24081-88, сера по ГОСТ 8606-93, а кислород по разности: 100 % минус сумма компонентов. Теплота сгорания определялась по ГОСТ 147–95.

Результаты анализов в расчете на рабочую массу представлены в табл. 3.1. Элементный состав золы топлива определен по ГОСТ 10538. Результаты анализа приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.1

Таблица 3.2

Физико-технические
характеристики
кородревесных отходов ЦБК

Элементарный состав золы

Наименование	Показатель
Влажность, %	47,2
Зольность, %	1,4
Углерод, %	29,85
Водород, %	1,90
Сера, %	0,05
Азот, %	0,32
Кислород, %	9,28
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	8770

Соединение	Количество, %
SiO ₂	26,58
TiO ₂	0,74
Al ₂ O ₃	4,7
Fe ₂ O ₃	3,97
CaO	44,96
MgO	6,12
SO ₃	0,14
Na ₂ O+K ₂ O	Менее 12,8

Состав топлива и золы на других ЦБК на сухую массу несущественно отличается от приведенного в табл. 3.1 и 3.2. Влажность может меняться от 45 % до 60 %.

Отходы деревообрабатывающих комбинатов, как правило, представляют собой сухие опилки, стружку и кусковые отходы. Этот тип отходов характерен для деревообрабатывающих комбинатов,

производящих двери окна и другую высокотехнологическую продукцию. Отходы представляют собой сухие опилки, стружку и щепу. Исключение представляет мелкодисперсная пыль от шлифовки ДСП, содержащая абразивные материалы и смолы. Влажность отобранной пробы отходов с пункта сбора на открытом воздухе составила около 27 %, а рабочая теплота сгорания около 17,2 МДж/кг. Учитывая возможное увеличение влажности в осенне-зимний период, для ориентировочных расчетов принята калорийность топлива 16,75 МДж/кг при влажности 10 %.

Удельный вес отобранной пробы составляет всего 150 кг/м³. Около половины отходов являются «мягкими» с размерами частиц порядка 0,2–1 мм; остальные — стружка и щепы с максимальным размером до 50 мм.

Сельскохозяйственные отходы

Теплотехнические характеристики подготовленных проб отходов определялись нами по стандартным методикам: теплота сгорания — ГОСТ 147, зольность ГОСТ 11022, влага — ГОСТ 27314. В табл. 3.3 приведены результаты технического анализа ряда аналитических проб (воздушная сушка в размолотом состоянии). По-видимому, в реальных условиях сельскохозяйственных производств влажность может быть несколько выше (на 2–4 %) приведенной в табл. 3.3, а теплота сгорания, соответственно, ниже. Различие в зольности определяется наличием посторонних неорганических включений.

В литературе приводятся следующие данные по низшей теплоте сгорания ряда аналогичных материалов: костра льняная — 15,9 МДж/кг, коробочка хлопчатника (чингалак) — 14,3 МДж/кг, стебли хлопчатника (гузопая) — 14,5 МДж/кг, лузга рисовая — 13,3 МДж/кг, лузга подсолнуха — 15,4 МДж/кг, солома — 15,7 МДж/кг.

Таблица 3.3

Физико-технические характеристики сельскохозяйственных отходов

Показатель	Вид отходов			
	Костра (канатная фабрика)	Лузга подсолнечника (Ставрополь, Пологи)	Шелуха овса (Челябинск)	Шелуха проса (Тамбов)
Влажность, W^r , %	7,2	8,11	10,0	6,4
Зольность, A^r , %	2,0	2,17	4,5	9,0
Теплота сгорания Q_i^r , МДж/кг	15,9	17,1	14,7	15,4

Таким образом, теплота сгорания сельскохозяйственных отходов меняется в узких пределах, от 13,4 до 17,1 МДж/кг, и является довольно высокой. Влажность естественных отходов находится на уровне 10 %, а зольность не превышает 5 %.

Для оценочных расчетов можно принимать значение теплоты сгорания около 15,5 МДж/кг, влажность 8 % и зольность 3 %.

Элементный состав некоторых видов отходов приведен в табл. 3.4. Результаты анализа пересчитаны на влажную беззольную массу, анализ углерода и водорода выполнен по ГОСТ 2408, азота по ГОСТ 28743, серы по ГОСТ 8606.

Отходы имеют близкий элементный состав с содержанием углерода около 50 % и кислорода — 42 %. Низкое содержание серы и умеренное содержание азота свидетельствуют о том, что выбросы оксидов серы и азота при любой технологии сжигания вряд ли превысят 600 мг/м³. Также следует отметить, что указанные сельскохозяйственные отходы представляют собой высокорреакционное топливо с большим (порядка 80 %) выходом летучих.

Таблица 3.4

Элементный состав сельскохозяйственных отходов

Показатель	Вид отходов		
	Костра (Канатная фабрика)	Лузга подсолнечника (Ставрополь)	Шелуха проса (Тамбов)
Углерод, С, %	49,4	51,3	42,9
Сера, S, %	0,2	0,1	0,2
Водород, Н, %	6,3	6,6	5,6
Азот, N, %*	0,6	1,4	51,3
Кислород, О, %	43,5	40,6	51,3

* в связи с высоким содержанием щелочных элементов в золе возможно некоторое занижение доли азота.

Элементарный состав золы определялся по РДЗ4.44.301–96. В табл. 3.5 приведены данные по составу золы.

Таблица 3.5

Состав золы сельскохозяйственных отходов

Состав золы, %	Костра (Канатная фабрика)	Лузга подсолнечника (Ставрополь)	Шелуха овса (Челябинск)	Шелуха проса (Тамбов)
SiO ₂	39,5	–	75	86,8
TiO ₂	< 0,1	–	–	–
Al ₂ O ₃	2,6	–	–	0,6
Fe ₂ O ₃	7,7	–	–	0,2
CaO	30,6	–	3,0	0,6
MgO	6,9	–	8,5	1,8
K ₂ O	9,2	20,05	10,5	6,2
Na ₂ O	0,8	0,47	2,0	2,0
SO ₃	2,6	–	–	1,8

В отличие от органической части состав минеральной части колеблется в весьма широких пределах. Особенно это относится к оксидам кремния (40–87 %), железа (0,2–7,7 %), кальция (0,6–30,6 %) и калия (6,2–20 %). Все элементы, кроме щелочных, существенного влияния на загрязнение поверхностей нагрева оказать не могут.

Температура размягчения золы (после озоления в муфеле) составляет около 1300 °С (от 1200 °С до 1400 °С).

Лигнин

Лигнин — это сложная трехфазная полидисперсная система, состоящая из твердой фазы, воды и воздуха. Частицы технического лигнина имеют размеры от нескольких сантиметров до 1 мкм и даже менее, и в основном представляют собой вытянутую структуру с коэффициентом удлинения 2,2–2,4.

Образующийся в результате кислотного гидролиза лигнин, кроме самого лигнина (40–88 %), содержит также трудногидролизуемые полисахариды (13–45 %), смолы — вещества лигногуминового комплекса (5–19 %) и зольные элементы (0,5–10 %) [6].

Влажность натурального гидролизного лигнина обычно составляет 65–68 %, однако, в отдельных случаях может достигать до 70 % и выше.

При этом следует отметить, что в лигнине накапливается наибольшая часть солнечной энергии, усваиваемой растением при произрастании. Так, для мягкой древесины, содержащей 42 % целлюлозы, 27 % гемицеллюлозы, 28 % лигнина и 3 % липидного экстракта, вклад в теплоту сгорания лигнина составляет 39 %, в то время как на долю целлюлозы приходится 34 %, а гемицеллюлозы — 22 % [12].

Вышеуказанные свойства лигнина, с одной стороны, делают его крайне привлекательным с точки зрения газификации (табл. 3.6),

с другой стороны возникают определенные технические сложности. Так, при влажности 68–69 % лигнин перестает быть сыпучим и налипает на соприкасающиеся с ним поверхности. В этой связи необходимо производить предварительную подсушку.

Однако при сушке наблюдается существенное изменение состава горючей массы лигнина, обусловленное уменьшением содержания летучих веществ в результате термоллиза. Особенно этому подвержены наиболее легкие частицы (рис. 3.1).

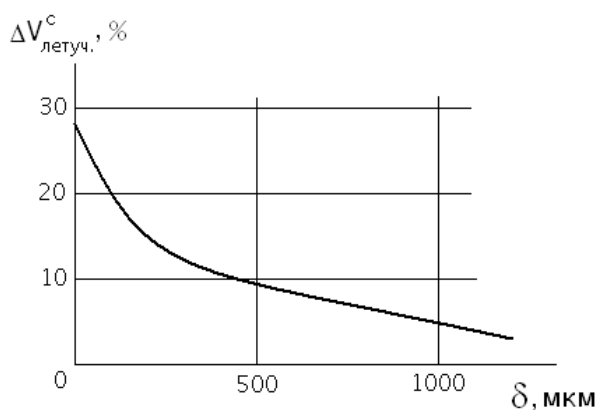


Рис. 3.1. Зависимость потери летучих веществ (по сухой массе) от размера частиц лигнина при начальной влажности лигнина 55–60 %

Таблица 3.6
Газификационные характеристики лигнина

Характеристики	Лигнин	
	древесный	из с/хоз отходов
Рабочее топливо		
Q_i^r , МДж/кг	21,762	19,211
W^p , %	3,7	4,0
A^p , %	3,2	18,4
$S_{об}^p$, %	0,3	0,3
C^p , %	57,3	51,8
H^p , %	5,4	4,1
$O^p + N^p$, %	37,0	43,8
Сухая масса топлива		
Q_b^c , МДж/кг	23,958	21,025
A^c , %	3,35	19,0
$S_{об}^c$, %	0,3	0,3
C^c , %	59,5	54,0
H^c , %	5,54	4,3
$O^c + N^c$, %	34,7	41,4
Горючая масса топлива		
Q_b^r , МДж/кг	24,784	26,016
S^r , %	0,31	0,4
C^r , %	61,6	66,6
H^r , %	5,8	5,3
$O^r + N^r$, %	32,3	27,7
V^r , %	70,4	57,2

Также установлено, что термолиз начинается при достижении некоторого граничного значения влажности $W_{гр}$, которое несколько ниже значения критической влажности $W_{кр}$, соответствующей окончанию периода постоянной (максимальной) скорости сушки.

Дериватографическим анализом установлено, что началу термолиза летучих веществ лигнина соответствует прогрев поверхности частицы до 140–143 °С. Энергия активации летучих веществ лигнина составляет $36,9 \cdot 10^3$ Дж/моль. При более высоких температурах происходит пиролиз лигнина.

Торф

Торф представляет собой продукты разложения растительных остатков и не успевших разложиться элементов растений, степень разложения растет с увеличением глубины залегания торфа. Различают верховой, низинный и смешанный виды торфа.

В естественном состоянии торф является сильно обводненным, поэтому требуется его предварительная сушка. В воздушносухом состоянии влажность торфа составляет 15–25 %.

Также следует отметить, что в торфе содержится достаточно значительное количество (до 36 %) минеральных веществ. Это объясняется как наносами, так и остатками минеральных солей растений. Состав минеральной части торфа оказывает существенное влияние на процесс газификации.

Элементный состав торфа в среднем представляет собой: 3,4–9,4 % Н, 54–60 % С, 0,5–3,0 % N, 28,5–39,5 % O₂, 0,1–1,5 % S. Теплотворная способность горючей массы торфа колеблется в довольно широком диапазоне и составляет 19,7–25,1 МДж/кг [3].

Процесс пирогенетического разложения торфа аналогичен процессу разложения древесины. Молодой торф по составу продуктов перегонки приближается к древесине, а старый к бурым углям. При нагреве торфа до температуры 100 °С проходит процесс сушки. Далее процесс переходит в стадию пиролиза, где сначала происходит

выделение CO_2 и H_2O . Наиболее интенсивное разложение на газообразные составляющие начинается со 150°C . В табл. 3.7 представлены данные о составе продуктов разложения торфа при различных температурах.

Таблица 3.7

Продукты разложения торфа при различных температурах

Выход продукта (на сухое вещество)	Температура, $^\circ\text{C}$			
	350	400	450	520
Смола, %	6,82	17,45	20,80	21,10
H_2O , %	8,07	14,00	15,86	17,0
Газ, %				
CO_2	82,0	77,9	72,3	63,4
C_mH_n	–	0,6	1,6	2,62
CO	–	40,6	15,4	16,54
Полукок	76,3	54,0	46,35	41,30

Древесина

В данном разделе приводятся данные по составу древесины (табл. 3.8) и особенности физического строения. В качестве проб были приняты две породы: хвойная и твердолиственная древесина.

Необходимо отметить, что древесина по своим различным пространственным осям имеет различные коэффициенты расширения. Например, сосновая древесина расширяется вдоль волокон в 20 раз больше, чем поперек волокон. Поэтому при нагреве до температуры пиролиза в структуре древесины возникают напряжения, приводящие к образованию макро- и микроскопических трещин. За счет этих трещин идет быстрое выравнивание температуры и процесс сушки интенсифицируется благодаря увеличению реакционной поверхности куска древесины. При этом выделяются летучие газы и пары, которые также состоят из углеводородных соединений, окиси углерода, водяного пара, смолы и бензола. Остается твердый остаточный углерод.

Таблица 3.8

Состав древесины

Порода древесины	Зола, %	Содержание, %			
		Вещ-ва, не растворимые в воде	Лигнин	Гемицел- люлоза	Целлю- лоза
Хвойная	0,4	2,0	27,8	24,0	41,0
Твердолиственная	0,3	3,1	19,5	35,0	39,0

Доля образовавшихся летучих компонентов имеет решающее значение для режима горения твердого топлива. В специальной литературе по этому вопросу можно найти очень разные данные. Величины колеблются в широком диапазоне от 65 до 87 % (об.). Причиной их разброса могут быть различные методы исследований: отличия температуры пиролиза, время нахождения частиц, и др.

Кроме того, были рассмотрены вопросы энергетического использования твердых бытовых отходов, включая медицинские, а также иловых отходов ЦБК. Их отличает многообразие свойств, морфологического состава, нестабильность и часто включение токсичных веществ (которые исключают возможность сжигания). В результате, такое топливо может иметь ограниченную область применения и в настоящем пособии не рассматриваются.

3.1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОСТАНОВКИ И ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящее время модельные представления о процессах газификации крайне ограничены. В основном они сводятся к описанию процесса в одиночной частице топлива [2]. Описание процесса в аппарате слоевого типа, к сожалению, проводится с рядом допущений о свойствах слоя, не отвечающих реальным условиям эксплуатации, либо экспериментально не проверенных. Разработка достоверной методики расчета слоевых газогенераторов требовала

детального анализа процессов тепло- и массообмена, а также отработку элементов конструкции реальных аппаратов. Кроме того, методика расчета должна базироваться на совокупности физико-технических свойств различных видов растительной биомассы, которая может использоваться в рабочих процессах.

В этой связи экспериментальные исследования, результаты которых будут приведены в последующих разделах, подразделялись на несколько уровней, отличающихся методикой проведения испытаний, масштабами и объемом исследований, а также способами обобщения и использования экспериментальных испытаний. Сюда относятся:

- определение физико-технических характеристик различных материалов основных источников сырья на основе собственных опытов и обобщение литературных данных;

- исследование на стендовых установках, проводимые с целью определения осредненных и локальных характеристик режимных параметров процесса газификации;

- опытно-промышленные испытания газогенераторов и элементов тепловой схемы, преследующие цель подтверждения расчетных методик, уточнения эксплуатационных характеристик, требований к монтажу и эксплуатации;

- проверка эксплуатационных характеристик дизельного двигателя работающего на генераторном газе в условиях заводского испытательного стенда.

3.1.1. Определение физико-технических характеристик видов растительной биомассы

Исследования проводились с группой основных видов растительной биомассы, а именно: древесная щепа, лесосечные отходы, кородревесные отходы, сельскохозяйственные отходы (лузга подсолнечника, костра канатная, шелуха овса), отходы

деревообрабатывающих комбинатов, лигнин, гидролизный лигнин. В ходе эксперимента для названных выше сред варьировались дисперсность и фракционный состав, влажность, минеральные составляющие.

При проведении исследований сначала необходимо определить **влажность** материалов. В проводимых работах влажность определялась путем высушивания образца в сушильном шкафу до получения постоянного веса.

Следующим этапом является определение **теплоты сгорания**, которая в нашем случае определялась путем сжигания навески топлива в калориметрической бомбе, заполненной кислородом. Опыты проводились на лабораторной установке теплотехнической лаборатории ВНИИгидролиз.

Газовая проницаемость засыпок из растительных материалов может быть определена, исходя из закона Дарси:

$$K = \frac{\mu \cdot q}{S} \cdot \frac{\Delta L}{\Delta p}, \quad (3.1)$$

где K — газовая проницаемость, м^2 ; μ — динамическая вязкость фильтрующегося газа, $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$; q — объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{с}$; S — площадь поперечного сечения слоя, м^2 ; Δp — перепад давления на длине ΔL , Па.

Газовую проницаемость можно определить и на экспериментальной установке (рис. 3.2). Для этого необходимо измерить перепад давлений в зернистом слое.

Установка включала в себя бункер 7 круглого сечения диаметром 0,1 м, оснащенный шестью U-образными манометрами (1–6), воздушную камеру 8 с пористой засыпкой, газовый счетчик 9, воздуходувку 10 и решетку для грузов. Воздух поступал в воздушную камеру, проходил сначала через слой пористой засыпки, и далее через

слой растительных частиц, пористость которой регулировалась путем установки грузов на решетку, располагаемую на верхней границе слоя.

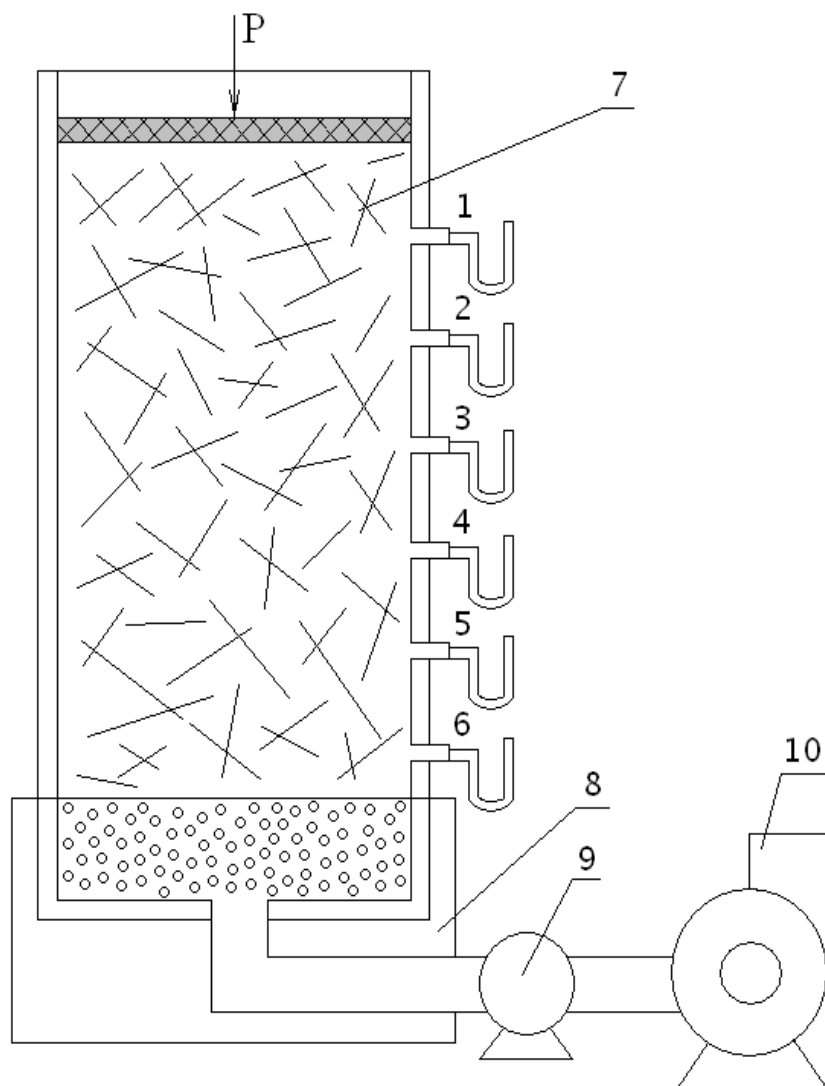


Рис. 3.2. Схема установки для определения газовой проницаемости:
1–6 — U-образные манометры; 7 — бункер; 8 — воздушная камера;
9 — газовый счетчик; 10 — воздуходувка

Используя такую установку для определения газовой проницаемости, измерение перепада давления Δp целесообразно проводить в шести точках по высоте слоя при различных значениях расхода фильтруемого газа. Далее строится зависимость $\Delta p = f(q)$.

Тангенс угла наклона получаемых прямых относительно оси абсцисс будет составлять:

$$a = \operatorname{tg}\alpha = \frac{\Delta p}{q}. \quad (3.2)$$

Тогда, в соответствии с законом Дарси, газовая проницаемость засыпки будет равна:

$$K = \frac{1}{a} \cdot \mu \cdot \Delta L \cdot \frac{1}{S}. \quad (3.3)$$

Полученные графики зависимости $\Delta p = f(q)$ представлены на рис. 3.3–3.8. На этих графиках $\Delta p_{1,j}$ — разность давлений между первым и j -ым манометром, нумерация которых соответствует рис. 3.2.

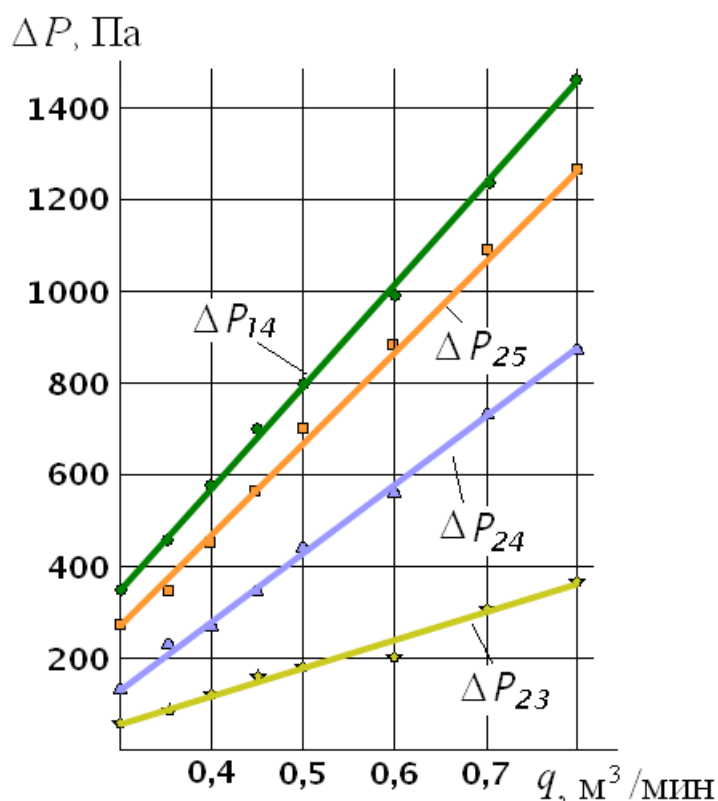


Рис. 3.3. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — щепа с влажностью $\sim 10\%$ в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 3 м

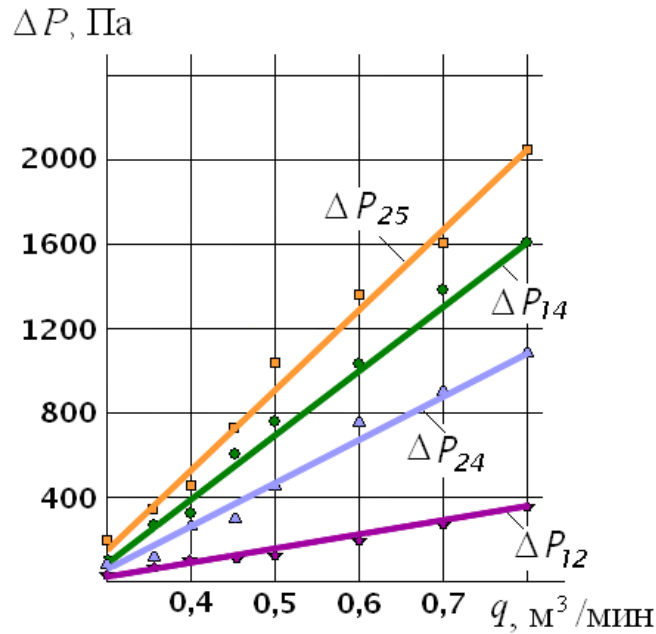


Рис. 3.4. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — щепа с влажностью ~ 10 % в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 7 м

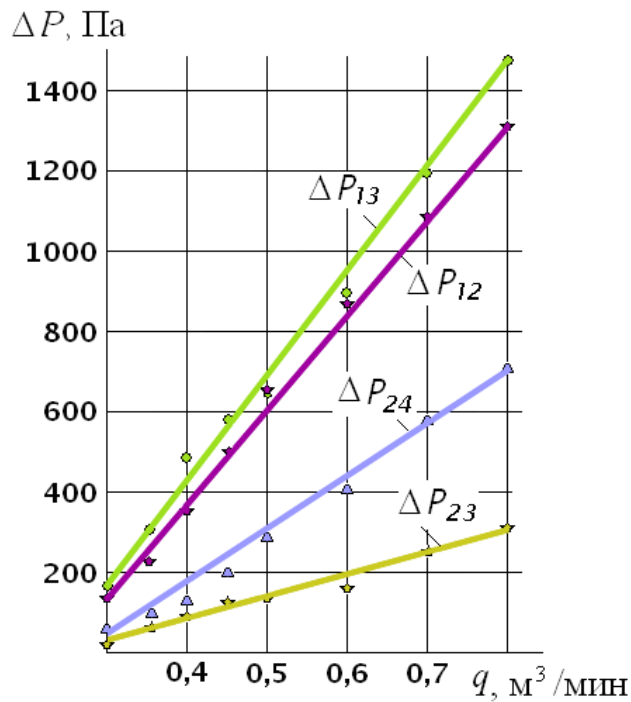


Рис. 3.5. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — щепа с влажностью ~ 75 % в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 3 м

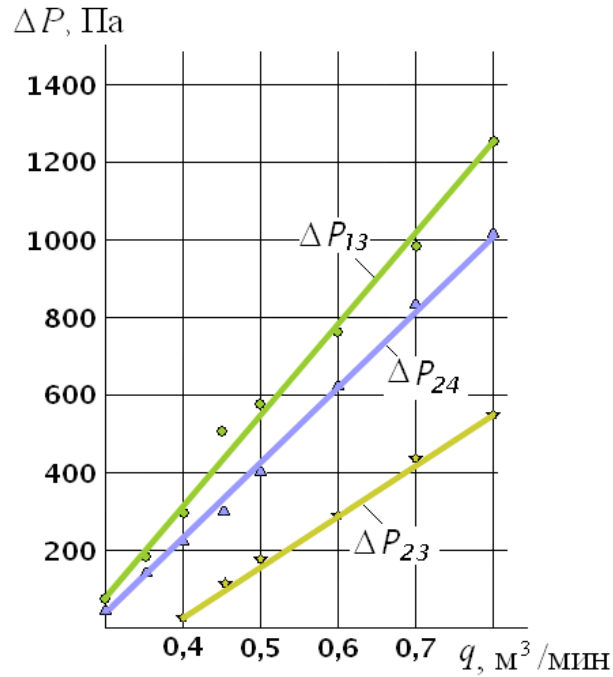


Рис. 3.6. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — щепа с влажностью ~ 75 % в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 6 м

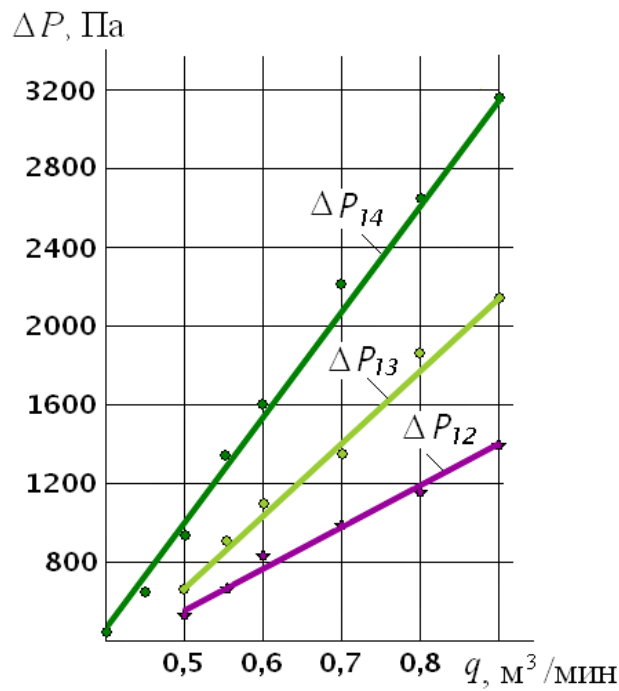


Рис. 3.7. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — кора с влажностью ~ 75 % в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 3 м

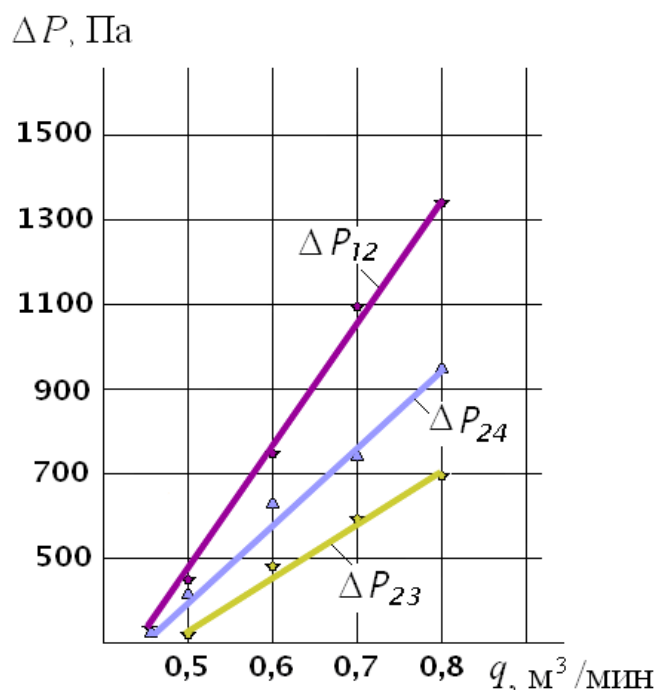


Рис. 3.8. График зависимости перепада давления по высоте засыпки от объемного расхода газа. Исходный материал — кора с влажностью ~ 10 % в состоянии свободной засыпки. Высота засыпки — 3 м

Эксперименты проводились на щепе и коре при различной высоте засыпки и влажности 10 % и 75 %. Обобщенные результаты экспериментов представлены в табл. 3.9.

Теплопроводность растительной биомассы определялась на базе использования модели зернистой системы на основе осредненного элемента. Принятая модель с осредненными параметрами отражала наличие непрерывных контактов частиц в любом направлении и изотропность зернистой системы с хаотической структурой.

Таблица 3.9
Газовая проницаемость растительной биомассы (кора, щепа) при свободной засыпке

Щепа		
влажность, %	10	75
$K, м^2$	$10,6 \cdot 10^{-9}$	$9,1 \cdot 10^{-9}$
Кора		
влажность, %	10	75
$K, м^2$	$5,8 \cdot 10^{-9}$	$5,6 \cdot 10^{-9}$

Для расчета эффективной теплопроводности засыпки теплопроводность частиц λ_1 определялась из зависимостей:

$$\lambda_1 = 0,215 - 0,06 \cdot \frac{T}{298} \quad \text{при } T \leq 600\text{K} \quad (3.4)$$

$$\lambda_1 = (0,59 + 0,456 \cdot \frac{T}{298}) \cdot 0,064 \quad \text{при } T > 600\text{K} \quad (3.5)$$

Для определения теплопроводности засыпок был изготовлен зонд (рис. 3.10), который представлял из себя корпус 1 со встроенными нагревателем и термопарами, оснащенный рукояткой 2. Также в комплект зонда вошли удлинительный кабель 3 с термопарными электродами, токопроводами нагревателя и механическим арматурным стальным проводом и разделительная коробка 4 с разъемами термопарных компенсационных проводов и токопроводов блока питания нагревателя. Корпус зонда представлял из себя двойной цилиндр.

Наружный был сделан из нержавеющей стали марки 1X18H9T, с наконечником конической формы 5, облегчающим введение зонда в исследуемый материал и изготовленным из алюминиевого сплава Д16Т. Внутренний цилиндр 6 являлся оправой нагревателя 7, представлявшего собой двухжильный нихромовый провод с электрической изоляцией внешней поверхности в виде сплошной оплетки из термостойких волокон кварца. Нагреватель был равномерно намотан на внешнюю поверхность внутреннего тонкостенного цилиндра в виде цифлярной спирали постоянного шага.

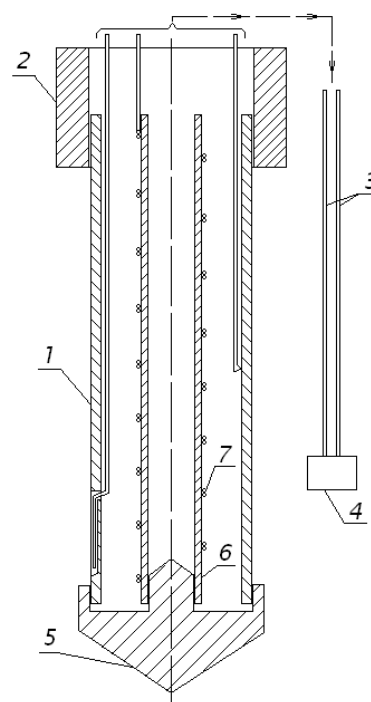


Рис. 3.10. Зонд для определения теплопроводности

Теплопроводность в режиме равномерного разогрева зонда определялась по формуле:

$$\lambda = \frac{Q_{\text{лин}}}{4 \cdot \pi \cdot [T_2(t_2) - T_1(t_1)]} \cdot \ln \frac{t_2 + t_1}{t_1 + t_0}, \quad (3.6)$$

где $Q_{\text{лин}}$ — линейная мощность (тепловыделение на единицу длины зонда); t_i — значение текущего времени (рис. 3.11); $t_0 = t_{\text{нач}} > 0$ — «постоянная зонда» — время, после которого регистрируются соответствующие значения температуры $T_1(t_1)$, $T_2(t_2)$.

Значение t_0 оценивалось из соотношения:

$$t_0 = t_{\text{нач}} \cong 0,2 \cdot \frac{d_3^2}{a}, \quad (3.7)$$

где d_3 — диаметр зонда, м; $a = \lambda / (c \cdot \gamma)$ — температуропроводность засыпки, $\text{м}^2/\text{с}$; λ — ориентировочное (ожидаемое) значение теплопроводности засыпки, $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; γ — плотность засыпки, $\text{кг}/\text{м}^3$.

В результате, для изготовленных зондов диаметром $2,5 \cdot 10^{-2}$ м, при средней плотности засыпки $\gamma = 300 \text{ кг}/\text{м}^3$, теплоемкости $c = 1,5 \cdot 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ и теплопроводности $\lambda = 0,3 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ получили оценку начального времени:

$$a = \frac{\lambda}{c \cdot \gamma} = \frac{0,3}{1,5 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 10^2} \cong 0,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} \quad (3.8)$$

$$t_0 = t_{\text{нач}} \geq \frac{0,2 \cdot d_3^2}{a} = \frac{0,2 \cdot (2,5 \cdot 10^{-2})^2}{0,7 \cdot 10^{-6}} \cong 180 \text{ с.} \quad (3.9)$$

Более точно t_0 определялась при обработке результатов градуировочного эксперимента в координатах $T_i(t_i) = f(\ln t_i)$ как точка пересечения представленной линейной зависимости с осью абсцисс в точке $x_0 = \ln t_0$ (рис. 3.11).

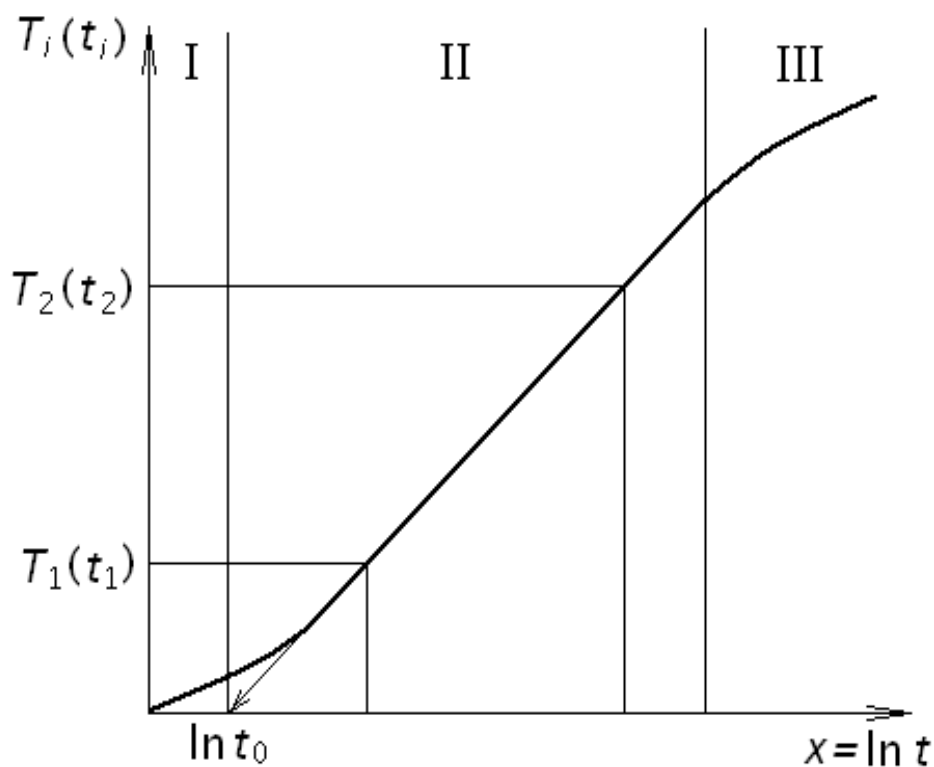


Рис. 3.11. Зависимость изменения температуры зонда от времени:

I — период выхода на рабочий режим измерения; II — рабочий режим;
 III — период проявления «конечности» изучаемой среды в радиальном направлении

Измерительная ячейка представлена на рис. 3.12. Образец помещали в кювету 1, образованную двумя пластинами 2 и 3. В латунной пластине 4 кюветы был установлен металлический термометр. Тепловой поток, проходивший через образец, измерялся по перепаду температур между ядром термометра 5 и пластиной 6, которые были отделены друг от друга слоем теплоизоляционного материала 7. Для создания теплового режима использовались два нагревательных блока 8, 9 с помощью которых проводилось термостатирование пластин 2 и 3 кюветы на заданном температурном уровне. Холодные спаи термостолбика были вмонтированы в пластину 6, а горячие спаи — в ядро термометра 5.

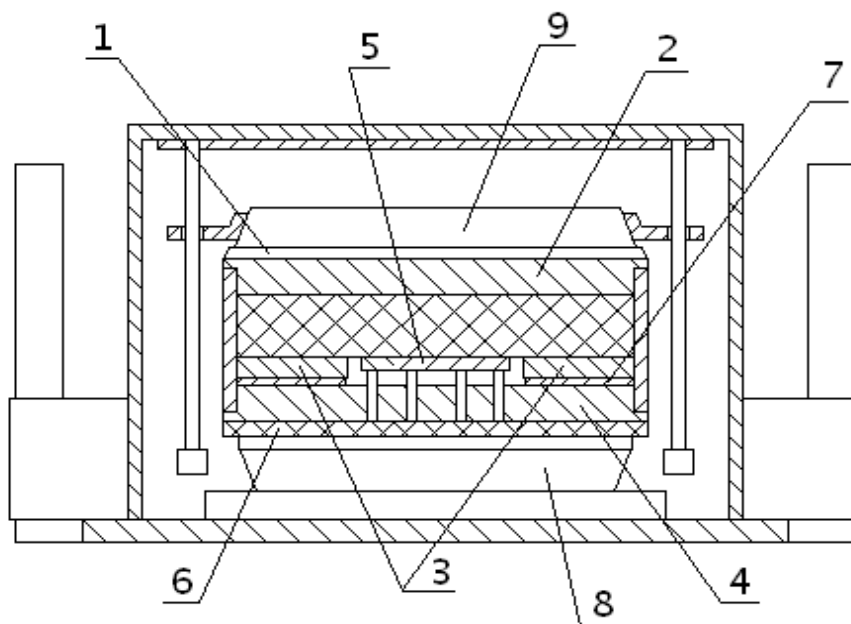


Рис. 3.12. Измерительная ячейка для определения теплопроводности

Вывод расчетных соотношений для определения эффективного коэффициента теплопроводности $\lambda_{\text{эф}}$ образца на основе экспериментальных данных был основан на анализе тепловых потоков.

В стационарном режиме тепловой поток $Q_{\text{п}}$, проходящий через образец от более нагретой пластины кюветы к менее нагретой, равен потоку $Q_{\text{изм}}$, измеренному тепломером, за вычетом потока $Q_{\text{пот}}$ через боковую поверхность образца:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{изм}} - Q_{\text{пот}}. \quad (3.10)$$

Учитывая, что для большинства теплоизоляционных материалов в узком диапазоне температур (до 50 К) величина коэффициента теплопроводности с достаточной степенью точности описывается линейной зависимостью, и, делая допущение о бесконечной протяженности пластины образца, поток, проходящий через него, может быть выражен соотношением:

$$Q_{\text{п}} = \frac{\lambda_{\text{эф}}}{h} \cdot (t_1 - t_2) \cdot s_{\text{T}}, \quad (3.11)$$

где $\lambda_{\text{эф}}$ — эффективный коэффициент теплопроводности материала образца, отнесенный к средней температуре $t_{\text{ср}} = 0,5 \cdot (t_1 + t_2)$; t_1, t_2 — температуры внешней поверхности тепломера и стенки кюветы; h — толщина образца; S_T — площадь поверхности ядра тепломера.

Измеренный тепломером поток определялся по формуле:

$$Q_{\text{изм}} = \sigma_T \cdot \Delta T_T \cdot S_T, \quad (3.12)$$

где σ_T — удельная тепловая проводимость тепломера; ΔT_T — перепад температуры между горячим и холодным саями тепломера.

Из вышеуказанных соотношений определялось значение эффективного коэффициента теплопроводности исследуемого образца:

$$\lambda_{\text{эф}} = \frac{\sigma_T \cdot h \cdot \Delta T_T}{t_1 - t_2} - \frac{Q_{\text{пот}} \cdot h}{S_T \cdot (t_1 - t_2)}. \quad (3.13)$$

Поскольку величина $Q_{\text{пот}}$ зависит от перепада температур между ядром тепломера t_1 и пластиной t_3 , то

$$\frac{Q_{\text{пот}}}{S_T} = A \cdot (t_1 - t_3) = A \cdot \Delta T_B. \quad (3.14)$$

В результате градуировочных опытов установлено, что тепловой поток потерь пренебрежимо мал. Поэтому, в принципе, можно принять $A = 0$.

Тогда окончательно имеем:

$$\lambda_{\text{эф}} = \frac{(\sigma_T \cdot \Delta T_T - A \cdot \Delta T_B)}{t_1 - t_2} \cdot h. \quad (3.15)$$

Величины σ_T и A определялись из градуировочных опытов с материалами, имеющими известные значения коэффициентов теплопроводности.

Таким образом, для определения величины эффективного коэффициента теплопроводности материала необходимо задаться

толщиной образца, а после наступления стационарного теплового режима на экспериментальной установке измерить:

- температуры ядра тепломера и стенок кюветы (t_1, t_2, t_3);
- перепад температуры на рабочем слое тепломера ΔT_T .

Были проведены исследования теплопроводности слоя опилок и лигнина. В обоих случаях толщина слоя была 20 мм, плотность опилок составляла 113 кг/м^3 , лигнина — 140 кг/м^3 . Опыты проводились при направлении теплового потока снизу вверх и сверху вниз. Средняя температура образца была $95 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты измерений:

- теплопроводность опилок составила $0,075 \pm 0,002 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$,
- теплопроводность лигнина $0,11 \pm 0,02 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

3.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ НА СТЕНДОВЫХ УСТАНОВКАХ

Для проведения стендовых испытаний был использован ряд лабораторных газогенераторов, специально созданных для изучения локальных процессов. Сюда относятся газогенераторы: мощностью 50 кВт (Г-50) и 100 кВт (Г-100). В этих опытах исследовались проницаемость слоя, температурный режим по сечению и высоте газогенератора, влажность, динамика изменения температуры, расходные характеристики топлива и генераторного газа, состав генераторного газа. При этом использовались как стандартные методики, так и специально разработанные измерительные средства: пробоотборники, термометрические зонды.

Ниже приведен ход проведения исследований, описание используемых методик, методов измерений и приборов.

Прежде чем начинать испытания, необходимо проверить условия, при которых эти испытания проводятся. В нашем случае проверка условий проведения испытаний осуществлялась с использованием следующих приборов:

– температуры — техническим термометром ТТП с пределами измерения от – 60 до + 50 °С, с погрешностью ± 3 °С;

– давления — барометром М-98 с пределами измерения 300–810 мм рт. ст., с погрешностью ± 1 мм рт. ст.;

– влажности — психрометром аспирационным с пределами измерения при температурах от – 30 до + 50 °С и влажности от 10 % до 100 %, с погрешностью ± 1,5–2 %.

Проверка массовой производительности по сырому материалу производилась расчетным способом, по формуле:

$$G = 60 \cdot \frac{G_M - G_T}{\tau}, \quad (3.16)$$

где G_M — масса тары с топливом, кг; G_T — масса тары, кг; τ — время наполнения тары, мин.

Относительная погрешность измерения массовой производительности определялась по формуле:

$$\delta_c = \pm \sqrt{\delta_\tau^2 + \frac{G_M^2}{(G_M - G_T)^2} \cdot \delta_{G_M}^2 + \frac{G_T^2}{(G_M - G_T)^2} \cdot \delta_{G_T}^2}, \quad (3.17)$$

где δ_{G_M} — относительная погрешность измерения массы тары с топливом, %; δ_{G_T} — относительная погрешность измерения массы тары, %; δ_τ — относительная погрешность измерения времени, %.

Измерение G_M и G_T производилось весами с диапазоном измерения от 30 до 600 кг с пределом погрешности 0,3 %.

Анализ проб по определению горючих компонентов H_2 , CO , CH_4 производился на хроматографе «Газохром-3101». Представительность пробы и полнота осреднения по сечению контролировалась сравнением ее со средним значением состава газа, полученным по пробам, отобраным из разных точек сечения.

Для отбора проб газа был разработан специальный пробоотборник, обеспечивающий представительность пробы запыленного потока (рис. 3.13): уравнильная склянка 1 наполнялась насыщенным водным раствором поваренной соли. Газ, с помощью газоотборной трубки подавался к фильтру 4, который был заполнен аскаритом. Далее, открывая кран 3 и ослабляя зажим на резиновой трубке 5 заполняли систему отбираемым газом. Затем зажим 6 запирался и проба прокачивалась через рабочий дозатор (шприц) не менее 3 раз. После этого шприцем проба вводилась в хроматограф.

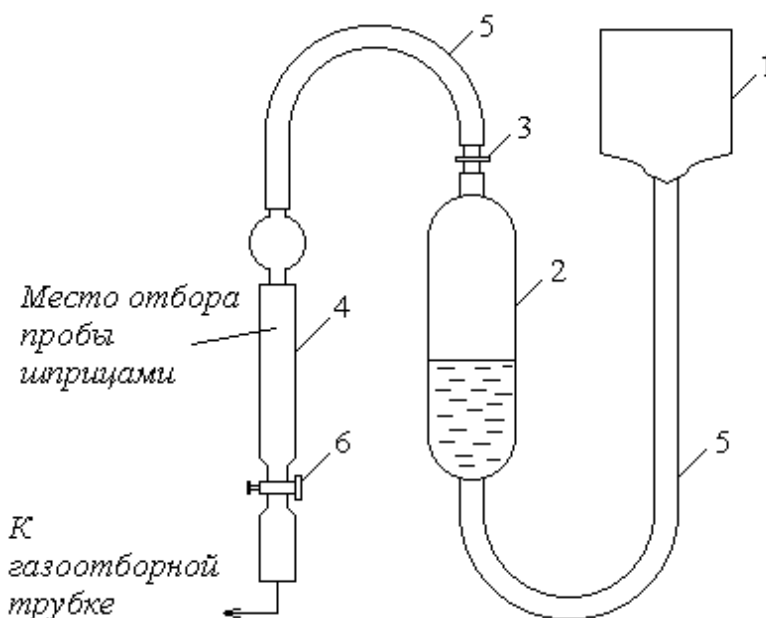


Рис. 3.13. Схема отбора проб для проведения анализа состава генераторного газа

Перед каждым опытом производилась калибровка хроматографа эталонным газом. Химический недожог по результатам анализа определялся по формуле:

$$q_3 = \frac{(30,2 \cdot \text{CO} + 25,8 \cdot \text{H}_2 + 85,5 \cdot \text{CH}_4) \cdot h}{Q_i^r} \cdot 100\%, \quad (3.18)$$

$$h = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2^{\max} + CO + CH_4}. \quad (3.19)$$

Относительная погрешность измерения на хроматографе $\pm 5\%$.
Порог чувствительности, % об.: $H_2 — 5 \cdot 10^{-4}$; $CO — 1 \cdot 10^{-3}$; $CH_4 — 1 \cdot 10^{-3}$.

Анализ проб генераторного газа на содержание O_2 и CO_2 производился на газоанализаторе ГПХ (ГОСТ 5329-74).

Коэффициент избытка воздуха определялся по формуле:

– при наличии химического недожога:

$$\alpha = \frac{21}{211 - (O_2 - (0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 2 \cdot CH_4))}; \quad (3.20)$$

– при отсутствии химического недожога:

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}. \quad (3.21)$$

Содержание окислов азота в газе определялось линейно-калориметрическим методом с помощью прибора УГ-2 и реактивов. Отбор проб производился одновременно с отбором проб для общего анализа генераторного газа. Разбавление пробы производилось на аппарате с несколькими калиброванными колбами и бюретками. Измерение окрашенного участка реактива в индикаторной трубке производилось в миллиметрах. Концентрация NO_x в разбавленной пробе определялась по графику, построенному по данным шкалы прибора, в зависимости от высоты окрашенного участка. Действительная концентрация NO_x рассчитывалась по формуле:

$$NO_x = NO_x' \cdot \tau \cdot d \cdot t \cdot n, \quad (3.22)$$

где NO_x — действительная концентрация окислов азота в газе, mg/m^3 ;
 NO_x' — замеренная концентрация окислов азота в газе, mg/m^3 ; τ — поправка на время прохода пробы через индикаторную трубку; d — поправка на диаметр индикаторной трубки; t — поправка на

температуру окружающего воздуха, при которой производились анализы; n — коэффициент разбавления газа воздухом.

$$n = \frac{V_{\text{в}} + V_{\text{г}}}{V_{\text{г}}}, \quad (3.23)$$

где $V_{\text{в}}$ — объем разбавляющего воздуха; $V_{\text{г}}$ — объем разбавляемых газов пробы.

Измерения статических давлений и скоростных напоров по газовоздушному тракту газогенераторной установки в зависимости от их уровня и целей измерения осуществлялись U-образными манометрами, тягонапоромерами Креля и микроманометрами. Абсолютная погрешность отсчета по шкале U-образного манометра не превышала ± 2 мм (при измерении постоянного давления) и ± 5 мм (при измерении пульсирующего давления).

На выходе из газогенератора, кроме состава газа, определялись его температура и запыленность. Также отбирались пробы для определения содержания в генераторном газе низкоконденсируемых сред.

Измерение расходов тепло- и энергоносителя осуществлялось дроссельными приборами, устанавливаемыми в соответствии с требованиями стандарта. В тех случаях, когда при измерении расхода не представлялось возможным обеспечить требования ГОСТа, расход определялся по показаниям трубки Прандтля, установленной по оси потока с поправкой на коэффициент поля, определяемой в свою очередь, путем специальной тарировки с траверсированием канала по двум взаимно перпендикулярным диаметрам.

3.3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Опытно-промышленные испытания прошли газогенераторы УТГ-600 (тепловая мощность 600 кВт), Г-50 (тепловая мощность 50 кВт), Г-3 (тепловая мощность 3 МВт). Для каждого из

газогенераторов составлялась индивидуальная программа исследования, учитывающая особенности сырья и мощность установки. За основу принималась методика ЦКТИ, специально разработанная для наших исследований.

Общим для всех газогенераторов являлось определение расходных характеристик (топливо, дутье, генераторный газ) при различном качестве сырья, состава дутья (соотношение воздух-пар), характеристик топлива.

Состав газа и его температура определялись перед горелкой или дизельным двигателем. Состав продуктов сгорания определялся на содержание CO_2 , NO_x , смолы, дымности. В качестве важных характеристик качества процесса газификации рассматривались содержание кислорода и органической доли в золе. Органическую часть определяли путем прокаливания золы в муфельной печи до постоянного веса.

При этом определялись режимные параметры на номинальной нагрузке и нагрузке 50 % от номинала, соответствие расчетных и фактических характеристик, надежность и эксплуатационные характеристики отдельных узлов и систем: загрузочные устройства, фурменные устройства и др. Испытания проводились на различных видах биомассы с влажностью W^p от 25 до 60 %. Ниже приводится методическая основа проводившихся измерений и опытов.

3.3.1. Определение технических характеристик исходного топлива

Определение массы

Масса пробы исходного топлива определялась с помощью мерного цилиндра — 2000 мл с погрешностью $0,002 \pm 0,0002 \text{ м}^3$ ГОСТ 1770-74Е и весов лабораторных ВЛР-1 с ценой деления 10 мг ГОСТ 19491-77.

Определение влажности

Относительная влажность древесных отходов определялась путем высушивания пробы топлива в сушильном шкафу 2В-151 при

температуре 102–105 °С до постоянной массы. Требуемые взвешивания производились на весах ВЛВ-100. Влажность топлива определялась из формулы

$$W^p = \frac{g_1 - g_2}{g_1} \cdot 100\% , \quad (3.24)$$

где g_1 — масса топлива до сушки; g_2 — масса топлива после сушки.

Определение выхода летучих горючих веществ

Содержание летучих веществ в исходном топливе определялось весовым методом. Проба топлива прокаливалась в муфельной печи при температуре 820–850 °С, взвешивание производилось на лабораторных весах ВЛР-1. Содержание летучих определялось из формулы

$$W^p = \frac{g_{с.т.} - g_k}{g_1} \cdot 100\% , \quad (3.25)$$

где g_1 — масса исходного топлива; g_k — масса кокса (определялась путем взвешивания остатка после прокаливания пробы); $g_{с.т.}$ — масса сухого топлива.

Определение зольности

Зольность исходного топлива определялась весовым методом после полного сжигания топлива в муфельной печи при температуре 820–850 °С. Содержание золы определялось по формуле

$$A^p = \frac{g_3}{g_1} \cdot 100\% , \quad (3.26)$$

где g_3 — масса золы; g_1 — масса исходного топлива.

Кроме того, определялась доля органических веществ в зольном остатке после газификации. Методика аналогична описанной выше.

Определение температуры

Для наблюдения за ходом процесса газификации и последующего анализа температурного режима в установках использовались термопары ТХА-ХШ ГОСТ 6616-53 в комплекте с

потенциометром КВП1-512 и пределом измерений до 1100 °С. Непосредственно в зоне газификации использовались платино-платино-родиевые термопары с пределом измерений до 1300 °С.

Действительное значение термоЭДС, измеряемое потенциометром, определялось по формуле:

$$E = E_T \pm \Delta E_{\text{п}} \pm \Delta E_{\text{с.к}}, \quad (3.27)$$

где E_T — значение термо-ЭДС по прибору, мВ; $E_{\text{п}}$ — основная поправка потенциометра по аттестату, мВ; $E_{\text{с.к}}$ — поправка на температуру свободных концов преобразователя, мВ.

Далее, с помощью градуировочных таблиц определялась температура измеряемой среды.

Определение давления

Динамическое давление P_g измерялось с помощью микроманометра ММН-2400 (5)-1,0.

Отсчеты, снимаемые по шкале микроманометра во время измерений выражались в миллиметрах. Для получения измеряемого давления (выражаемого в Н/м²) эти отсчеты обрабатывались по следующей формуле:

$$m_g = (l - l_0) \cdot K \cdot \Delta \cdot K_m \cdot K_{\text{мп}}, \quad (3.28)$$

где l_0 — начальный отсчет по шкале микроманометра до начала измерений, мм; l — рабочий отсчет по шкале микроманометра, мм; K — коэффициент, указанный на приборе; K_m — поправочный коэффициент ММН-2400; $K_{\text{мп}}$ — коэффициент пневматической трубки.

Значения K_m , $K_{\text{мп}}$ определялись тарировкой прибора.

Для сопоставления результатов замеров, проведенных в разное время при различных атмосферных условиях, в формулу был введен коэффициент Δ , при помощи которого результат замеров приводился к нормальным условиям:

$$\Delta = \frac{760 \cdot (273 + t)}{293 \cdot B}, \quad (3.29)$$

где t — температура воздуха в условиях измерения, °С; B — барометрическое давление в условиях опыта, мм рт. ст.

При движении газа в трубопроводе скорости газа в разных точках одного и того же диаметра труб различны, поэтому для одной трубы производилось несколько замеров в различных точках сечения. В результате получалось среднее значение динамического давления.

Расстояние от стенки трубы до каждой точки (величина погружения пневмометрической трубки в трубопроводе) определялась по формуле:

$$r_i = R \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \frac{2i-1}{n}} \right), \quad (3.30)$$

где R — радиус трубопровода, мм; i — порядковый номер точки; n — выбранное количество точек.

Сделав измерения динамических давлений в каждой точке, включая и нулевую центральную точку, и обработав расчеты по формуле для расчетов измеряемого давления, определяли среднеквадратичное значение динамического давления в данном сечении трубы:

$$P_{g.c.p.} = \frac{\left(\sqrt{P_{g1}} + \sqrt{P_{g2}} + \dots + \sqrt{P_{gn}} \right)^2}{n}, \quad (3.31)$$

где n — количество точек замеров по обоим диаметрам, за исключением центральной нулевой точки.

Определение расходов воздуха и газа

Определение расходов воздуха и генераторного газа производилось с помощью дроссельных шайб, которые были выполнены и оттарированы по правилам 28-64. Перепад давления в данном случае определялся дифференциальными водяными

манометрами. Отличительной особенностью замера расхода получаемого газа является то, что генераторный газ содержит определенное количество паров смол, которые, конденсируясь на кромках дроссельных шайб, снижают точность измерений. Поэтому дроссельные устройства монтировались не на основном газопроводе, а на обводном и во время проведения замеров генераторный газ пускался по обводному трубопроводу, а основной трубопровод перекрывался.

Определение производительности установки по топливу

Определялась в следующей последовательности:

– определялся объем бункера, путем измерения рулеткой ЗПК 3-10 АУТ/1 7502-80 основных геометрических размеров бункера и дальнейшем геометрическим расчетом.

Исходя из предварительных замеров объема бункера, определялась масса топлива в полностью наполненном бункере по формуле:

$$M_g = V_{\text{б}} \cdot m_g, \quad (3.32)$$

где m_g — масса 1 м³ топлива; $V_{\text{б}}$ — объем бункера, м³.

– расчет производительности установки по топливу при наличии полученных исходных данных велся по формуле:

$$Q_y = \frac{n \cdot m_g}{\tau} \cdot 3600, \quad (3.33)$$

где n — число загружаемых бункеров лузги за время τ ; τ — время работы газогенератора по результатам хронометра.

Определение расхода влажного газа

Средняя скорость газа в сечении определялась по формуле:

$$V_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{2 \cdot P_{g.\text{ср.}}}{\rho}}, \quad (3.34)$$

где ρ — плотность генераторного газа в трубопроводе.

Плотность генераторного газа в трубопроводе определялась по формуле:

$$\rho = \rho_n \cdot \frac{m \cdot T_n}{P_n \cdot T \cdot \kappa} + \rho_{en}, \quad (3.35)$$

где ρ_n — плотность генераторного газа при нормальных условиях (определялась после проведения анализа химического состава газа), кг/м³:

$$\rho_n = \sum_{i=1}^z \rho_i \cdot \alpha_i, \quad (3.36)$$

где α_i — объемные доли i -ой компоненты в генераторном газе; ρ_i — плотность i -ой компоненты при нормальных условиях; P, P_n — абсолютное и нормальное (по ГОСТ 2939-63) давления в трубопроводе, Н/м²; T, T_n — абсолютная и нормальная (по ГОСТ 2939-63) температуры в трубопроводе, К; κ — коэффициент сжимаемости генераторного газа; ρ_{en} — плотность водяного пара (определялась по таблицам водяного пара при его парциальном давлении и температуре T ; температура газа в трубопроводе измерялась лабораторным ртутным термометром), кг/м³.

Расход газа в рассматриваемом сечении определялся по формуле:

$$Q = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot V_{cp}, \quad (3.37)$$

где d — диаметр трубы, м.

С изменением расхода газа характер скоростного поля в сечении почти не меняется. Поэтому для последующих опытов использовался коэффициент скоростного поля K_n , который представляет собой отношение средней скорости по сечению V_{cp} к скорости в центре трубы V_0 :

$$K_n = \frac{V_{cp}}{V_0}, \quad (3.38)$$

Скорость газа в центре трубы определялась через динамическое давление, измеренное в центральной нулевой точке:

$$V_0 = \sqrt{\frac{2 \cdot P_g}{\rho}}, \quad (3.39)$$

Зная коэффициент поля, при последующих опытах замеры производились в центре трубы и из формулы определялась средняя скорость газа:

$$V_{cp} = K_n \cdot V_0. \quad (3.40)$$

Проведенные анализ и исследования свойств растительной биомассы, как топлива для газогенераторных установок, которые включали в себя систематизацию данных, полученных отечественными и зарубежными авторами, а также результаты собственных исследований по определению проницаемости слоя топлива, его теплопроводности, состава получаемого газа и накопленный научно-технический опыт в области создания газогенераторов слоевого типа в дальнейшем используются нами для разработки установок слоевой газификации растительной биомассы и их тестирования на основании созданной методики испытания.

4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

4.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ В БЛОКЕ С ДИЗЕЛЬНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Работа дизельного двигателя на генераторном газе имеет свои особенности. Образование рабочей смеси воздуха и паров топлива осуществляется непосредственно в цилиндре. При этом испарение жидкого топлива и воспламенение рабочей смеси осуществляется благодаря высокой температуре воздуха в конце такта сжатия. Поэтому степень сжатия в дизельных двигателях выше, чем в карбюраторных двигателях, имеющих внешнее смесеобразование и искровое зажигание. Совершенство рабочего процесса в цилиндре поршневого двигателя описывается индикаторной диаграммой, являющейся графическим изображением изменения давления P в зависимости от перемещения поршня или угла поворота коленчатого вала φ . По индикаторной диаграмме определяется индикаторная мощность, т. е. мощность, развиваемая газом в цилиндре, а также диагностируются неисправности системы газораспределения. При переводе дизеля на генераторный газ рабочая смесь воздуха и генераторного газа образуется не в цилиндрах, а в специальном смесительном устройстве, устанавливаемом перед двигателем.

Октановое число генераторного газа по данным ЦНИДИ составляет 110–125, при таких значениях воспламенение газа за счет сжатия в цилиндрах дизельного двигателя практически невозможно. В этой связи существуют два способа, обеспечивающих перевод дизелей с жидкого топлива на генераторный газ.

Первый способ предусматривает работу двигателя на двух видах топлива одновременно: генераторном газе и жидком дизельном топливе. При этом на номинальной нагрузке 80–85 % мощности

вырабатывается за счет генераторного газа, а 15–20 % за счет жидкого топлива. Двигатель, реализующий такой процесс, называется *газодизелем*. Преимуществами газодизеля являются:

- малый объем работ при переводе двигателя на двойное топливо; возможность использования серийных дизелей;

- сохранение степени сжатия, высокий индикаторный КПД (36–45 %);

- при сохранении штатной топливной аппаратуры имеется возможность гибкого маневрирования долей запального топлива от 15–20 % до 100 % при обеспечении номинальной мощности;

- возможность автономного пуска ГДЭС (двигатель запускается на дизельном топливе и обеспечивает электроэнергией розжиг газогенератора, после выхода газогенератора на постоянный режим работы двигатель переводится в газодизельный режим).

Теоретически необходимое количество запального дизельного топлива для воспламенения генераторного газа составляет величину 5–6 % от расхода топлива на номинальном режиме. Однако, штатные системы регулирования не рассчитаны на устойчивую работу дизеля при расходах топлива ниже, чем на режиме холостого хода, а эта величина составляет 15–20 % от расхода дизельного топлива на номинальном режиме. Если при переводе дизельного двигателя в режим газодизеля не вмешиваться в работу штатной системы регулирования, то приходится сохранять указанную выше долю запального топлива во всем диапазоне нагрузок газодизеля. В этой связи максимальный экономический эффект при работе на генераторном газе достигается при нагрузках, близких к номинальной, т. к. на частичных нагрузках относительная доля запального топлива увеличивается.

Второй способ предусматривает использование в качестве топлива для двигателя только генераторного газа. В этом случае для воспламенения газа применяют искровое зажигание. Такой двигатель

называют *газовым*. Перевод на чисто газовый цикл серийно выпускаемых дизелей требует установки на них помимо системы газоподдачи искрового зажигания и существенной переделки системы регулирования. Кроме того, в большинстве случаев потребуются увеличение степени сжатия, т. к. при сохранении степени сжатия КПД у такого конвертированного двигателя снизится с величины 36–45 % до 26–30 %; одновременно на 20–30 % снизится мощность двигателя.

Задача значительно упрощается, если имеется возможность использования двигателей, созданных для работы на природном газе. В этом случае работы по переводу двигателя на генераторный газ сводятся к минимуму и связаны только с перерегулировкой, обусловленной снижением калорийности газа.

Представляется, что первым этапом внедрения ГДЭС (газо-дизельная электростанция) должна стать реконструкция многочисленных существующих дизель-генераторов, связанная с их переводом на генераторный газ. В этой связи предпочтение было отдано первому из рассмотренных выше способов (работа в режиме газодизеля) как наиболее простому в технической реализации и обеспечивающему полную автономность от источников энергоснабжения при запуске газогенератора.

До середины 60-х годов в России выпускались газодизели и газовые двигатели, работающие на генераторном газе. На основании опыта эксплуатации указанных двигателей, работающих на генераторном газе, были определены следующие требования к степени очистки генераторного газа: содержание пыли — не более 0,03 г/м³; содержание смолы — не более 0,1 г/м³; содержание серы — не более 0,002 г/м³; содержание уксусной кислоты — не более 0,001 г/м³. Температура газа, поступающего к смесителю двигателя, должна быть не более 40 °С. В случае ее увеличения мощность двигателя снижается и возможно возникновение детонационного горения газоздушнoй смеси. Недопустимым также является

наличие конденсата водяных паров в газовоздушной смеси, подаваемой в двигатель.

С целью изучения рабочих процессов и характеристик режимов эксплуатации двигателей на генераторном газе была создана опытная установка.

4.1.1. Создание экспериментальной газодизельной установки на базе газогенератора Г-50

На первом этапе газогенератор Г-50 блокировался с одноцилиндровым дизелем 1 Ч 18/20 производства ОАО «Звезда», оснащенный измерительной аппаратурой для снятия индикаторной диаграммы в цилиндре и состава выхлопных газов. Испытания проводились на ОАО «Звезда» на специально разработанном стенде (рис. 4.1).

В качестве дизеля был выбран безнаддувочный вариант двигателя, так как подача газа на всасывание варианта двигателя с наддувом затруднялась конструктивными особенностями стенда.

К аппарату газификации была подведена магистраль сжатого воздуха, что было вызвано необходимостью компенсации сопротивления и обеспечения гарантированной подачи газа на всас двигателя. Также был осуществлен подвод холодной воды из системы городского водопровода к газовой охладителю. Дизель 1 ЧН 18/20 подвергся доработке по всасывающему тракту: всасывающий коллектор был отключен от стендовой системы автономного наддува и оборудован газовым смесителем 7 и заслонкой 6, регулирующей подачу газа от газогенератора.

В состав газогенераторной установки вошли: непосредственно газогенератор Г-50 1, циклон 2, газовой охладитель 3, скруббер 4, влагоотделитель 11 и горелка 9.

Газогенератор Г-50 описан в гл. 2.1.2. Там же приведены его технические характеристики.

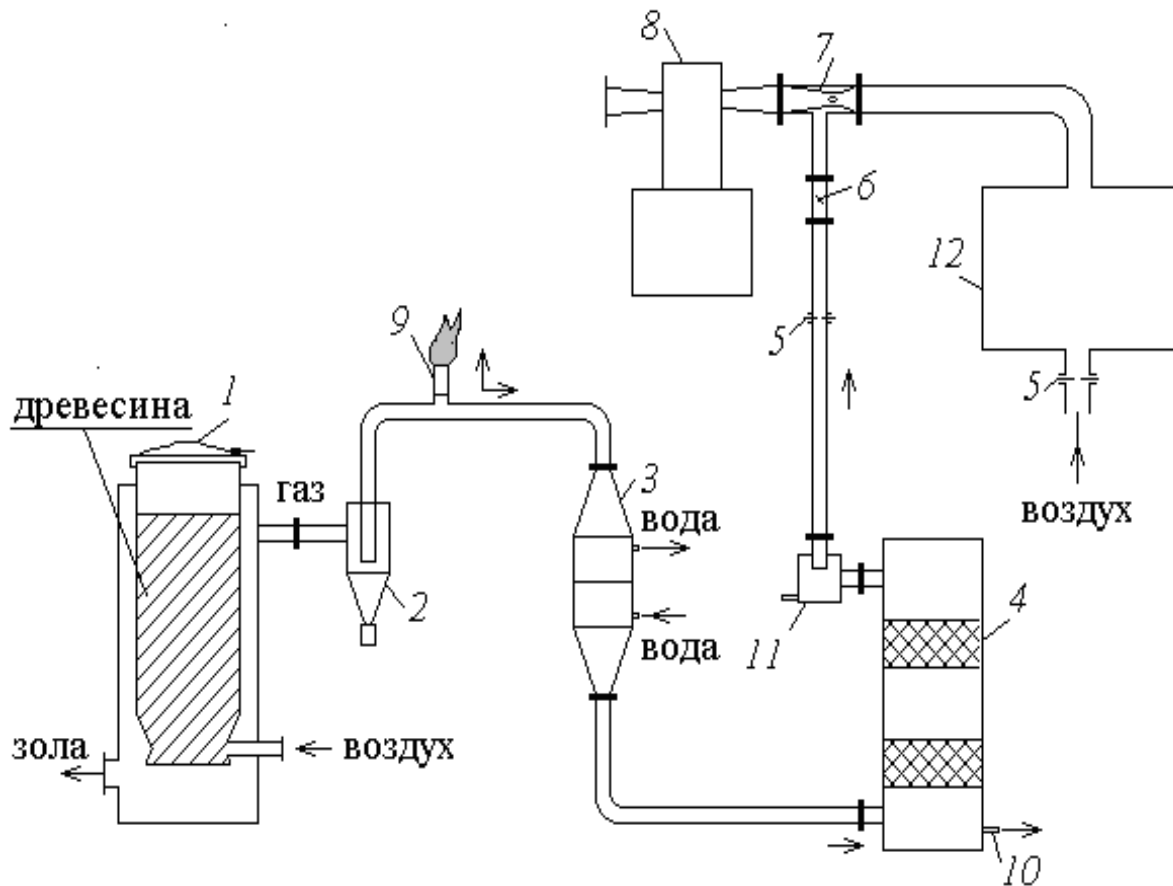


Рис. 4.1. Опытный стенд с газогенератором Г 50:

- 1 — газогенератор; 2 — циклон; 3 — газовойодяной охладитель;
 4 — скруббер; 5 — дроссельная шайба; 6 — заслонка; 7 — смеситель;
 8 — дизель; 9 — горелка; 10 — слив конденсата; 11 — влагоотделитель;
 12 — воздушный ресивер

Газ из газогенератора поступал в циклон 2 для очистки от крупных зольных составляющих, после чего он попадал в охладитель 3, где происходило охлаждение газа. Далее газ пропусклся через скруббер 4, который представлял собой двухслойный фильтр, на поверхности которого конденсировались смолистые составляющие газа и частично водяные пары. В качестве фильтрующих элементов использовались свободно насыпные слои из колец Рашига. После скруббера располагался влагоотделитель 11, в котором происходило отделение водяных паров, имеющихсся в газе. Слив конденсата из

влагоотделителя и скруббера производился через патрубки. Далее, очищенный и охлажденный до температуры 40 °С, газ поступал в смеситель 7, где происходило его смешение с воздухом. В качестве смесителя использовалось сопло с кольцевой полостью. По системе кольцевых отверстий газ под действием разряжения поступал в сопло и смешивался с воздухом. Подготовленная смесь поступала во всасывающий коллектор дизеля. Избыточное количество газа сжигалось в горелке 9.

Газовый тракт был оборудован приборами для измерения текущих параметров. Определялся расход газа на дизель и расход воздуха на газогенератор. Измерялся перепад давления на участках: газогенератор-циклон, газовойдяной охладитель и скруббер. Также производились измерения температуры на выходе из газогенератора, на входе в скруббер и в дизель. С помощью разработанного специального пробоотборника, описанного в гл. 3, осуществлялся отбор проб генераторного газа.

Целью испытаний являлось:

– экспериментальное исследование рабочего процесса дизеля 1 Ч 18/20 без наддува при работе по газодизельному циклу на генераторном газе;

– оценка работоспособности цилиндропоршневой группы дизеля при работе на генераторном газе и оптимизацией режимов работы газогенераторной установки, направленной на работу газодизеля.

На втором этапе тот же газогенератор блокировался с дизель-генератором номинальной мощностью 16 кВт производства Рижского дизельного завода. На этом этапе определялись эффективные показатели двигателя, проверялись система смесеобразования и система регулирования топливоподачи, отработывалась методика перехода с дизельного топлива на газ, снимались нагрузочные характеристики двигателя при работе по дизельному и

газодизельному циклам, определялась оптимальная доля запального дизельного топлива.

4.1.2. Условия и методика испытаний

В ходе испытаний предусматривалось:

- отработка методики перехода с дизельного топлива на газ;
- выбор оптимальной запальной цикловой подачи дизельного топлива;
- снятие исходных нагрузочных характеристик дизеля по режимам работы (табл. 4.1);
- снятие нагрузочных характеристик дизеля при работе по газодизельному циклу (табл. 4.1);
- отработка 50-часового этапа по газодизельному циклу на режиме $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и $N_e = 25 \text{ кВт}$;
- переборка дизеля с осмотром цилиндропоршневой группы.

Таблица 4.1

Нагрузочные характеристики двигателя

$n = 1000 \text{ мин}^{-1}$					
$N_e, \text{ кВт}$	10	15	20	22,5	25
$\varphi_{оп}, \text{ }^\circ\text{ПКВ}$	30	30	30	30	30
$n = 1000 \text{ мин}^{-1}$					
$N_e, \text{ кВт}$	10	15	20	22,5	25
$\varphi_{оп}, \text{ }^\circ\text{ПКВ}$	34	34	34	34	34
$n = 1200 \text{ мин}^{-1}$					
$N_e, \text{ кВт}$	13	18	22,5	26,5	30
$\varphi_{оп}, \text{ }^\circ\text{ПКВ}$	30	30	30	30	30
$n = 1500 \text{ мин}^{-1}$					
$N_e, \text{ кВт}$	17	22,5	27,5	33	38,5
$\varphi_{оп}, \text{ }^\circ\text{ПКВ}$	34	34	34	34	34

В качестве сырья для получения генераторного газа использовалась древесная чурка хвойных пород атмосферной сушки с широким диапазоном влажности (15–40 %).

Контроль за параметрами работы дизеля осуществлялся комплектом штатных стендовых приборов. Помимо штатных параметров проводилось измерение дымности отработавших газов. Также определялись концентрация окиси углерода CO и окислов азота NO_x.

Для проведения испытания была разработана *методика перехода двигателя с дизельного топлива на газодизельный цикл*:

– запуск двигателя производился на дизельном топливе с полным отключением подачи газа путем отсоединения газопровода. Данная процедура была обусловлена невозможностью запуска двигателя непосредственно с подачей газа по причине заполнения газовой средой всасывающего трубопровода и цилиндра;

– после запуска устанавливалась запальная цикловая подача топлива, которая обеспечивала устойчивую работу дизеля во всем диапазоне режимов работы газогенератора, которые могли варьироваться в зависимости от периодичности загрузки топлива, качества древесины, режима газификации;

– установка запальной цикловой подачи производилась регулируемым упором на силовом рычаге регулятора с последующим измерением расхода топлива; далее рукоятка управления переводилась в положение, соответствующее частоте вращения $n = 1500 \text{ мин}^{-1}$, тем самым силовой рычаг регулятора фиксировался на упоре и функции регулятора при превышении частоты вращения не нарушались;

– после установки запальной цикловой подачи газопровод подстыковывался к заслонке, с помощью которой регулировалась подача газа и тем самым осуществлялось регулирование режимов работы дизеля;

– процесс дозагрузки газогенератора сопровождался резким снижением количества подаваемого на двигатель газа, поэтому перед дозагрузкой снижалась нагрузка на гидротормозе и дизель практически переходил на дизельное топливо;

– в ходе испытаний было установлено, что режим с $n = 1500 \text{ мин}^{-1}$ не позволяет получить мощность более 13 кВт, что вероятно связано с ухудшением наполнения цилиндра из-за сопротивления смесителя, поэтому режимы этой нагрузочной характеристики не исследовались.

4.1.3. Результаты испытаний

Анализ результатов показывает:

1) Газодизельный цикл с использованием генераторного газа позволяет получать максимальную мощность одинаковую с дизельным циклом: 25 кВт при $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и 30 кВт при $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$. Максимальная мощность, получаемая от использования газа соответственно равна 17,6 кВт (71,5 %) и 21,1 кВт (71,5 %).

2) Подача газа, соответствующая максимальной мощности газодизеля, полученной в ходе эксперимента, регулировалась из условия минимального расхода газа, обеспечивающего заданный режим. Дальнейшее увеличение расхода газа не приводит к росту мощности, а характеризуется значительным ростом содержания окиси углерода в выхлопных газах дизеля, что указывает на ухудшение процесса сгорания горючих компонентов генераторного газа. Это объясняется недостаточным количеством кислорода в воздушном заряде и соответственно, прекращением воспламенения запального топлива.

3) Сравнение экологических параметров дизеля и газодизеля показывает:

– снижение дымности отработавших газов газодизеля в 1,5–3 раза в зависимости от режима;

– увеличение содержания СО на частичных режимах и сохранение концентрации окиси углерода на режиме максимальной мощности при $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и $\varphi_{\text{оп}} = 30^\circ$ пкв и увеличение содержания СО во всем диапазоне мощностей при $\varphi_{\text{оп}} = 34^\circ$ пкв. Увеличение содержания СО на всех режимах при $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$;

– снижение содержания NO_x во всем диапазоне мощностей.

Отмеченный характер изменения экологических характеристик двигателя при переходе с дизельного топлива на работу в режиме газодизеля объясняется переносом сгорания на линию расширения, наличием паров воды в газе и, вследствие этого, более низкими максимальными температурами сгорания, а также наличием в генераторном газе СО.

Необходимо также отметить, что опыты проводились на генераторном газе, полученном из древесины, имеющей различную относительную влажность: $W^r = 25 \%$ и $W^r = 40 \%$. В результате выяснилось, что по концентрации в отработавших газах окислов азота C_{NO_x} и их дымности D наилучшие экологические показатели достигаются при работе на древесине с относительной влажностью $W^r = 40 \%$. По концентрации окислов углерода C_{CO} , наоборот, наихудшие показатели получены при большей влажности исходной древесины. Последнее обстоятельство связано с недостаточно эффективной работой смесителя. Можно предположить, что в ходе совершенствования процессов смешения генераторного газа с воздухом удастся свести к минимуму значение C_{CO} в отработавших газах.

По результатам проведенных исследований совместной работы газогенераторной установки с газодизелем определено (рис. 4.2 – 4.10):

– газогенераторная установка Г-50 обеспечивает работу дизеля 1 Ч 18/20 по газодизельному циклу с максимальным суммарным расходом газа $70 \text{ м}^3/\text{ч}$;

– осредненный состав генераторного газа за время проведения эксперимента представлял собой: H_2 — 14,6 %, CO — 15,5 %, CH_4 — 1,1 %, O_2 — до 1 %, CO_2 — до 1 %, N_2 — 67 %, золосодержание — 57 мг/м³; смолосодержание — 83 мг/м³;

– низшая теплота сгорания газ менялась в диапазоне 3,9–4,9 МДж/м³, теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 м³ газа составляет 1,1 м³;

– полное сопротивление газогенераторной установки при максимальном расходе газа не превышало 2 кПа: в газогенераторе и циклоне 1,2 кПа, скруббере 0,2–0,4 кПа, охладителе газа 0,1–0,2 кПа, газопроводе 0,1–0,2 кПа. При этом оно практически не изменилось после 54 часов наработки;

– температуры газа, характеризующие оптимальный режим работы газогенератора: на выходе из газогенератора — 240 °С, на входе в скруббер — 60 °С, на входе в двигатель — 40 °С;

– для полной загрузки газогенератора требовалось 46 кг древесной чурки; периодичность дозагрузки, связанная с поддержанием работы газодизеля в режиме максимальной мощности составляла приблизительно 1 час;

– периодичность удаления золы из газогенератора и циклона составляла 20 часов;

– осмотр фильтрующих слоев скруббера после пятидесяти шести часов наработки показал их удовлетворительное состояние и возможность дальнейшей работы;

– конденсат, отводимый из скруббера и влагоотделителя, представлял собой слабощелочной раствор с рН = 8,5;

– в случае использования влажной древесины (более 30 %) скруббер, влагоотделитель и конструкция газового тракта не обеспечивали достаточную очистку генераторного газа от капельной влаги;

– осмотр цилиндрической поршневой группы и механизма газораспределения после пятидесяти шестичасовой наработки по

газодизельному циклу не выявил существенных отличий в коксовании камеры сгорания и клапанов, видимых следов повышенного износа цилиндровой втулки, направляющих клапанов и поршневых колец.

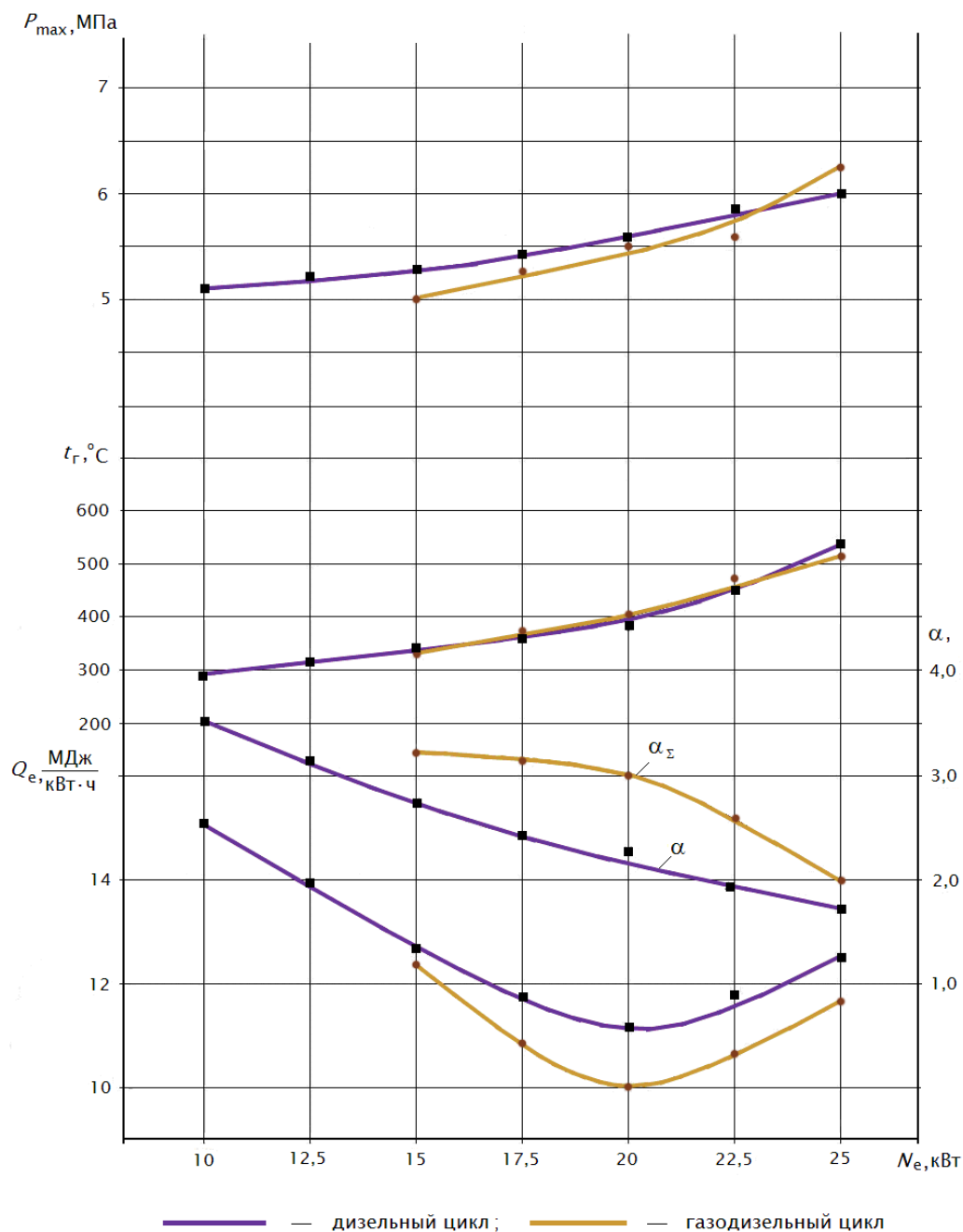


Рис. 4.2. Параметры нагрузочной характеристики дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 30^\circ$ пкв

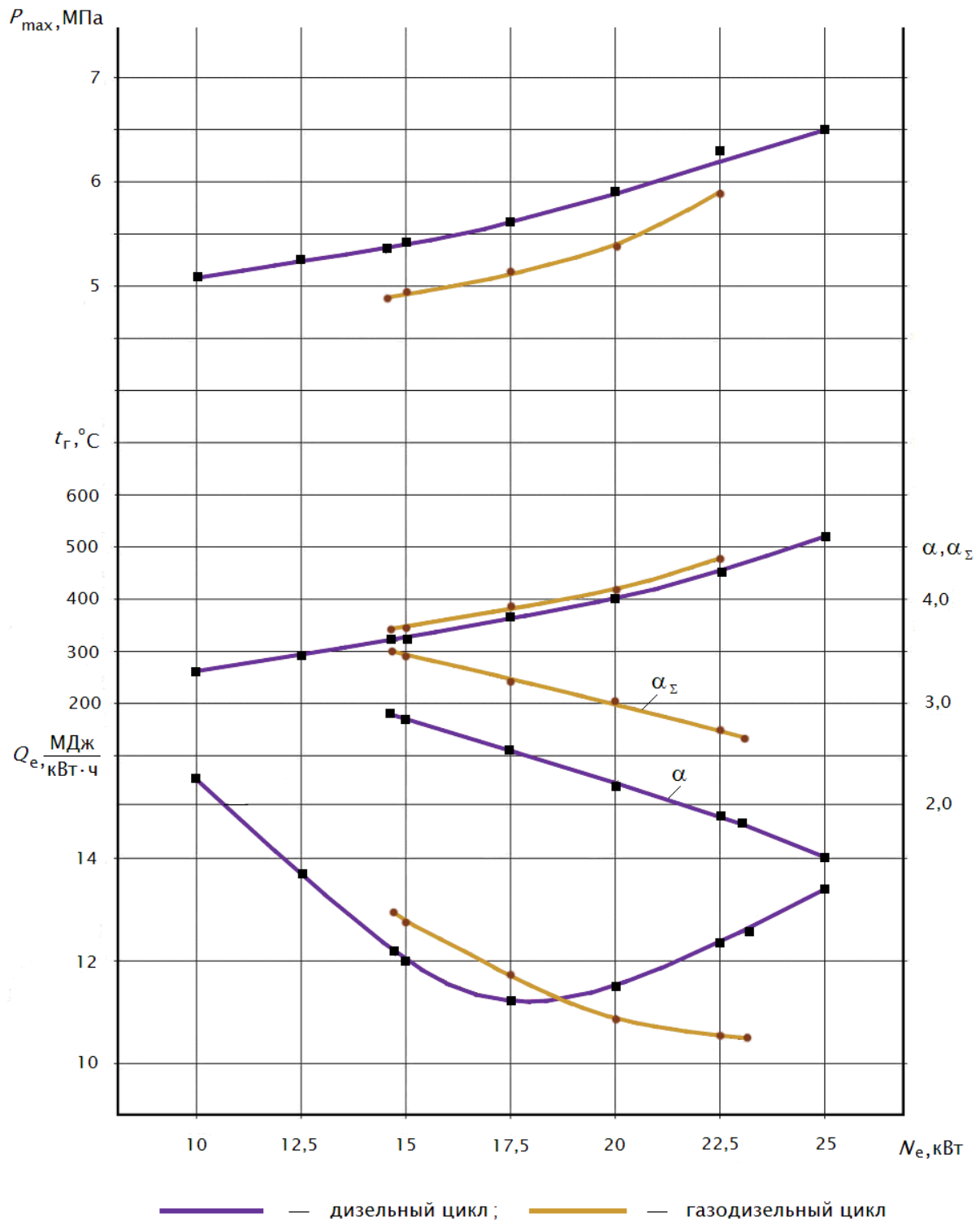


Рис. 4.3. Параметры нагрузочной характеристики дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 34^\circ$ пкв

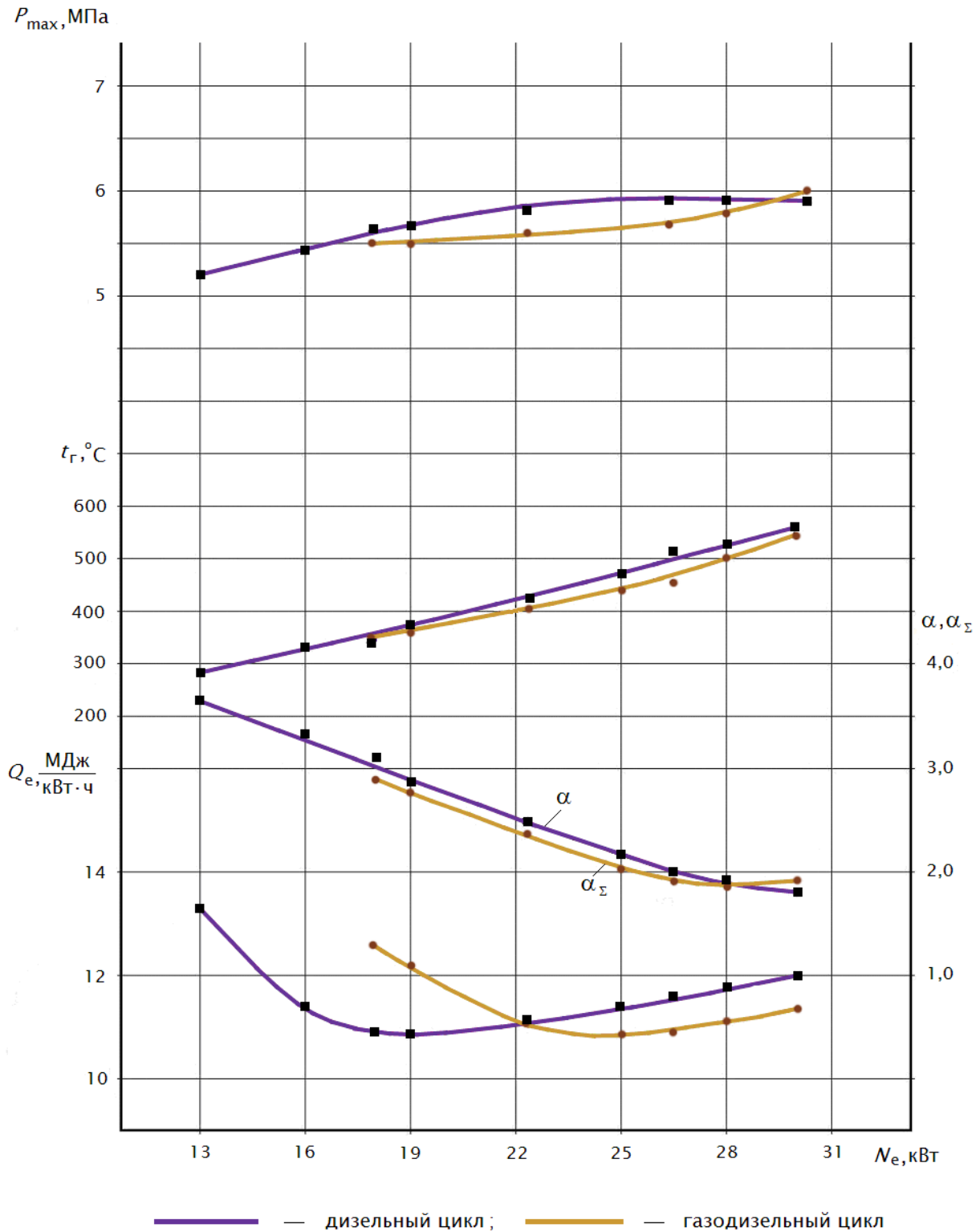


Рис. 4.4. Параметры нагрузочной характеристики дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 30^\circ$ ПКВ

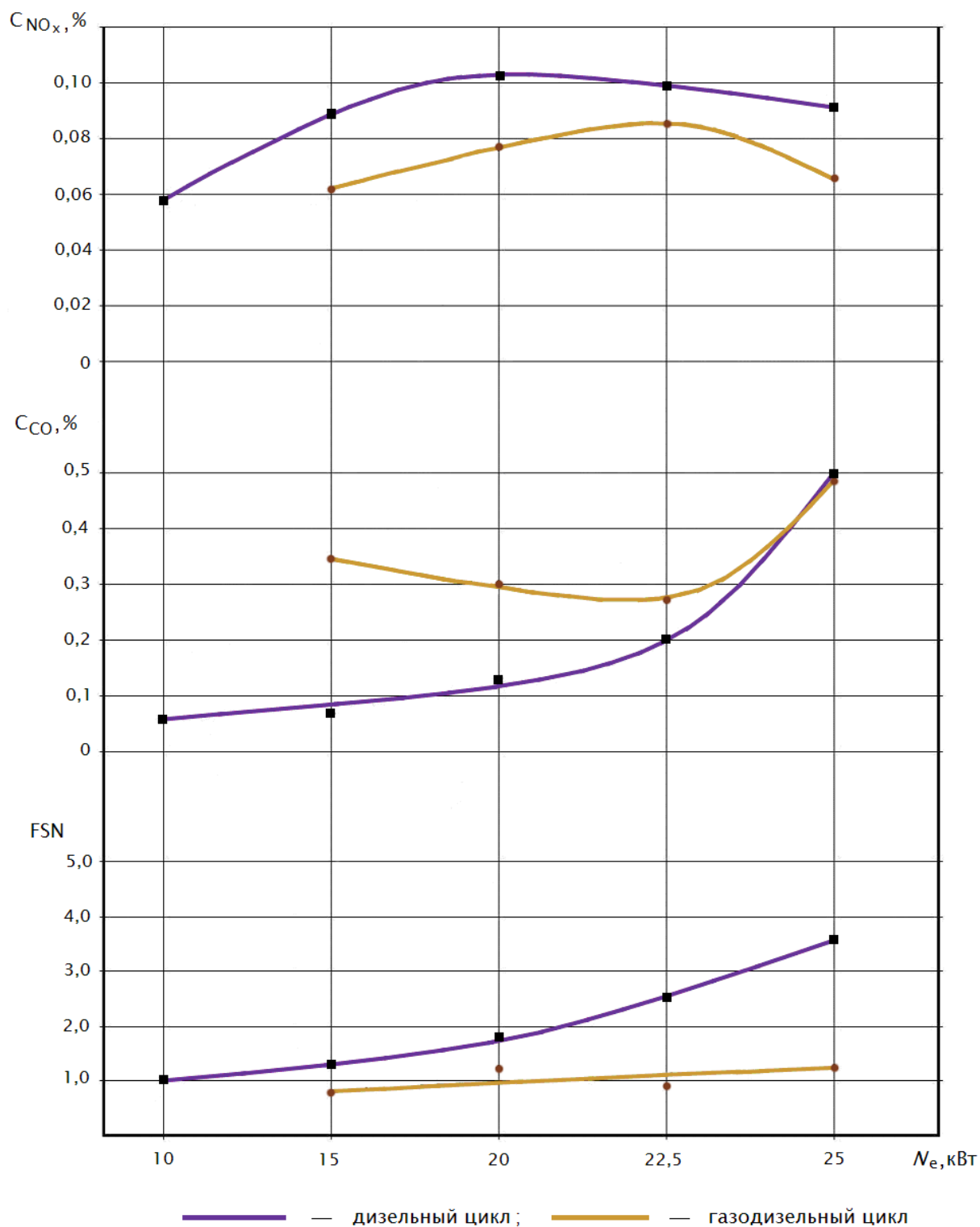


Рис. 4.5. Изменение экологических параметров дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 30^\circ$ пкв

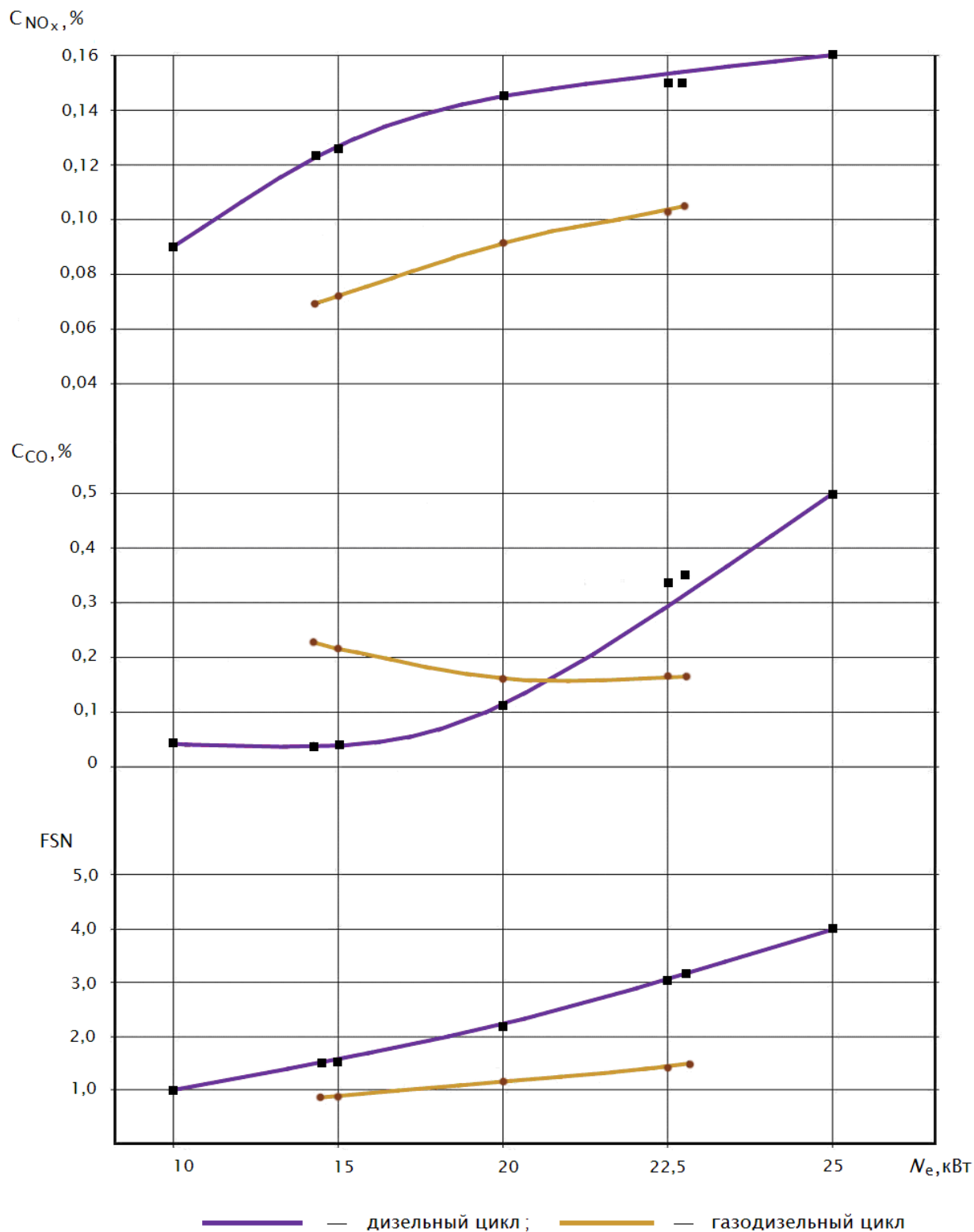


Рис. 4.6. Изменение экологических параметров дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 34^\circ$ пкв

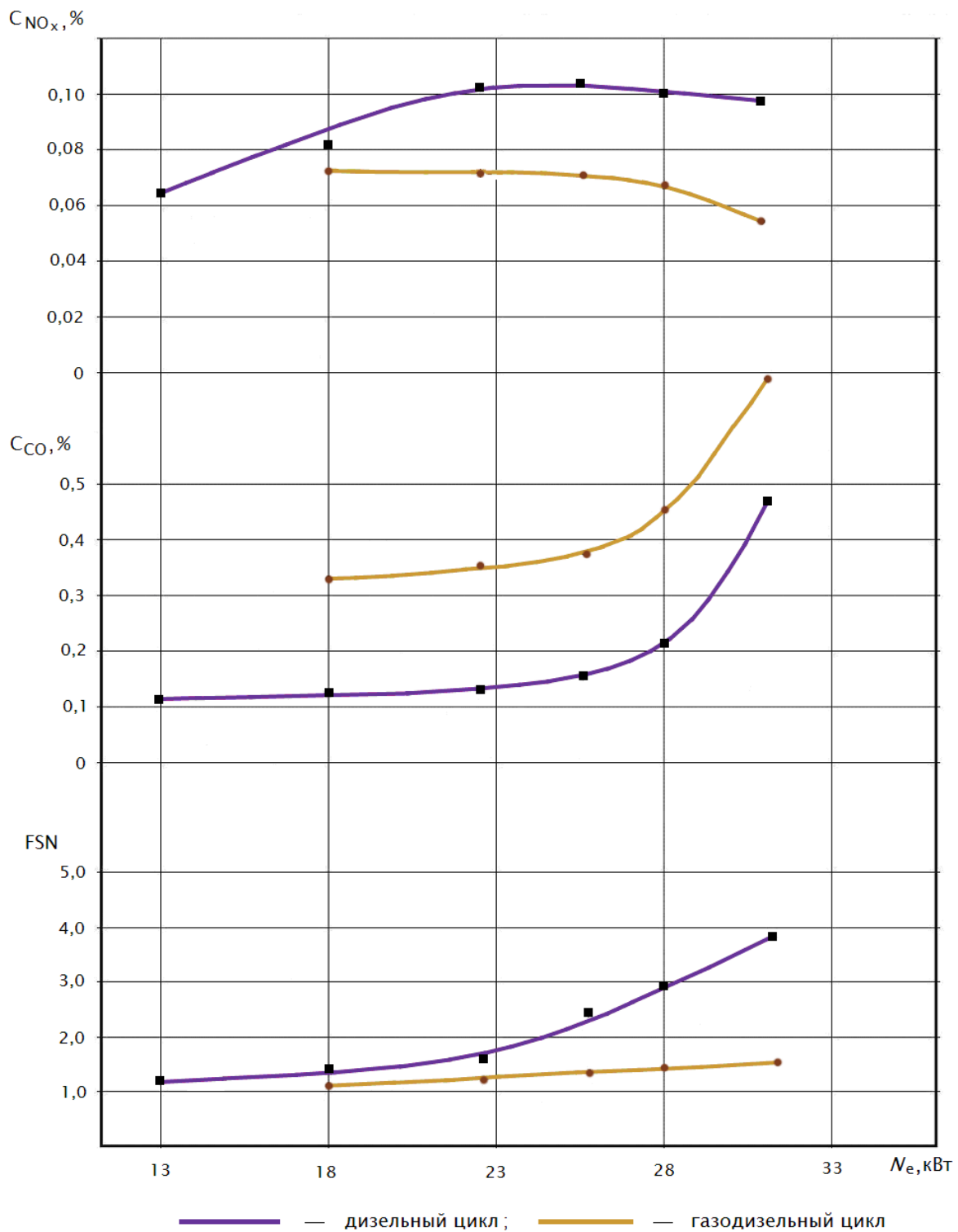


Рис. 4.7. Изменение экологических параметров дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$ и при $\varphi_{оп} = 30^\circ$ пкв

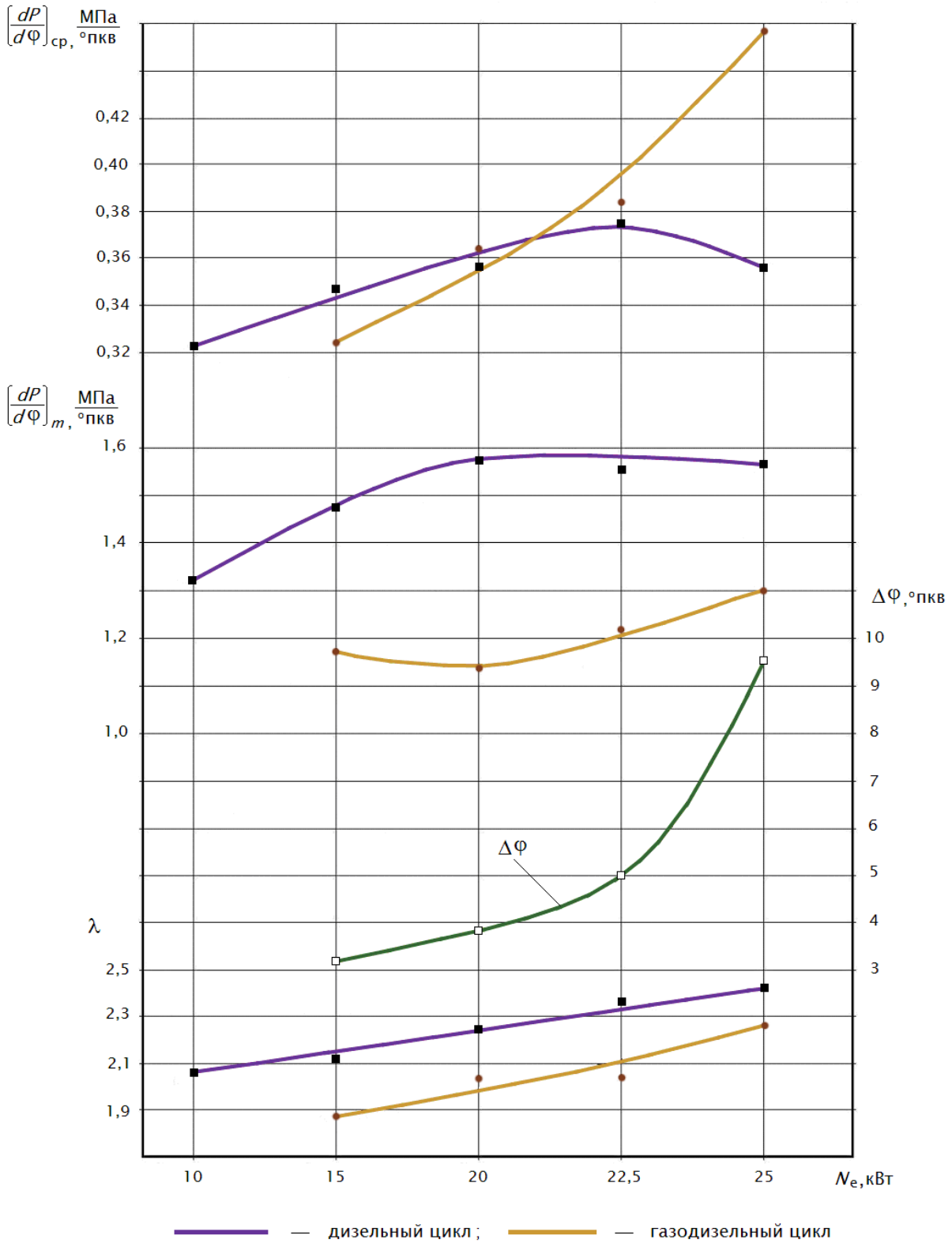


Рис. 4.8. Параметры рабочего процесса дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\phi_{оп} = 30^\circ \text{ пкв}$

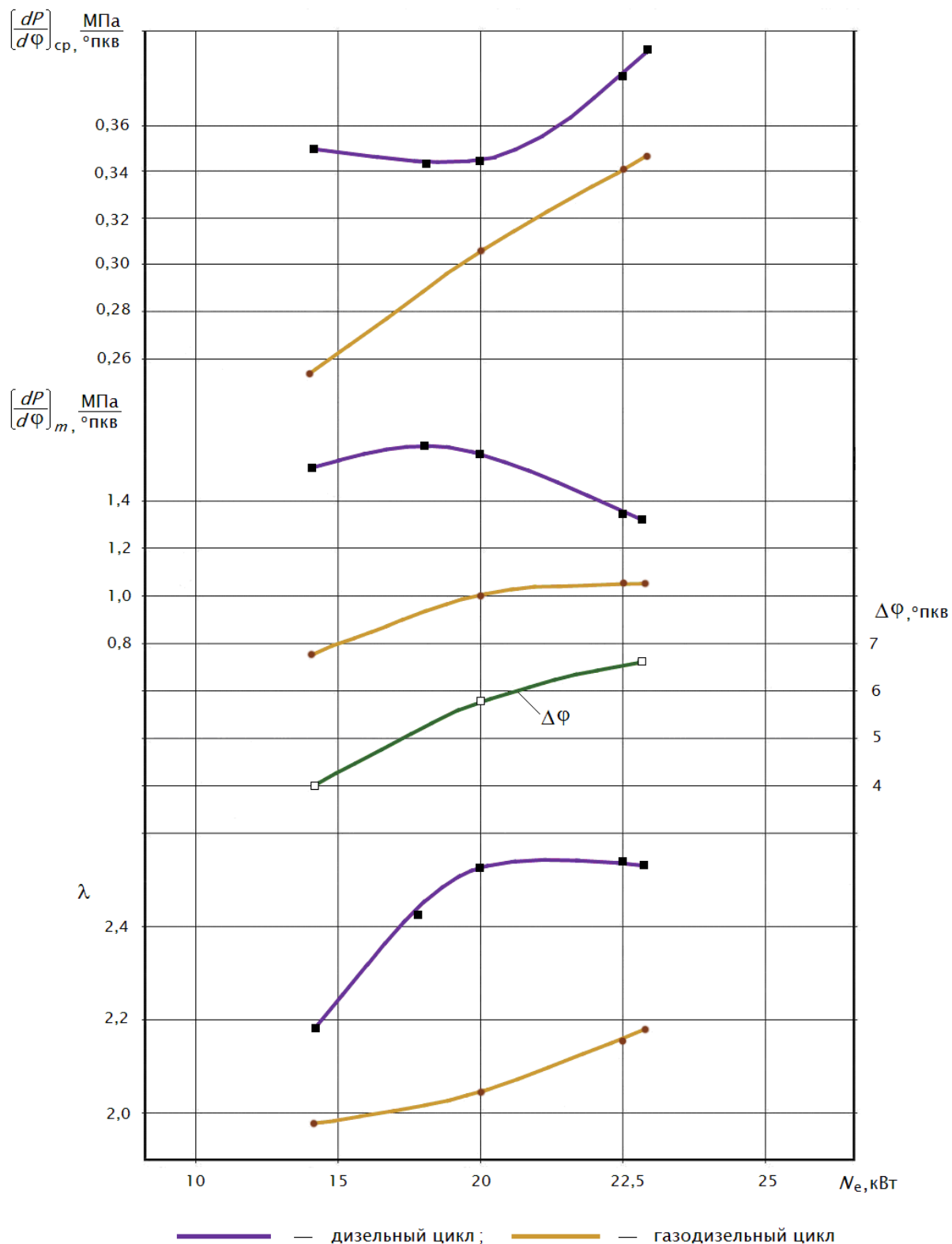


Рис. 4.9. Параметры рабочего процесса дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ и при $\phi_{оп} = 34^\circ \text{ ПКВ}$

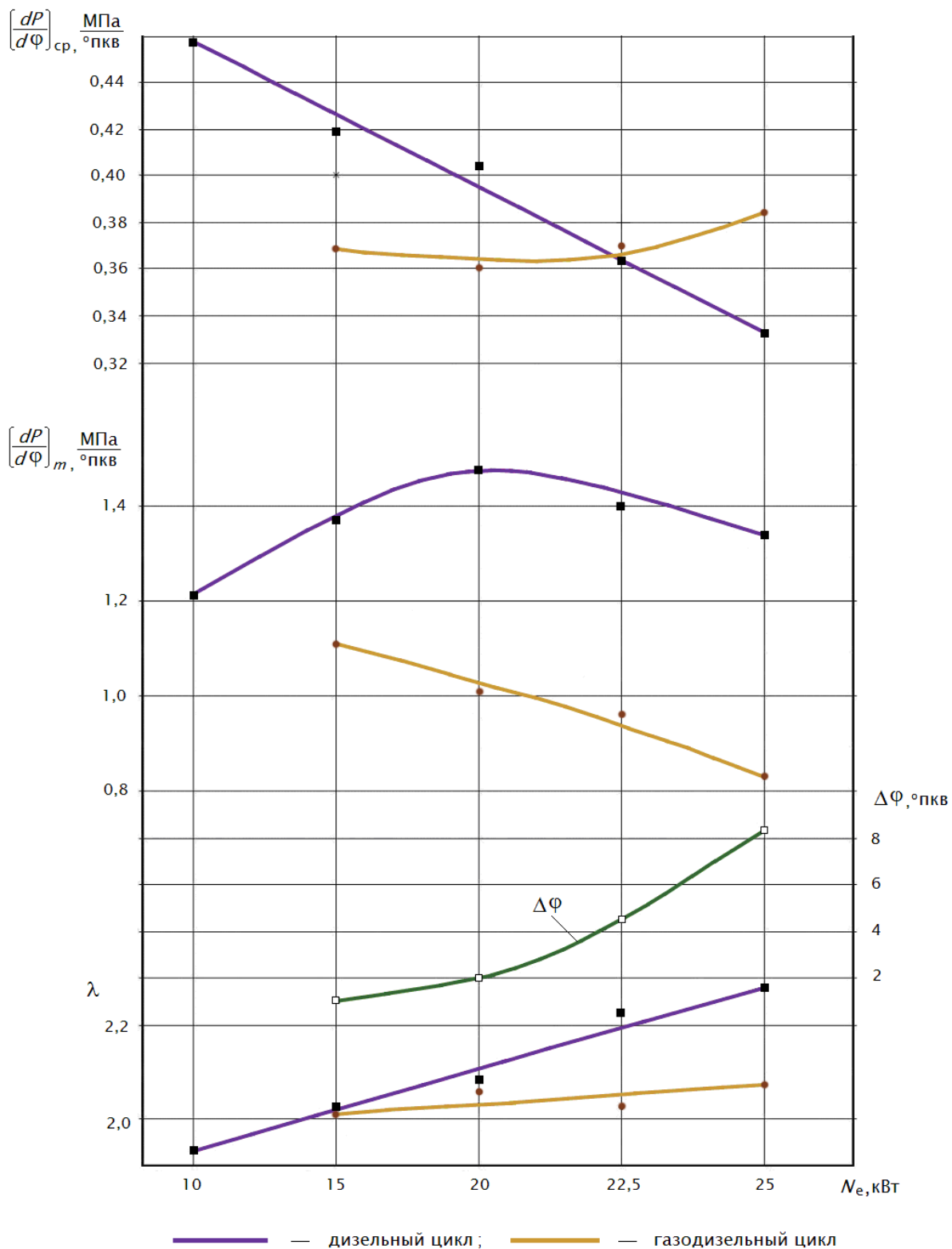


Рис. 4.10. Параметры рабочего процесса дизеля 1 Ч 18/20 (без наддува) на дизельном топливе и по газодизельному циклу на генераторном газе на оборотах $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$ и при $\phi_{оп} = 30^\circ \text{ ПКВ}$

Анализ совокупности полученных экспериментальных данных подтвердил возможность эффективной работы двигателя на генераторном газе, полученном из растительной биомассы, при этом получены следующие результаты:

1. Максимальной мощности газодизеля соответствует оптимальный расход газа. Дальнейшее увеличение расхода газа не приводит к росту мощности, а характеризуется значительным ростом содержания CO в выхлопных газах, что указывает на нарушение процесса сгорания. Дальнейшее увеличение расхода газа может привести к прекращению воспламенения запального топлива из-за низкого содержания кислорода в газо-воздушной смеси и как следствие к остановке двигателя. Сравнение параметров рабочих процессов дизеля и газодизеля показывает, что максимальные давления сгорания при сгорании топлива для них примерно одинаковы во всем диапазоне режимов. Проведенный анализ показывает, что чем больше доля генераторного газа в топливной смеси, тем при больших значениях φ происходит сгорание.

2. Для газодизельного режима характерна более высокая средняя скорость сгорания топлива, чем для чисто дизельного.

3. Использование в качестве сырья древесины повышенной влажности обуславливает повышение содержания влаги в газе (в паровой и капельной фазах). Существует пороговая влажность, на уровне 35 %, при достижении которой мощность двигателя начинает падать.

4. Сравнение экологических параметров дизеля и газодизеля показывает ряд преимуществ газодизеля. В частности, дымность отработавших газов газодизеля в 1,5–3 раза ниже, содержание окислов азота на 30 % ниже на всех режимах. Отмеченный характер изменения экологических параметров объясняется наличием паров воды в газе, обуславливающим снижение максимальной температуры сгорания.

4.2. ОЧИСТКА ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

Получаемый в результате газификации газ содержит в себе определенное количество твердых частиц в виде пыли, уносимой с газом из газогенератора, а также пары смол, образующиеся в результате термического разложения растительной биомассы.

При этом, очистка газа от взвешенных частиц необходима, так как пыль является балластом. В тоже время смолы содержащиеся в газе, изначально повышают лучистость пламени при сжигании генераторного газа, а следовательно, увеличивают его теплотворную способность. Однако в этом случае мы ограничиваем себя сжиганием газа в котле. В то время как для использования газа в дизельном двигателе содержание смол допустимо в крайне ограниченном количестве. Это связано с нарушением работы двигателя на засмоленном газе. Рекомендуется следующее содержание некоторых веществ: пыли — не более 50 мг/м^3 ; смолы — не более 500 мг/м^3 ; уксусная кислота — не более 50 мг/м^3 .

4.2.1. Очистка газа от пыли

Концентрация пыли в газе зависит от конструкции газогенератора, нагрузки и типа используемого топлива.

Непосредственно, в самом газогенераторе движение газового потока организуется таким образом, что бы унос пыли вместе с газом был минимизирован. Это достигается, либо изменением направления движения газа на 180° , либо установкой защитного кожуха перед трубопроводом отбора генераторного газа. Это позволяет избавиться от наиболее крупной пылевой фракции.

Влияние режимных параметров выражается в увеличении количества пыли с ростом нагрузки. Это объясняется возрастанием скорости движения получаемого генераторного газа.

Также существенно влияет на размер образующейся пыли, и соответственно на ее концентрацию в газе тип исходного топлива

[13]. Чем меньше размер частиц пыли, тем выше ее концентрация в получаемом газе.

В качестве устройства, позволяющего достаточно эффективно уловить пыль, рекомендуется использовать циклон. Степень улавливания сухого уноса в циклоне достигает 90 %. Тонкая доочистка должна производиться другими способами: тканевые фильтры, водяные и масляные скрубберы, электрофильтры.

Исходные данные для выбора размера циклона: содержание частиц пыли в газе на входе $c_r^п = 5 \text{ г/нм}^3$, температура газа $T_r, \text{ }^\circ\text{C}$, расход сухого генераторного газа для дизеля $G_{гд}, \text{ м}^3/\text{ч}$, влагосодержание газа $d_r, \text{ м}^3/\text{м}^3$, кажущийся вес частиц уноса $\rho_ч, \text{ кг/м}^3$.

Тканевые фильтры относятся к сухому типу очистки и позволяют достичь концентрации пыли $0,3 \text{ мг/м}^3$, что допускается при использовании газа в дизельных двигателях. Однако у такого типа фильтров есть существенные недостатки. Так, в случае газификации древесины или сельскохозяйственных отходов, точка росы будет примерно $70 \text{ }^\circ\text{C}$. Ниже этой температуры влага будет конденсироваться в фильтре, вызывая увеличение перепада давления на фильтре. Другим недостатком является необходимость частой очистки или замены тканевого фильтра, вызванная тем, что в них быстро скапливается пыль. Также, следует отметить ограничения по температуре газа, подаваемого на фильтр (при использовании стекловолокна не более $300 \text{ }^\circ\text{C}$).

4.2.2. Очистка газа от смолы

В предыдущих главах было показано, что генераторный газ содержит в себе органические кислоты, смолы, твердые частицы. В этой связи рассмотрим основные решения по комбинированной очистке газа. Устройства для очистки газа от смолы осуществляют по сути дела, двойную очистку, удаляя из газа также и пыль.

Скрубберы могут осуществлять, как сухую, так и мокрую очистку генераторного газа и представляют собой полый аппарат цилиндрической формы со слоями насадки. В результате, пропуская газ через них, происходит осаждение смоляных и пылевых фракций. В качестве насадки могут быть использованы различные материалы (кольца Рашига, керамическая крошка, кусковая древесина и т.д.). Сухая и мокрая очистка различаются тем, что в мокром исполнении насадка дополнительно смачивается водой.

Тепловая нагрузка скруббера находится из соотношения:

$$Q_c = G_{гд} \cdot [c_{гн} \cdot T_{гн} - c_{гк} \cdot T_{гк} + d_{гн} \cdot i'_{п} - d_{гк} \cdot i''_{п} - (d_{гн} - d_{гк}) \cdot c_{в} \cdot T_{вк}], \quad (4.1)$$

где $G_{гд}$ — расход сухого генераторного газа, м³/с; $T_{гн}$ — температура газа на входе, °С; $T_{гк}$ — температура газа на выходе, °С; $T_{вн}$ и $T_{вк}$ — температура воды на входе и выходе соответственно, °С; $d_{гн}$ — влагосодержание газа, г/м³; влагосодержание газа на выходе скруббера $d_{гк}$ находится из $I-d$ диаграммы в предположении, что газ насыщен влагой; $c_{гн}$ и $c_{гк}$ — теплоемкости газа на входе и выходе из скруббера, кДж/(м³·К); $i'_{п}$ и $i''_{п}$ — энтальпии водяного пара на входе и выходе из скруббера, кДж/кг.

Расход воды на скруббер:

$$G_{в} = \frac{Q_c}{c_{в} \cdot (T_{вн} - T_{вк})}. \quad (4.2)$$

Рекомендуемая скорость орошения насадки в скруббере составит:

$$q = 0,12 \cdot f, \quad (4.3)$$

где f — относительная поверхность, м²/м³.

Это позволяет найти диаметр скруббера:

$$D_c = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{в}}{\pi \cdot q \cdot \rho_{в}}}. \quad (4.4)$$

Объем газа, проходящего через скруббер при начальных и конечных параметрах, определяется из формул:

$$V_{\text{ГН}} = G_{\text{ГД}} \cdot \left(1 + \frac{d_{\text{ГН}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{П}}} \right) \cdot \frac{273 + T_{\text{ГН}}}{273}, \quad (4.5)$$

$$V_{\text{ГК}} = G_{\text{ГД}} \cdot \left(1 + \frac{d_{\text{ГК}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{П}}} \right) \cdot \frac{273 + T_{\text{ГК}}}{273}, \quad (4.6)$$

где $\rho_{\text{Г}}$ и $\rho_{\text{П}}$ — плотности газа и водяного пара, кг/м³.

Средний объемный расход газа через скруббер составит:

$$\bar{V}_{\text{Г}} = \frac{V_{\text{ГН}} + V_{\text{ГК}}}{2}. \quad (4.7)$$

Средняя скорость газа, отнесенная к полному сечению скруббера:

$$\bar{\omega}_{\text{Г}} = \frac{\bar{V}_{\text{Г}} \cdot 4}{3600 \cdot \pi \cdot D_{\text{с}}^2}. \quad (4.8)$$

Средняя разность температур:

$$\Delta t = \frac{(T_{\text{ГН}} - T_{\text{ВК}}) - (T_{\text{ГК}} - T_{\text{ВН}})}{\ln \frac{T_{\text{ГН}} - T_{\text{ВК}}}{T_{\text{ГК}} - T_{\text{ВН}}}}. \quad (4.9)$$

Поверхность насадки определяется из соотношения:

$$F = \frac{Q_{\text{с}}}{\kappa \cdot \Delta t}. \quad (4.10)$$

Объем насадки равен:

$$V_{\text{Н}} = \frac{F}{f}. \quad (4.11)$$

Высота насадки (основной части скруббера) составляет:

$$H = \frac{4 \cdot V_H}{\pi \cdot D_c^2} \quad (4.12)$$

Масляные пылеуловители. Работа этих аппаратов основана на смачивании взвеси газа промывочным маслом, далее полученная смесь выводится из аппарата для регенерации, отстаивания и дальнейшего возвращения в схему. На рис. 4.11 представлена принципиальная схема установки с масляными пылеуловителями.

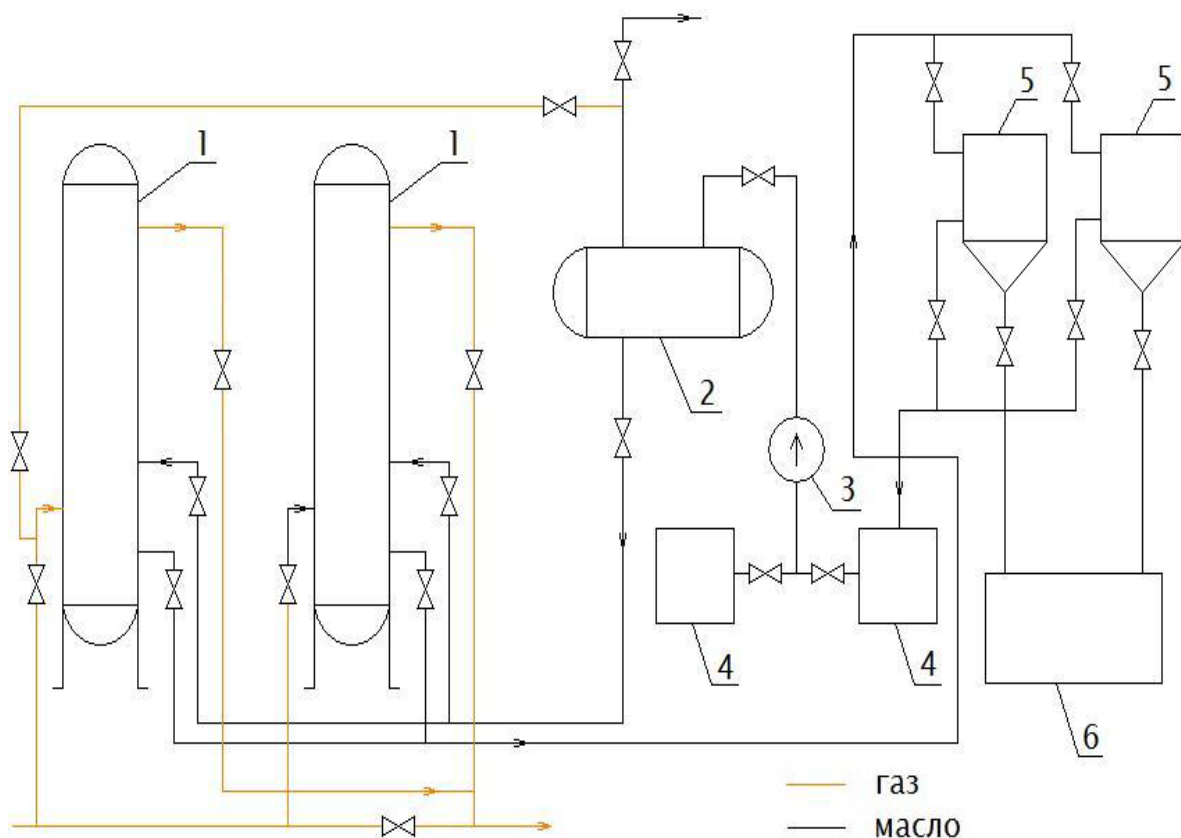


Рис. 4.15. Принципиальная схема установки масляных пылеуловителей:

1 — пылеуловитель, 2 — накопитель чистого масла, 3 — насос, 4 — емкость чистого масла, 5 — отстойник, 6 — емкость грязного масла

Очищаемый газ подается в газопромывочную секцию маслоуловителя 1 и далее проходит через контактные газопромывочные трубки, где происходит отделение твердой фракции. Далее осуществляется разделение газа и промывочной

жидкости, после чего газ подается в газопровод. Также предусмотрена отводная линия газа помимо маслоуловителя и возможность отключения отдельных аппаратов. Масло, пройдя пылеуловитель, подается в отстойник 5, в котором происходит отстаивание масла и выделение грязного осадка. Выделенная грязная смесь подается в емкость загрязненного масла 6, а чистая жидкость уходит в емкости 4 и далее насосом 3 перекачивается в накопитель 2, откуда самотеком поступает в пылеуловитель.

Пропускная способность масляных пылеуловителей может быть рассчитана по формуле:

$$V_0 = 9,35 \cdot 10^5 \cdot \frac{D^2 \cdot p \cdot (\rho_m - \rho_g)}{T \cdot \rho_g}, \quad (4.13)$$

$$V_d = V_0 \cdot \frac{T}{T_0}, \quad (4.14)$$

где V_0 — пропускная способность пылеулавливателя соответственно при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа, м³/сутки; V_d — пропускная способность пылеулавливателя соответственно при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа, м³/сутки; D — внутренний диаметр пылеулавливателя, м; p — рабочее давление в пылеулавливателе, МПа; T — температура газа, К; ρ_g — плотность газа, кг/м³; ρ_m — плотность масла, кг/м³.

Электрофильтры. Одним из наиболее эффективных решений для удаления смолы и пыли из генераторного газа представляется использование электрофильтров, которые позволяют достичь степени очистки на уровне 96–97 %. Но следует отметить, что в этом случае достаточно велик расход электроэнергии и составляет 0,8–1,0 кВт·ч на 1000 м³ газа. Влажность смолы после электрофильтров колеблется от 5 до 20 % и во многом зависит от температуры газа, поступающего в аппарат. Выделяемая в результате осаждения смола является товарным продуктом и может быть использована в промышленности.

Основным элементом электрофильтра является осадительная камера, в которой помещены осадительные электроды, выполненные в виде труб или пластин. По образованным этими электродами каналам снизу вверх или горизонтально движется очищаемый газ. Внутри каналов размещены коронирующие электроды, выполненные из нихромовой проволоки. При создании между электродами разности потенциалов в 55–70 кВ газ ионизируется, и заряженные ионами твердые частицы и капли переносятся к осадительному электроду. Электрофильтр также оборудуется устройством для промывки водой электродов.

Подбор электрофильтра производится в соответствии с заданными условиями его работы по площади сечения активной зоны, с последующим проверочным расчетом степени очистки.

Площадь сечения активной зоны электрофильтра определяется по формуле:

$$f = \frac{\kappa \cdot V_{\Gamma}}{w_{\Gamma}}, \quad (4.15)$$

где V_{Γ} — объемный расход газа при температуре очистки, м³/с; κ — коэффициент запаса, учитывающий подсосы атмосферного воздуха (принимается 1,1); w_{Γ} — скорость газа в электрофильтре (0,8–2,0 м/с).

Степень очистки газа в электрофильтре:

$$\eta = 1 - \exp(-w_u \cdot a), \quad (4.16)$$

где w_u — скорость дрейфа заряженных частиц по направлению к осадительному электроду, м/с; a — коэффициент, характеризующий геометрические размеры аппарата и скорость газа в нем.

Коэффициент a для всех типов осадительных электродов рассчитывается по формуле:

$$a = \frac{L \cdot \Pi}{f_{\text{э}} \cdot w_{\Gamma}}, \quad (4.17)$$

где L — длина осадительного электрода, м; Π — активный периметр осадительного электрода, м; f_3 — площадь сечения активной зоны, ограниченной стенками осадительного электрода, м².

Реальная скорость дрейфа заряженных частиц определяется из уравнения:

$$w_u = \frac{6 \cdot 10^{-12} \cdot K_{\text{ч}} \cdot E^2 \cdot r_{\text{ч}}}{\mu_{\text{г}}}, \quad (4.18)$$

где $K_{\text{ч}} = 1,0$ для частиц, имеющих размер от 2 до 50 мкм и $K_{\text{ч}} = \left(1 + \frac{1}{r_{\text{ч}} \cdot 10^7}\right)$ для частиц с размерами от 0,1 до 2,0 мкм; $r_{\text{ч}}$ — размер частиц, мкм; E — напряжение электрического поля, В/м; $\mu_{\text{г}}$ — вязкость газа, Па·с.

Для трубчатых осадительных электродов напряжение электрического поля составляет:

$$E = \sqrt{\frac{i_0}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot k}}, \quad (4.19)$$

где i_0 — линейная плотность тока короны, А/м; $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ — электрическая постоянная, Ф/м; k — подвижность ионов, м²/(В·с).

Линейная плотность короны определяется из соотношения:

$$i_0 = \frac{2 \cdot k}{9 \cdot 10^9 \cdot R^2 \cdot \ln R \cdot \frac{R}{R_1}} \cdot (u - u_0) \cdot u, \quad (4.20)$$

где u — напряжение на электродах, В; u_0 — критическое напряжение (т. е. напряжение возникновения коронного разряда), В; R — радиус осадительного электрода, м; R_1 — радиус коронирующего электрода, м.

Критическое напряжение возникновения коронного разряда вычисляется по формуле:

$$u_0 = E_0 \cdot R_1 \cdot \ln \frac{R}{R_1}. \quad (4.21)$$

Здесь критическая напряженность E_0 находится из формулы:

$$E_0 = 3,04 \cdot (\beta + 0,0311 \cdot \sqrt{\frac{\beta}{R_1}}) \cdot 10^6, \quad (4.22)$$

в которой отношение плотностей газа при рабочих и нормальных условиях β определяется из выражения:

$$\beta = \frac{293}{293 + t} \cdot \left(1 \pm \frac{p}{10^5}\right), \quad (4.23)$$

где t — рабочая температура газа, °C; p — избыточное давление или разрежение в газоходе, Па.

Мощность повысительно-выпрямительного агрегата для питания электрофилтра вычисляется из соотношения:

$$N = \frac{0,707 \cdot 10^{-6} \cdot V \cdot J \cdot m + 0,5}{\eta}, \quad (4.24)$$

где V — рабочая разность потенциалов на электродах, кВ; J — сила тока в электрофилтре, А; m — коэффициент формы кривой выпрямленного тока, равный 1,5–2,2; η — КПД агрегата (принимается в диапазоне 0,7–0,8).

Расход энергии, потребляемой электрофилтром, определяется по формуле:

$$N = \frac{N_{\text{уд}} \cdot V_{\text{г}}}{1000}, \quad (4.25)$$

где $N_{\text{уд}}$ — удельный расход электроэнергии на очистку 1000 м³/ч газа; $V_{\text{г}}$ — действительный объем газа, м³/ч.

Обобщая вышесказанное, следует отметить, что выбор варианта системы очистки генераторного газа будет определяться

индивидуально для каждой проектируемой установки. Это объясняется различающейся стоимостью, особенностями эксплуатации систем, а также требованиями теплоэнергетического оборудования, используемого в технологической схеме с газогенератором.

Результаты сравнительных испытаний дизельного двигателя при работе на генераторном газе, а также анализ существующих методов очистки генераторного газа показывают технологическую и экологическую целесообразность создания газогенераторных дизельных электростанций. Проведенные экспериментальные исследования по определению диапазона устойчивой работы инжекционных горелок при сжигании генераторного газа позволили создать газогорелочное устройство для сжигания низкокалорийного генераторного газа, что дает возможность использовать газогенератор в блоке с энергетическим котлом.

Эффективным средством снижения экологической нагрузки газогенераторных установок является система рециркуляции с дожиганием осадка в топке с дальнейшим использованием получаемых горячих газов в качестве сушильного агента в системе подготовки топлива.

Также, целесообразным представляется использование исходного топлива в качестве насадки в скрубберах с дальнейшей утилизацией отработанной насадки в газогенераторе в качестве топливной составляющей.

ГЛАВА 5. ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ

Газификация угля — производство горючего газа при неполном окислении органической массы угля, имеет давнюю историю с периодами бурного развития и спадами. Как было описано выше, впервые горючий газ из угля получил англичанин Мэрдок в 1792 г. как попутный продукт при производстве «светильного масла». К 50-м годам XIX века практически во всех крупных и средних городах Европы и Северной Америки действовали газовые заводы для производства отопительного, бытового и светильного газа.

Значительное влияние на процесс газификации оказывает газифицирующий агент (воздух, кислород и/или пар). Но помимо газифицирующего агента, температуры и давления в зоне газификации, существует несколько других факторов, которые влияют на протекание процесса: химический состав исходного топлива, его низшая теплота сгорания и возможность использования конечного продукта газификации. Когда рассматриваем газификацию угля, учитываются следующие факторы:

1. состав и класс угля;
2. подготовка угля и размер частиц;
3. низшая теплота сгорания;
4. время пребывания частиц топлива в зоне реакции;
5. характеристики станции, на которой используем газификацию:
 - 5.1. система подачи угля: сухая или в виде суспензии;
 - 5.2. система золоудаления: сухая (твердая) или жидкая (шлак);
 - 5.3. схема генерации тепловой энергии;
 - 5.4. система очистки генераторного газа: низко или высоко температурная очистка, используемая для удаления серы, азота, твердых частиц и других соединений, которые могут повлиять на возможность использования горючего газа в конкретных установках,

к примеру, в газовых турбинах, в установках для производства водорода, жидких топлив или др.

5.1. ТЕХНОЛОГИИ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Существует большое количество способов газификации угля, которые уже используются или пока что находятся в стадии тестирования. Новые технологии газификации угля, разрабатываемые сегодня, должны удовлетворять экологическим требованиям, требованиям эффективности и конкурентоспособности.

Процессы газификации классифицируются по следующим признакам:

1. По теплоте сгорания получаемых газов.

В зависимости от типа газогенератора, условий эксплуатации и газифицирующего агента, могут быть получены три типа генераторного газа:

- газ с низкой теплотой сгорания ($3,8 \dots 7,6$ МДж/м³). Этот газ может быть использован в качестве топлива для газовых турбин при комбинированном цикле (IGCC) для выработки тепловой и электрической энергии; может быть использован в котлах для производства пара и как топливо в плавильных печах. Однако, из-за высокого содержания азота в этом газе и его низкой теплоты сгорания, он не очень хорошо подходит в качестве заменителя природному газу или для химической промышленности. Использование такого газа в качестве основы для получения заменителей традиционному топливу увеличивает технологические затраты, в том числе затраты на сжатие, если исходный газ имеет атмосферное давление.

- газ средней теплотворной способности ($10,5 \dots 16$ МДж/м³) может быть использован как топливо в газовых турбинах при комбинированной схеме (IGCC); в качестве заменителя природного газа, а также для производства водорода и синтеза химикатов.

- газ высокой теплотворной способности (выше 21 МДж/м³) используется в первую очередь как заменитель природного газа.

2. По назначению газов:

- для энергетических потребностей (непосредственного сжигания);

- для технологических целей (синтезы углеводородов, производство водорода, технического углерода).

3. По размеру частиц используемого топлива:

- газификация крупнозернистых;

- мелкозернистых;

- пылевидных частиц.

4. По типу дутья:

- воздушное;

- паровоздушное;

- кислородное;

- парокислородное;

- паровое.

5. По способу удаления минеральных примесей:

- мокрое;

- сухое золоудаление;

- жидкое шлакоудаление.

6. По давлению газификации:

- при атмосферном (0,1...0,13 МПа);

- при среднем (до 2...3 МПа);

- при высоком давлении (выше 2...3 МПа).

7. По характеру движения газифицируемого топлива:

- в неподвижном слое;

- в кипящем слое;

- в пылевом потоке.

8. По температуре газификации:

- низкотемпературная (до 800 °С);
- среднетемпературная (800–1300 °С);
- высокотемпературная (выше 1300 °С).

9. По балансу теплоты в процессе газификации:

- автотермические;
- аллотермические.

В схеме кипящего слоя с газификацией паром используется косвенный подвод теплоты, а не непосредственное сжигание части топлива в газогенераторе. Также используется пар для псевдоожижения слоя топлива, а не смесь пара и воздуха или кислорода, которая используется в других типах газогенераторов кипящего слоя. В табл. 5.1. приведены характеристики имеющихся в настоящее время газогенераторных технологий. Газогенераторы, основанные на других технологиях, к примеру, таких, как вращающихся печах или расплавленные ванны, которые были разработаны в середине 1900-х гг., в настоящем пособии не будут рассматриваться.

Таблица 5.1

Технологии газификации угля

	Неподвижный слой	Кипящий слой	Пылевой поток
Система подачи топлива	сухая	сухая	сухая / суспензия
Размер частиц, мм	5–80	0,5–6	< 1
Время пребывания топлива в газогенераторе, с	900–1800 (при высоком давлении)	10–100	< 5

Окончание табл. 5.1

	Неподвижный слой	Кипящий слой	Пылевой поток
Температура в газогенераторе, °С	1315–1760 — в зоне горения, 370–510 — в зоне пиролиза	760–1100	980–1900
Давление в реакторе, атм	1–100	1–30	20–80
Газифицирующий агент	O ₂ + пар; воздух + пар	воздух + пар, O ₂ + пар, пар	O ₂ + пар
Золоудаление	сухое, шлам	сухое	сухое, шлам
Теплотворная способность получаемого газа	Низкая, средняя	Низкая, средняя	средняя, высокая

Прежде всего, заслуживают внимания технологии газификации угля с получением высококалорийного горючего газа, богатого водородом. Наиболее распространенными являются технологии «Lurgi», «British Gas/Lurgi» (слоевая газификация кускового угля), метод «Winkler», «U-Gas», KRW, Westinghouse Corporation (газогенераторы кипящего слоя), «Техасо» (газогенератор с водоугольной суспензией), «Shell», «Prenflo», «Destec», «Koppers-Totzek» (газогенераторы пылевого потока).

Наиболее перспективными среди перечисленных считаются методы газификации в пылевом потоке и кипящем слое.

Кроме горючего газа, уголь может использоваться для совместного производства электроэнергии и жидких топлив, что позволяет сократить стоимость последних на 15–25 %. Однако строительство станций для получения жидких топлив из угля требует больших инвестиций.

5.1.1 Газификация в неподвижном слое

Несмотря на то, что газогенераторы с неподвижным слоем для выработки энергии в настоящее время используются редко, по сравнению с аппаратами ЦКС и пылевого потока, эти установки были основаны на передовых технологиях, разработанных еще в начале 1900-х годов. Большинство таких газогенераторов были небольшими по мощности, расход топлива находился на уровне 100 т угля в сутки. В качестве газифицирующего агента использовались воздух или пар. Они менее капиталоемкие и более просты в эксплуатации, чем другие технологии газификации, и имеют большее время нахождения топлива в газогенераторе.

Во время нефтяного кризиса 1970-го года Правительство США разработало программу «Газогенераторы в промышленность», которая «заставила» промышленность выпускать газогенераторы малой мощности, основанные на проверенных технологиях, для получения горючего газа низкой теплотворной способности, который стал заменителем природного газа.

Технологии газификации, которые были проверены в промышленности в начале XX века, а далее и в рамках государственной программы США, были взяты за основу при разработке одноступенчатого газогенератора Woodal–Duckman, двухступенчатых Wellman–Incandescent и STOIK. Большинство существующих аппаратов неподвижного слоя являются доработанными и улучшенными версиями этих ранее созданных установок. Хотя эти первые газогенераторы в основном были на воздушном дутье, то сейчас большинство аппаратов неподвижного слоя работают на кислородном дутье.

Требования по размерам топлива наименее жесткие, по сравнению с другими типами газогенераторов, 5...80 мм, но существует ограничение по содержанию угольной пыли. Газифицирующий агент (смесь пара и кислорода) поступает в

нижнюю часть газогенератора, в противоток угля. Время пребывания угля в неподвижном слое — 15...30 минут при высоком давлении в газогенераторе и кислородном дутье, и несколько часов — при атмосферном давлении и воздушном дутье.

Уголь в газогенератор загружается в верхней его части и последовательно проходит зоны: нагрева, сушки, пиролиза, газификации и горения. В итоге, уголь полностью сгорает в нижней части реактора, в зоне горения, где в слое достигается самая высокая температура. Температура в зоне горения обычно 1400...1800 °С для газогенераторов с жидким золоудалением и около 1300 °С — для сухого золоудаления, когда температура горючего газа на выходе из газогенератора 370–510 °С.

Из-за низкой температуры в верхней части газогенератора, горючий газ содержит смолы, фенолы и имеет низкую температуру кипения углеводородов, получаемых в зоне пиролиза. Последние разработки включают дополнительный цикл, который возвращает эти продукты обратно в газогенератор для их дальнейшего реагирования.

Среди слоевых газогенераторов, работающих по прямому процессу газификации, необходимо отметить аппараты типа «Lurgi», получившие широкое распространение в промышленности.

Процесс «Lurgi»

Процесс «Lurgi» заключается в газификации угля в неподвижном слое с использованием паровоздушного или парокислородного дутья.

Газогенератор (рис. 5.1) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, работающий под давлением около 2,5 МПа, с водяной рубашкой для топливной защиты наружной несущей стенки. Пар, образующийся в рубашке, поступает на газификацию. Внутри корпуса расположены вращающийся ворошитель и колосниковая решетка, под которую противотоком к реагирующему опускающемуся углю поступает газифицирующий агент. Вначале

газифицирующий агент проходит сквозь слой горячего шлака, лежащего на решетке, и подогревается.

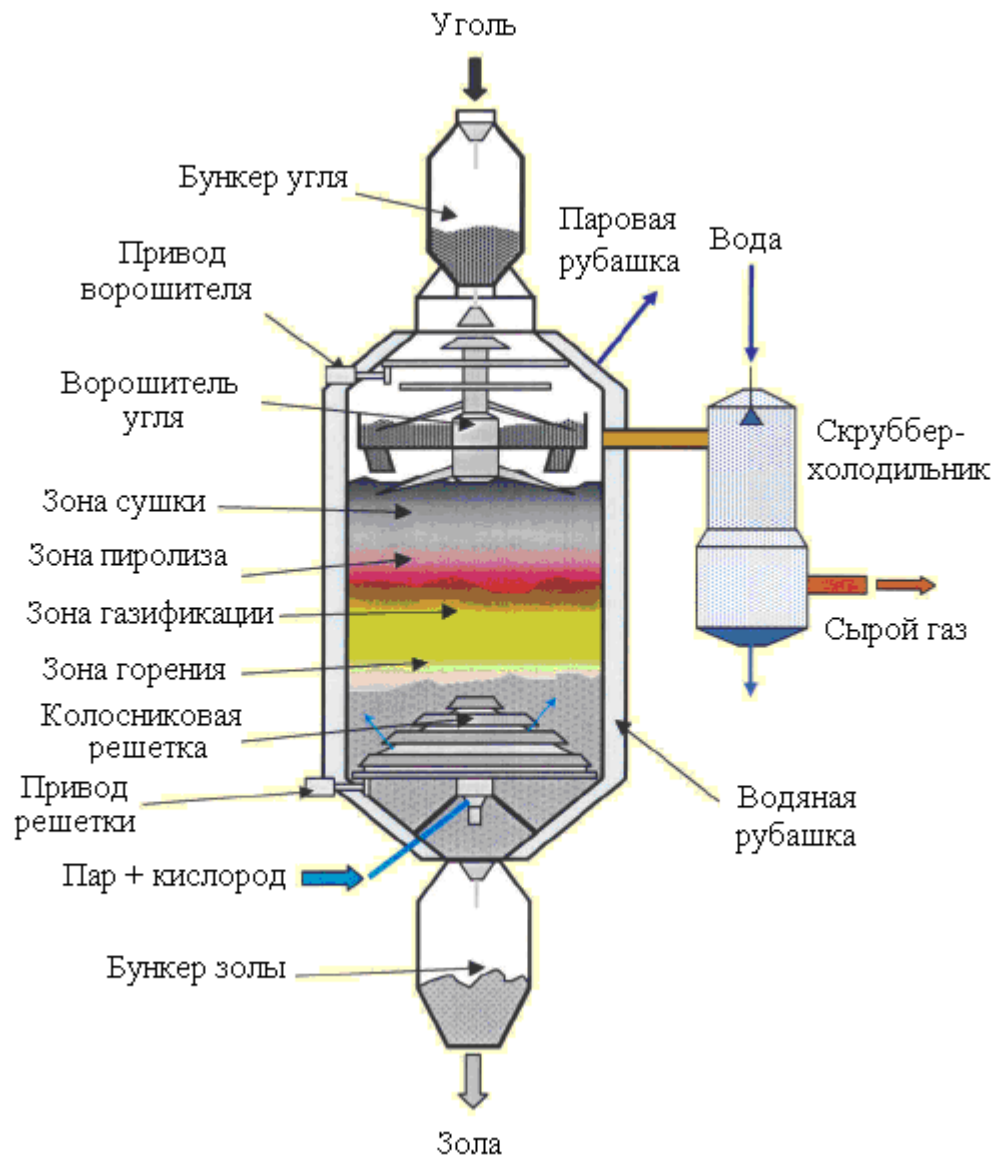


Рис. 5.1. Газогенератор «Lurgi»

Затем поступает в зону горения кокса, где температура достигает $1000...1200\text{ }^{\circ}\text{C}$. Из этой зоны горячие газы поступают в зону газификации, где протекают эндотермические реакции, и температура газов уменьшается. При температуре $700...850\text{ }^{\circ}\text{C}$ реакции прекращаются и продукты газификации, поднимаясь вверх по шахте газогенератора, осуществляют термическое разложение

сырого угля в верхней части слоя топлива и уносят с собой выделившиеся продукты. На выходе из газогенератора газы имеют температуру 300...500 °С. Особенность газогенератора «Lurgi» состоит в том, что генераторный газ может отбираться отбирается по двум каналам, размещенным по высоте аппарата. Это позволяет получать одновременно газ с разными характеристиками.

Непосредственно к реактору примыкает скруббер-холодильник, в котором полученный газ промывается водой и охлаждается.

Загрузка угля, размером 5...30 мм, и выгрузка золы осуществляются при помощи соответствующих бункеров, играющих роль шлюзов. Ворошитель препятствует агломерации угля и обеспечивает взрыхление слоя, что способствует более равномерному распределению газов, проходящих через слой топлива.

Производительность таких газогенераторов по топливу достигает нескольких тонн в час.

Основные недостатки процесса Лурги:

1. Необходимость использования сортированного угля — всю мелочь приходится использовать в других процессах;

2. Наряду с газификацией происходит процесс пиролиза угля, продукты которого (смолы, влага и др.) уносятся с газом, что требует более сложной системы очистки.

3. Низкая степень конверсии пара, большое количество сточных вод и высокие затраты на их очистку.

Действительно, очистка полученного генераторного газа является избыточной по воде, в связи с непрерывным поступлением в коллектор большого количества водяных паров из реактора (непрореагировавший пар, подаваемый для газификации, влага угля, пирогенетическая влага). В связи с этим избыточное количество аммиачной воды непрерывно отводится на утилизацию, необходимым условием которой является очистка.

К преимуществам этой технологии можно отнести:

1. Широкие масштабы внедрения процесса «Lurgi» и многолетняя апробация процесса;

2. Газификация происходит под давлением, следовательно, в случае получения синтез-газа имеем экономию расходов на компрессию.

Усовершенствование процесса Лурги идет по пути увеличения температуры в зоне горения и газификации. При этом степень конверсии водяного пара возрастает, а удаление шлака осуществляется в жидком виде.

Состав газа, получаемого по методу Лурги, существенно зависит от уровня температур. При парокислородном дутье и жидком шлакоудалении получается газ, содержащий (по объему): 58 % CO, 6 % CO₂, 26 % H₂, 9 % CH₄ и 1 % N₂.

В настоящее время фирмой «Lurgi» (Германия) разработана конструкция газогенератора внутренним диаметром 4,7 м. Производительность его по газу составляет 100 тыс. м³/ч, а по углю — 50 т/ч, нагрузка поперечного сечения шахты газогенератора — 2,9 т/м².

В последнее время ведутся работы, направленные на повышение давления в процессе Лурги до 8 МПа.

Технология «British Gas/Lurgi»

Газогенератор «BGL» (рис. 5.2) был разработан в 1970-х гг. для производства горючего газа с высоким содержанием метана из угля. В течение 15-ти лет компанией British Gas проводились исследования в области возможности использования получаемого горючего газа в качестве заменителей природного газа и в цикле с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии IGCC.

Кусковое топливо размером менее 50 мм подается через шлюзовый бункер в газогенератор в верхней его части. Подача

газифицирующего агента осуществляется вместе с углем. Медленно вращающиеся пластины распределителя равномерно распределяют уголь по поверхности слоя.

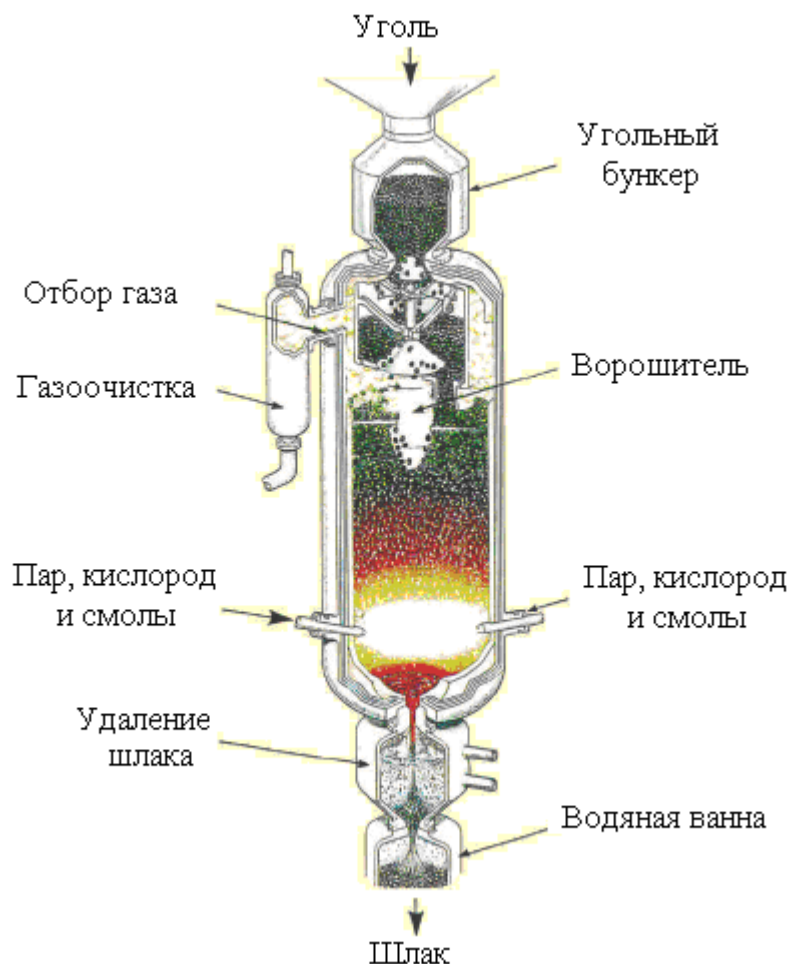


Рис. 5.2. Газогенератор «BGL»

Топливо опускается вниз по шахте газогенератора, против течения восходящего потока газа. В верхней уголь подсушивается, и из него выходят летучие, в средней зоне он газифицируется, а в нижней сгорает. Образовавшийся в зоне горения CO_2 используется в качестве газифицирующего агента в средней зоне. Кислород и пар подаются в зону горения через сопла в нижней части газогенератора. Кислород взаимодействует с углистым остатком, в результате экзотермических реакций выделяется тепловая энергия. Температура

в этой зоне достигает 2000 °С. Расплавленный шлак стекает в бассейн с водой, затвердевает и оттуда периодически удаляется.

Газогенератор имеет огнеупорную футеровку, чтобы предотвратить потерю теплоты слоя. На рис. 5.3 показан разрез газогенератора «BGL».

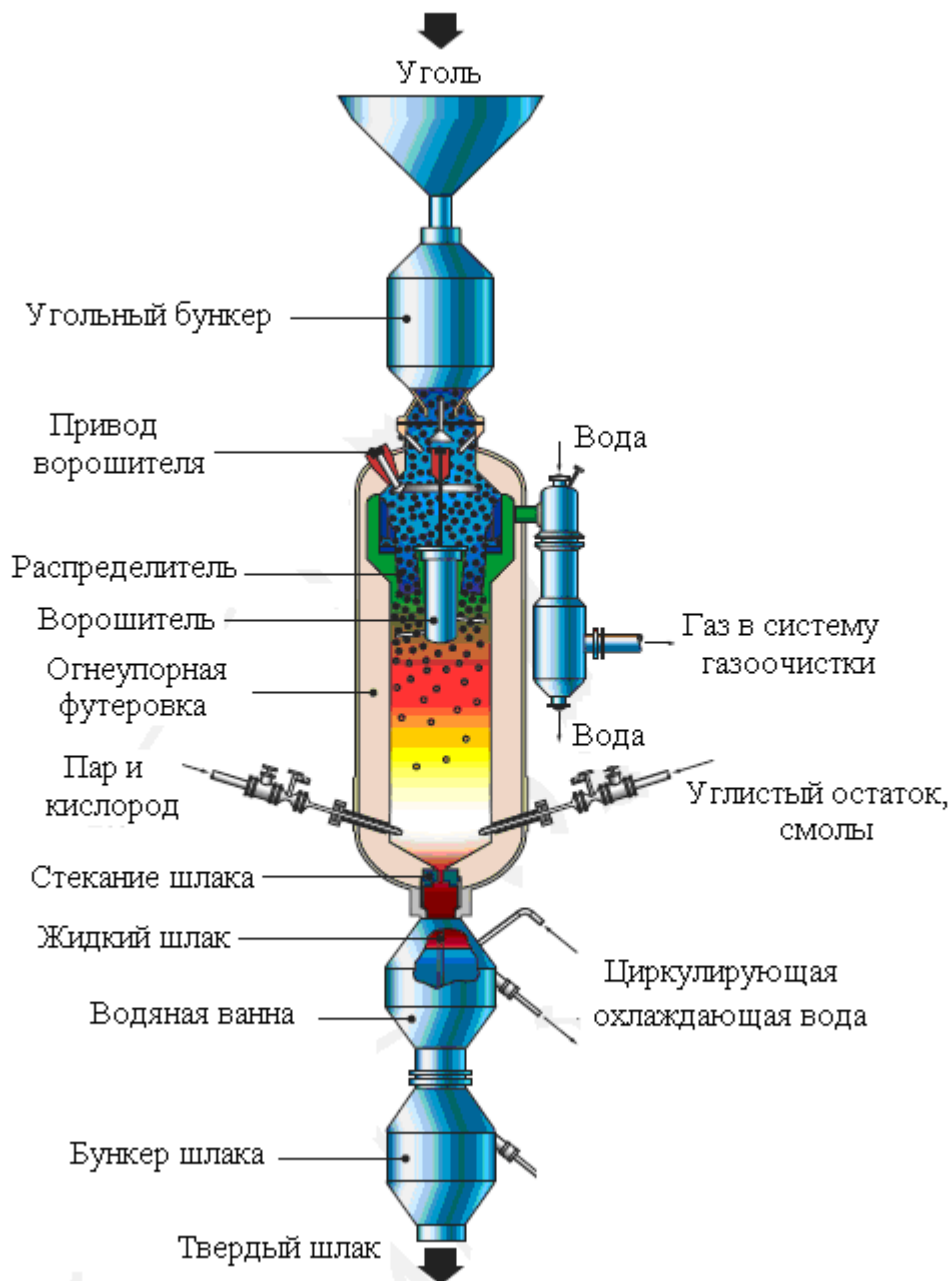


Рис. 5.3. Разрез газогенератора «BGL»

На выходе из реактора газ имеет температуру 450...500 °С и состоит из CO, H₂, CH₄, CO₂, пара, пыли и смол. В газоочистителе, расположенном на выходе из газогенератора, газ одновременно очищается от смол, пара и частиц золы и охлаждается. Далее газ проходит теплообменники, где охлаждается до температуры окружающей среды.

Удаленные из газа смола и вода проходят сепаратор, из которого смола и угольная пыль направляются через сопла в газогенератор.

Энергия сухого газа представляет собой химическую энергию. Газогенератор «BGL» имеет высокую эффективность по сравнению с другими аппаратами.

5.1.2. Газификация в кипящем слое

Такие газогенераторы обычно имеют воздушное или кислородное дутье, псевдоожиженный или циркулирующий слой, помол топлива 0,5...5 мм. Топливо вводится в газогенератор в восходящем потоке газа, который псевдоожижает топливо внутри реактора и тем самым, обеспечивая большую площадь для реагирования углерода топлива и газифицирующего агента. Слой обычно формируется из песка, угля, сорбента и золы. Время пребывания частиц угля в газогенераторе 10...100 с. Газогенераторы кипящего слоя работают при более низких температурах, чем аппараты пылевого потока. Температура в газогенераторе ниже температуры плавления золы.

Газогенераторы с воздушным дутьем производят горючий газ низкой теплотворной способности, а при кислородном дутье — средней. Некоторые атмосферные газогенераторы кипящего слоя, известные как MTCI и FERCO-процессы, имеют подвод теплоты извне и таким образом пар используется в качестве основного псевдоожижающего агента. Такие газогенераторы производят газ,

богатый H_2 средней теплотворной способностью. В таком случае не требуется установка по производству чистого кислорода.

Недостаток газогенераторов такого рода, по сравнению с аппаратами пылевого потока, — это низкая скорость преобразования (конверсии) углерода в одной стадии в связи с их более низкой температурой. Для улучшения конверсии углерода, недогоревшие угольные частицы либо возвращаются обратно в газогенератор либо сжигаются в отдельном блоке, называемом сепаратор пыли (гибридный цикл). Поскольку, газогенераторы кипящего слоя работают при более низких температурах, чем аппараты пылевого потока, то не требуется установка дорогих систем охлаждения газа.

Несколько газогенераторов кипящего слоя использовались на коммерческой основе в 1980–90-х гг. для синтеза химических веществ и для демонстрации возможности их применения на станциях с IGCC.

«Foster Wheeler» при финансовой поддержке Министерства энергетики США разрабатывает процесс частичной газификации топлива в газогенераторе кипящего слоя, который должен быть менее дорогостоящим, чем текущее поколение IGCC. Новые станции, использующие технологию газификации в кипящем слое для выработки энергии и основанные на технологии HTW (High Temperature Winkler), строятся в Чехии. Станции малой мощности, основанные на технологии GTI, известные также как U-Gas, работают в Китае и производят синтез-газ, который является сырьем для химической промышленности. Другие станции малой мощности, основанные на технологии парового реформинга, также либо находятся в стадии строительства, либо уже работают в США и Канаде. Однако, станции, основанные на технологии газификации в кипящем слое, используют в качестве топлива биомассу, каменный уголь, кокс или полукокс. Процесс газификации биомассы был рассмотрен выше.

Процесс «Winkler»

В 20-х годах XX века был разработан процесс «Winkler» (рис. 5.4) — процесс газификации мелкозернистого угля в кипящем слое.

Дробленый и подсушенный уголь (преимущественно бурый, а также реакционноспособный каменный, буроугольный кокс или полукокс с концентрацией золы до 40 % и высоким содержанием пыли) вводят в кипящий, или псевдооживленный, слой в газогенераторе. Для поддержания реакций часть угля сжигается.

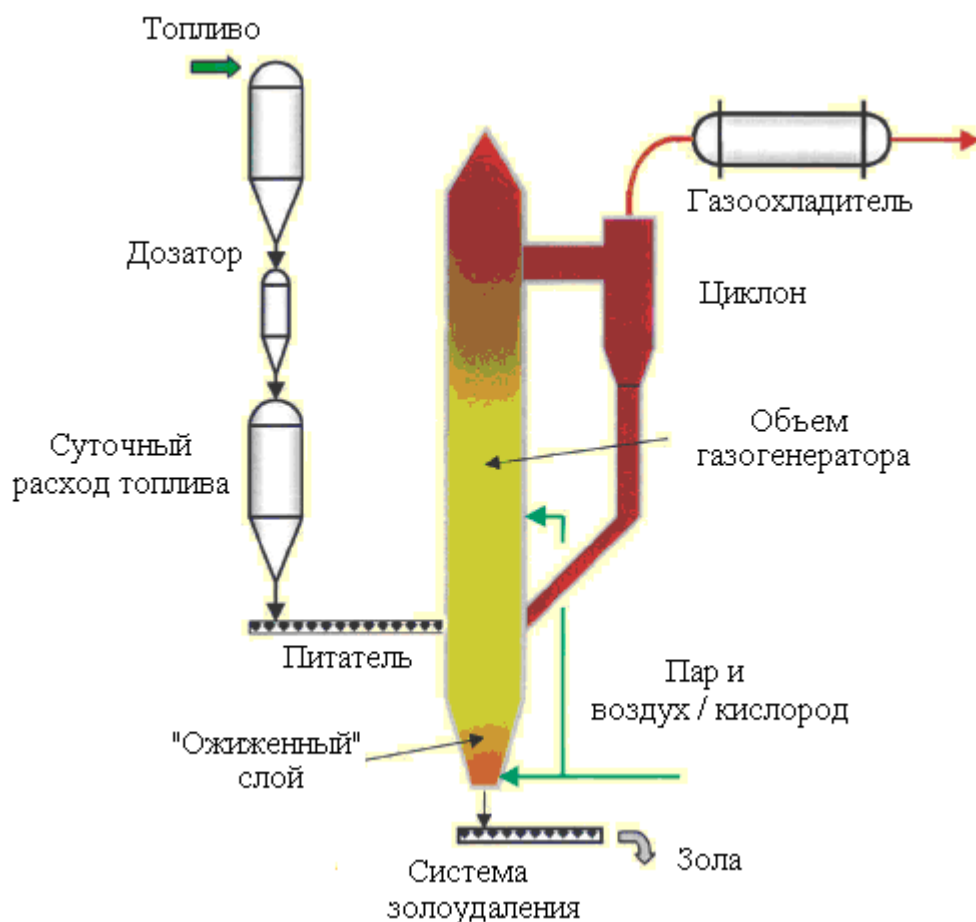


Рис. 5.4. Процесс «Winkler»

Из-за особенностей процесса удаления золы, температура в реакторе не должна превышать 1300 °С. Обычно она составляет 750...800 °С. Реакция проходит при атмосферном или повышенном

давлении (1...3 МПа) в зависимости от того, для каких целей производится генераторный газ. Степень газификации углерода достигает 85...90 %.

Преимуществами технологии являются высокая степень апробации данного метода, возможность использования относительно дешевых мелких и высокозольных углей любых марок, отсутствие побочных продуктов (смол и углеводородов).

К недостаткам следует отнести то, что часть угля, подаваемого в газогенератор сжигается для поддержания реакции газификации; большое содержание CO_2 в полученном горючем газе; значительный унос частиц топлива с генераторным газом.

Технология «U-Gas»

Технология разработана в Институте газовых технологий в г. Чикаго, США. При отработке технологии использовали каменный и бурый уголь, а также металлургический кокс. Угольные частицы, максимальный размер которых 6 мм (средний 1...1,5 мм), сушатся до влажности менее 5 %, после чего подаются в газогенератор вместе с сорбентом. Газификация происходит при температуре 900...1400 °С и давлении 2,2 МПа. Дутье воздушное.

К недостаткам относятся: низкая теплота сгорания генерируемого газа вследствие присутствия в нем балластного азота, необходимость сжигания части угля для обеспечения реакции.

Наиболее перспективной считается технология газификации угля в пылевом потоке. Существуют поточные газогенераторы с нисходящим и восходящим потоком. Высокие значения температуры (1400...2000 °С) процесса газификации топлива наряду с использованием кислородного и парокислородного дутья (особенно для низкорреакционных видов твердого топлива) обеспечивают самую высокую, по сравнению с другими аппаратами, производительность реакционного объема. Полученный в процессе газификации генераторный газ не содержит смол и фенолов.

Технология «KRW»

В газогенератор кипящего слоя «KRW» (Kellog Rust Westinghouse) (рис. 5.5) через горелку, находящуюся в его нижней части, подается уголь и окислитель (воздух), обеспечивая, таким образом, смешивание топлива и газифицирующего агента. Топливо подается шлюзовым питателем, а воздух — бустерным (дожимным) компрессором. До подачи угля в реактор оно высушивается до влажности 5 %.

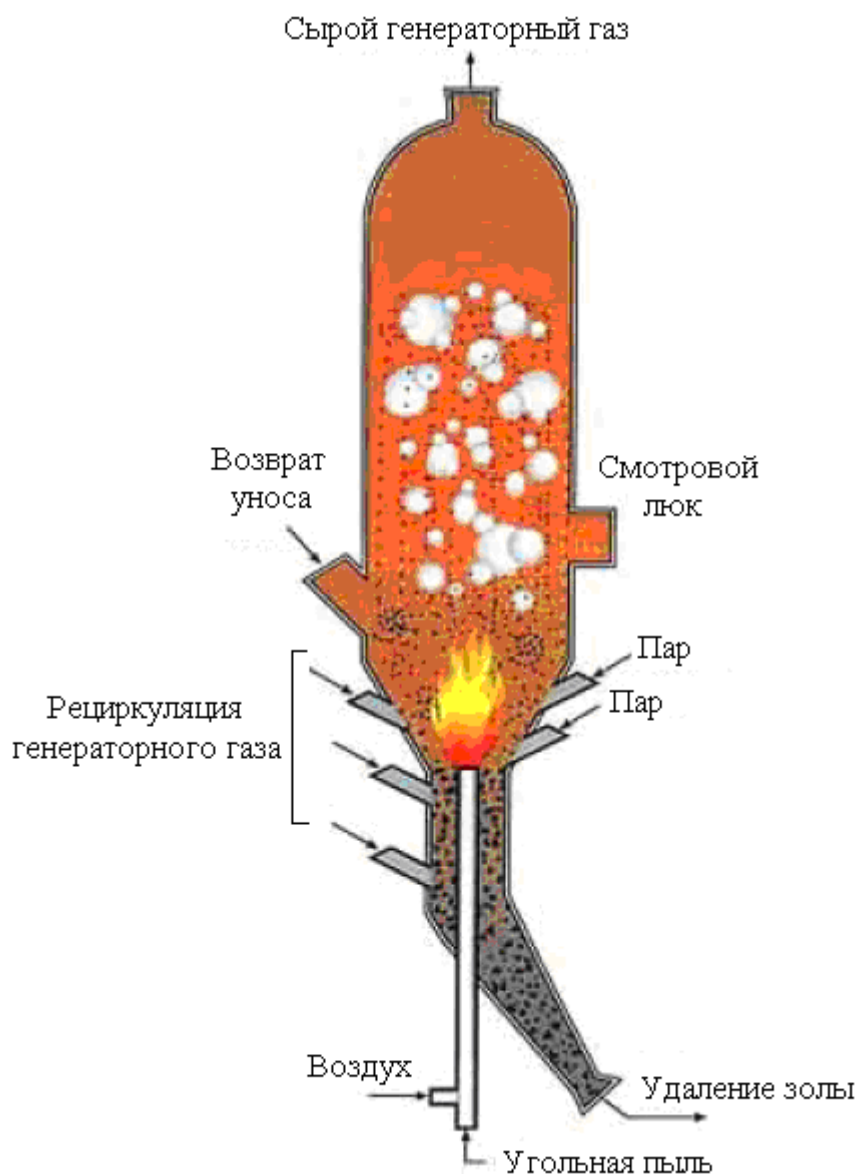


Рис. 5.5. Газогенератор «KRW»

После попадания в реактор практически мгновенно начинается выход летучих из топлива. В результате сгорания выделившихся компонентов выделяется тепловая энергия, которая затрачивается на эндотермические реакции газификации. Газ образует большие пузыри, которые поднимаются вверх вдоль оси газогенератора. Таким образом, слой угля и сорбента (если добавляется) в этой части начинается активное движение вверх, опускание непрореагировавшего топлива и сорбента происходит вдоль стенок реактора.

В газогенераторе кипящий слой поддерживается за счет впрыска определенного количества пара, воздуха и рециркулирующего генераторного газа через сопла, находящиеся на разной высоте зоны горения аппарата.

Пар взаимодействует с углистым остатком в слое, превращая его из твердого состояния в горючий газ. Если сорбент, например известняк, добавляется к углю при подаче в газогенератор, то происходит взаимодействие оксида кальция (CaO) с сульфидом водорода (H_2S), выделившимся из топлива в процессе газификации, образуя, таким образом, CaS . Это способствует сокращению содержания H_2S в сыром газе.

Зола удаляется из нижней части реактора в расплавленном состоянии.

Скорость газа в реакторе выбрана такой, чтобы большая часть топлива находилась в кипящем состоянии. Мелкие частицы угля, которые уносятся с газом, сепарируются в циклоне грубой очистки и затем возвращаются обратно в реактор для дальнейшего реагирования.

После циклона газ поступает в теплообменник, где генерируется пар высокого давления, который направляется в паровую турбину. Далее газ проходит вторую ступень очистки, состоящую из циклона тонкой очистки и газового фильтра, где удаляются оставшиеся твердые частицы.

Технология получила развитие в 1970-х гг., когда было построено несколько таких «пилотных» газогенераторов, также были успешно протестированы различные сорбенты для связывания серы.

5.1.3. Газификация в пылевом потоке

В настоящее время газогенераторы твердого топлива в пылевом потоке являются наиболее универсальными и широко распространенными в мире для выработки электрической энергии. Различные станции, основанные на таких газогенераторах, либо уже находятся в эксплуатации, либо строятся. В существующих установках газифицирующим агентом является кислород.

Таким образом, эти газогенераторы могут быть использованы для производства горючего газа, который в дальнейшем может являться топливом на станциях, работающих по IGCC циклу, для выработки электрической энергии, для производства чистого водорода и синтеза химикатов.

Уголь в газогенератор можно подавать в сухом виде или в виде суспензии. Очень короткое время пребывания угольной пыли в газогенераторе требует, чтобы размеры частиц угля были менее 1 мм. Газогенераторы пылевого потока работают в диапазоне температур 980...1930 °С и давлении 2...8 МПа. Высокая температура, выше температуры плавления золы, обеспечивает высокую конверсию углерода и горючий газ средней теплотворной способности, без фенолов и смол. Однако высокая температура негативно сказывается на горелках и материалах газогенератора, уменьшая срок их службы, тем самым, увеличивая эксплуатационные расходы. Также требуется теплообменные аппараты, рассчитанные на высокую температуру эксплуатации. В газогенератор пылевого потока не рекомендуется использовать угли высокой зольности и высокой температуры плавления.

Использование таких газогенераторов не целесообразно с экономической точки зрения в малых масштабах в связи с высокими

капитальными затратами, связанными, в первую очередь, с необходимостью строительства станции получения чистого кислорода и использованием дорогих теплообменников.

На интенсивность газовыделения, а также на состав и количество образующихся газов существенное влияние оказывают размер и скорость нагрева частиц: чем меньше размер частиц топлива и чем быстрее нагреваются частицы, тем быстрее и больше образуется газообразных продуктов термического разложения и газификации твердых топлив. Для реализации полученных эффектов разработаны несколько способов газификации, наиболее известными из которых являются способы «Koppers-Totzek» и «Техасо». В обоих случаях используется пылевидное топливо (каменный или бурый уголь) с размером частиц не более 100 мкм (0,1 мм). Способ «Техасо» можно рассматривать как развитие и усовершенствование способа «Koppers-Totzek».

По методу «Koppers-Totzek» пылевидное топливо подается встречными потоками вместе с кислородным дутьем, а метод «Техасо» заключается в подаче пылевидного топлива в виде водной суспензии в струю окислителя, обогащенного кислородом.

Технология «Koppers-Totzek»

Принципиальная схема газогенератора, работающего по методу «Koppers-Totzek», показана на рис. 5.6. Газификация производится при атмосферном давлении.

По технологии «Koppers-Totzek» специально подготовленное измельченное и подсушенное топливо поступает в топливный бункер, откуда дозировочными шнеками 1 подается в смесительные форсунки 2 и далее в эллипсоидную реакционную камеру 3, в которой находятся от двух до четырех горелочных смесительных форсунок 2, расположенных напротив друг друга. В горелочных форсунках пылевидное топливо смешивается с кислородом и водяным паром таким образом, что водяной пар образует снаружи

пылекислородного факела паровую рубашку, предохраняя тем самым огнеупорную футеровку реакционной камеры 3 от шлакования, эрозии и воздействия высоких температур внутри факела. Температура горения внутри факела составляет 1500–1700 °С и ее уровень поддерживается в зависимости от температуры плавления золы. Зола в жидком виде удаляется снизу реакционной камеры в специальное устройство, где охлаждается и гранулируется. Образующийся сравнительно чистый генераторный газ выходит сверху камеры и после дополнительной очистки направляется потребителю. Достоинством способа «Koppers-Totzek» является высокая степень превращения органической части топлива в сравнительно чистый, бессмольный топливный газ, а также возможность переработки практически любых видов каменных и бурых углей независимо от их спекаемости. Таким образом, этот способ предъявляет мало требований к физическим и химическим свойствам загружаемого топлива. Существует только ограничение по дифракционному составу топлива — размеры частиц должны быть менее 0,1 мм.

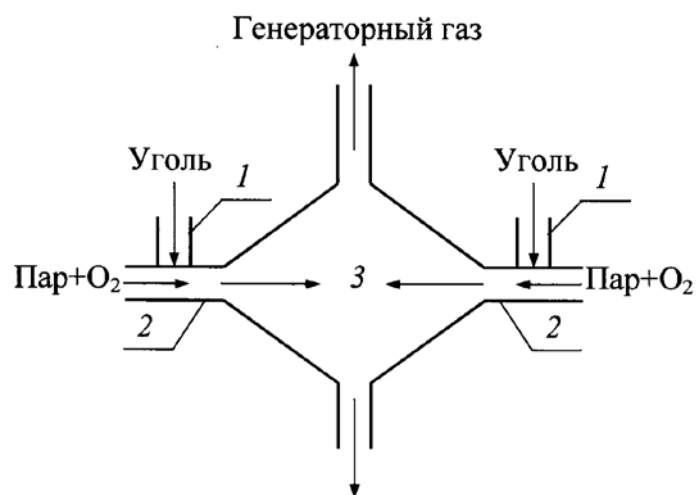


Рис. 5.6. Принципиальная схема газогенератора, работающего по методу «Koppers-Totzek»:

1 — дозирочные шнеки; 2 — смесительные форсунки;
3 — реакционная камера

Для улучшения экономических показателей желательно, чтобы зольность топлива была меньше 40 %, а остаточная влажность не превышала 8 % для бурых углей и 2 % для каменных.

В качестве основных недостатков данного способа следует отметить сложность установки, необходимость в специальном оборудовании для тонкого размола и подсушки топлива и получения кислорода, а также более высокий удельный расход кислорода по сравнению с другими парокислородными способами газификации. Типичный газогенератор «Koppers-Totzek» с двумя форсунками имеет диаметр 3–3,5 м и реакционный объем около 28 м³. Главной проблемой, выявленной при эксплуатации этих типов газогенераторов, оказалась необходимость обеспечения непрерывной подачи измельченного твердого топлива, поскольку даже незначительные отклонения от номинального режима могут привести к образованию внутри реакционной камеры взрывоопасной концентрации газообразных продуктов. Теплота сгорания генераторного газа, полученного по способу «Koppers-Totzek», составляет 10–12 МДж/нм³, а в состав газа входят следующие компоненты (% об): (CO₂ + H₂S) = 10–13 %; CO = 50–60 %; H₂ = 29–34 %; CH₄ = 0,1 %; N₂ = 1–2 %.

Технология «Техасо»

Процесс разработан американской компанией «Техасо» в 1950-е годы для переработки тяжелых нефтяных остатков. В 1970-е гг. разработана модификация аппарата «Техасо» для газификации водоугольной суспензии, которая активно используется в установках малой и средней мощности.

Газификация топлива производится в цилиндрическом аппарате в пылевом потоке на кислородном дутье под высоким давлением. Подаваемый кислород производится специальной установкой.

Газогенератор работает при температуре 1260...1430 °С, давлении 3...4 МПа. Подача топлива в виде водоугольной суспензии

и кислорода осуществляется в верхнюю часть реактора. Используемое топливо должно обладать важным свойством — возможностью образовывать водную суспензию. Концентрация топлива в смеси должна составлять 60–70 %. Если повысить содержание воды в водоугольной суспензии (соответственно уменьшить концентрацию топлива), то таким образом увеличится расход кислорода на газификацию, и эффективность всего процесса снизится.

Время нахождения частиц топлива в реакторе — несколько секунд. Зола, удаляемая из газогенератора в виде расплавленного шлака, безопасна и поэтому может быть отправлена на захоронение. Параметры процесса газификации таковы, что сырой газ богат водородом (H_2) и оксидом углерода (CO), причем $CO > H_2$.

Высокотемпературный среднекалорийный газ может быть охлажден двумя способами: прямым и косвенным.

При прямом методе (рис. 5.7) генераторный газ быстро охлаждается водой. Сырой газ отбирается из нижней части реактора и проходит по трубке, погруженной в бассейн с водой. Далее, проходя через воду, газ охлаждается до температуры насыщения воды и очищается от содержащихся в нем шлака и частиц сажи. Охлажденный, насыщенный газ выходит из сосуда через канал в боковой стенке и направляется на последующее охлаждение и очистку или для прямого использования. Большинство газогенераторов «Техасо» имеют такую систему очистки. Главные преимущества такой схемы дешевизна и надежность, но с другой стороны, низкая эффективность.

При схеме с полной утилизацией теплоты (рис. 5.8), сырой газ из зоны газификации поступает в радиационный теплообменник, находящийся в газогенераторе, где охлаждается от температуры $1400\text{ }^\circ\text{C}$ до $700\text{ }^\circ\text{C}$. Выделившаяся при этом тепловая энергия используется для производства пара высокого давления. Частично охлажденный генераторный газ отбирается из нижней части

газогенератора и поступает в два параллельных конвективных теплообменника, где его температура снижается до 430 °С, дополнительно вырабатывая пар высокого давления.

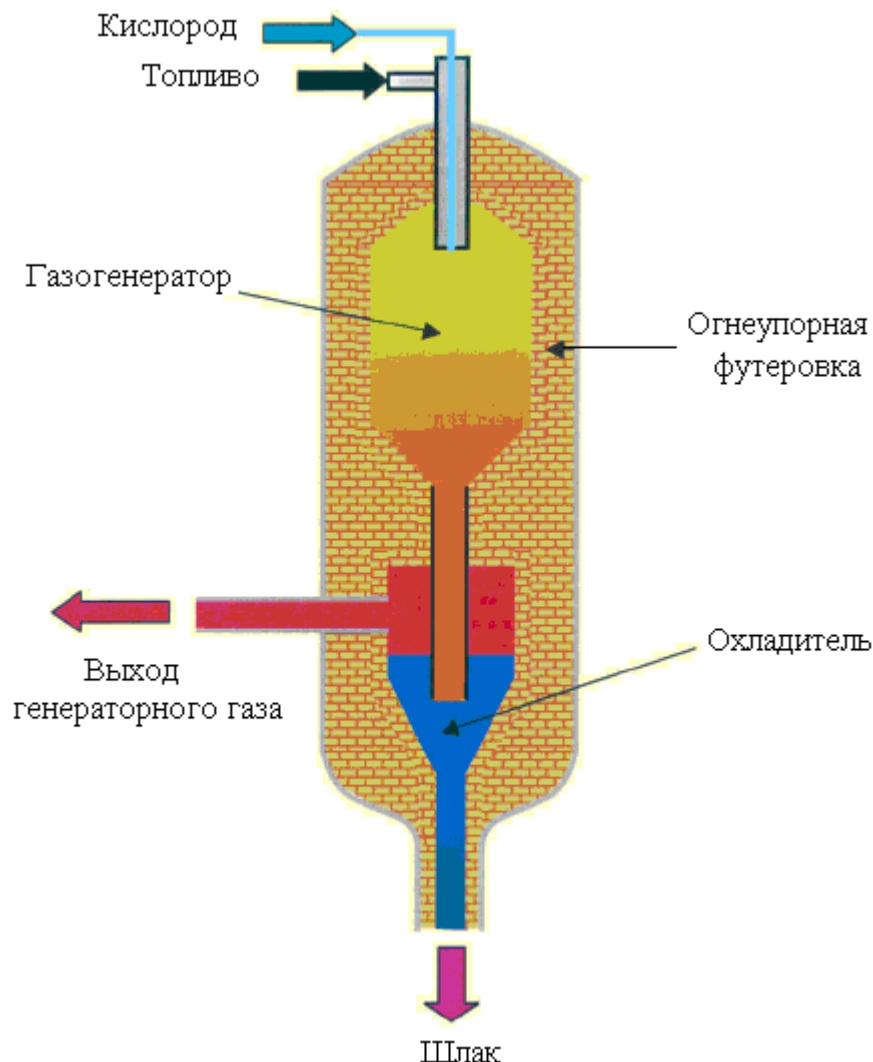


Рис. 5.7. Газогенератор «Техасо» с прямым способом очистки генераторного газа

Содержащиеся в горючем газе пыль и HCl удаляются в системе мокрой очистки. Очищенный генераторный газ подают для сжигания в камеру сгорания газотурбинной установки. Образующийся жидкий шлак стекает вниз на дно газогенератора, откуда удаляется в водяную ванну, где затвердевает, и далее может быть использован в строительной промышленности.

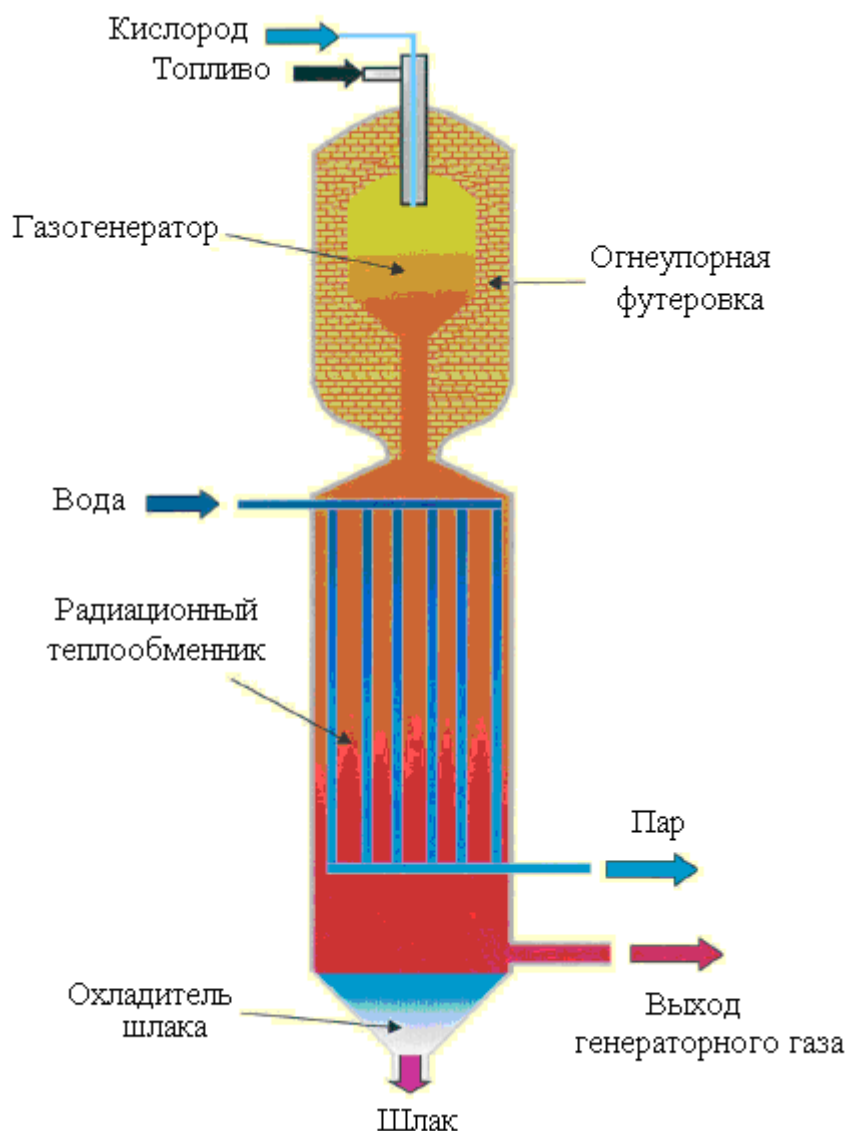


Рис. 5.8. Газогенератор «Техасо» с косвенным способом очистки генераторного газа

Газогенераторы пылевого потока, в которые топливо поступает в виде водной суспензии, в том числе аппараты «Техасо», имеют расход кислорода, больший, чем газогенераторы, использующие в качестве топлива угольную пыль.

После того, как топливо в виде водоугольной суспензии попало в газогенератор, не возникает необходимости осуществлять впрыск дополнительного расхода пара, кроме случая, когда температура в реакторе ниже требуемой для газификации.

К преимуществам процесса «Техасо» можно отнести: возможность использования в качестве топлива относительно дешевых мелких и высокозольных углей любых марок; отсутствие побочных продуктов (смолы, углеводороды); утилизация значительной части вторичных энергоресурсов; небольшой объем образующихся сточных вод.

Но существуют и недостатки: необходимость применения систем автоматического регулирования с малым (доли секунды) временем срабатывания; значительный унос частиц топлива с генераторных газом; относительно невысокая производительность реакторов; использование в качестве газифицирующего агента кислорода.

Газогенераторы «Koppers-Totzek» и «Техасо» используются как для получения синтез-газа с последующей переработкой в аммиак, метанол, этанол, и жидкое топливо, так и для выработки топливного газа, сжигаемого в топках котлов и камерах сгорания газовых турбин крупных тепловых электростанций.

Газогенератор «Destec»

Процесс газификации угля «Destec» (рис. 5.9) изначально разрабатывался компанией Dow Chemical для расширения топливной базы посредством перехода от использования природного газа на уголь.

Основа установки — двухстадийный поточный газогенератор с жидким шлакоудалением. Топливо подается в реактор в виде водоугольной суспензии (уголь/вода = 60/40 %) под высоким давлением, создаваемым насосом. В качестве газифицирующего агента используется кислород (95 %-ной чистоты), производимый специальной установкой.

Газогенератор работает при давлении 2,75 МПа и температуре 1371 °С. Но температура процесса зависит от типа используемого топлива.

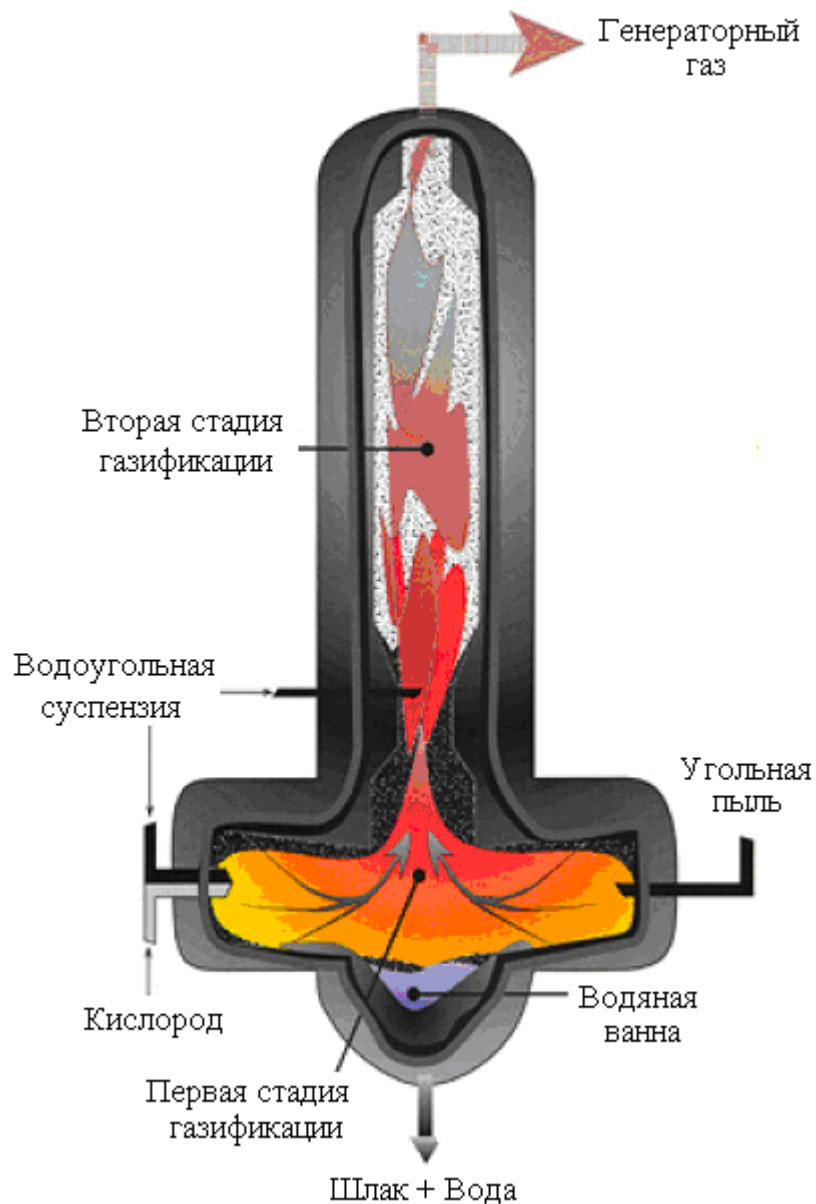


Рис. 5.9. Газогенератор «Destec»

Водоугольная суспензия подается в нижнюю часть газогенератора, одновременно смешиваясь с кислородом. Происходит частичное окисление угля, обеспечивая, таким образом, эндотермические реакции в зоне газификации тепловой энергией. Образующийся на первой стадии шлак удаляется в водяную ванну и затем используется в строительстве.

Неочищенный генераторный газ поступает в верхнюю футерованную часть реактора, куда дополнительно вводится водоугольная суспензия. В этой части происходит реагирование свежего топлива с полученным на первой стадии процесса генераторным газом. На второй стадии теплота сгорания генераторного газа увеличивается, а протекающие эндотермические реакции способствуют его охлаждению до температуры около 1038 °С. Наличие второй стадии для повышения теплоты сгорания и охлаждения сырого генераторного газа позволяет не устанавливать крупногабаритный радиационный теплообменник, присутствующий в газогенераторе по технологии «Техасо». После газогенератора газ поступает в теплообменник, где производится пар для паротурбинной установки, а далее направляется в систему горячей очистки на основе керамического фильтра, откуда унесенные частицы топлива вновь возвращаются на первую стадию процесса. Произведенный генераторный газ, состоящий в основном из H_2 , CO , CO_2 , H_2O , N_2 , а также небольшого количества CH_4 , COS , H_2S и NH_3 , поступает в систему сероочистки. Перед удалением из газа H_2S его охлаждают до температуры 38 °С. В результате охлаждения газа в теплообменниках конденсируется вода. Этот конденсат, содержащий в основном NH_3 и немного CO_2 и H_2S , поступает в систему водоочистки.

Очищенный генераторный газ подогревается в теплообменнике, увлажняется паром, для снижения выбросов NO_x и поступает в камеру сгорания газотурбинной установки (ГТУ), где сжигается при температуре 1222 °С. Уходящие газы ГТУ поступают в котел-утилизатор, где производится пар высокого давления.

Электрическая мощность ПГУ составила 296 МВт (брутто), КПД процесса — около 39,7 % на угле и 40,2 % на нефтяном коксе. Производительность по углю 2544 т/сут. Выбросы NO_x составили менее 64 мг/МДж, SO_2 — менее 43 мг/МДж.

Недостатками данного метода является использование в качестве газифицирующего агента кислорода высокой степени очистки и большое содержание CO_2 в получаемом генераторном газе.

Процесс «PRENFLO» с генерацией пара (PSG)

Процесс «PRENFLO» (PReSSurised Entrained-FLOw) реализуется при повышенном давлении на любом виде твердого топлива (уголь, нефтяной кокс, биомасса). Этот процесс широко используется для газификации высокосернистого нефтяного кокса и высокозольных углей. Процесс основан на технологии «Koppers-Totzek».

На рис. 5.10 представлено схематическое изображение газогенератора «PRENFLO» PSG, а на рис. 5.11 — его внешний вид.

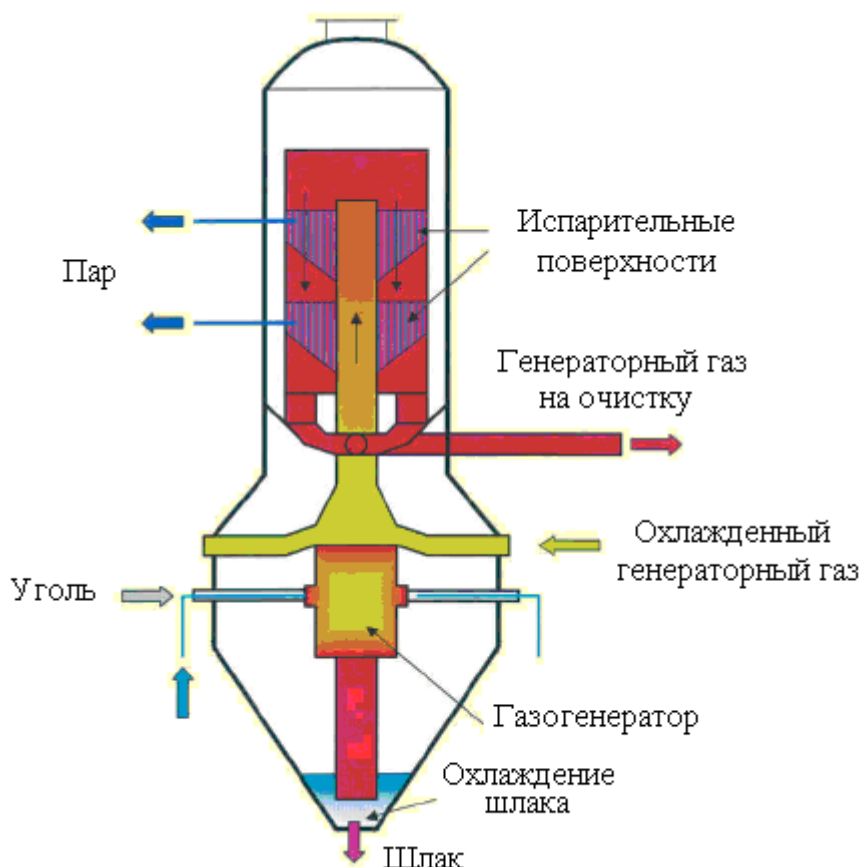


Рис. 5.10. Схематическое изображение газогенератора «PRENFLO» PSG

Сначала уголь проходит систему топливоприготовления. Около 80 % угольной пыли должно быть размером менее 0,1 мм,

влажностью 1...2 % — для каменного и 8...10 % — для бурого угля. Уголь подается вместе с кислородом и паром через четыре горелки, расположенные в одной горизонтальной плоскости в нижней части газогенератора. В газогенераторе подготовленное топливо газифицируется при давлении около 4 МПа. Температура газификации выше температуры плавления золы, что позволяет осуществлять жидкое шлакоудаление. Степень конверсии углерода оценивается в 99 %.

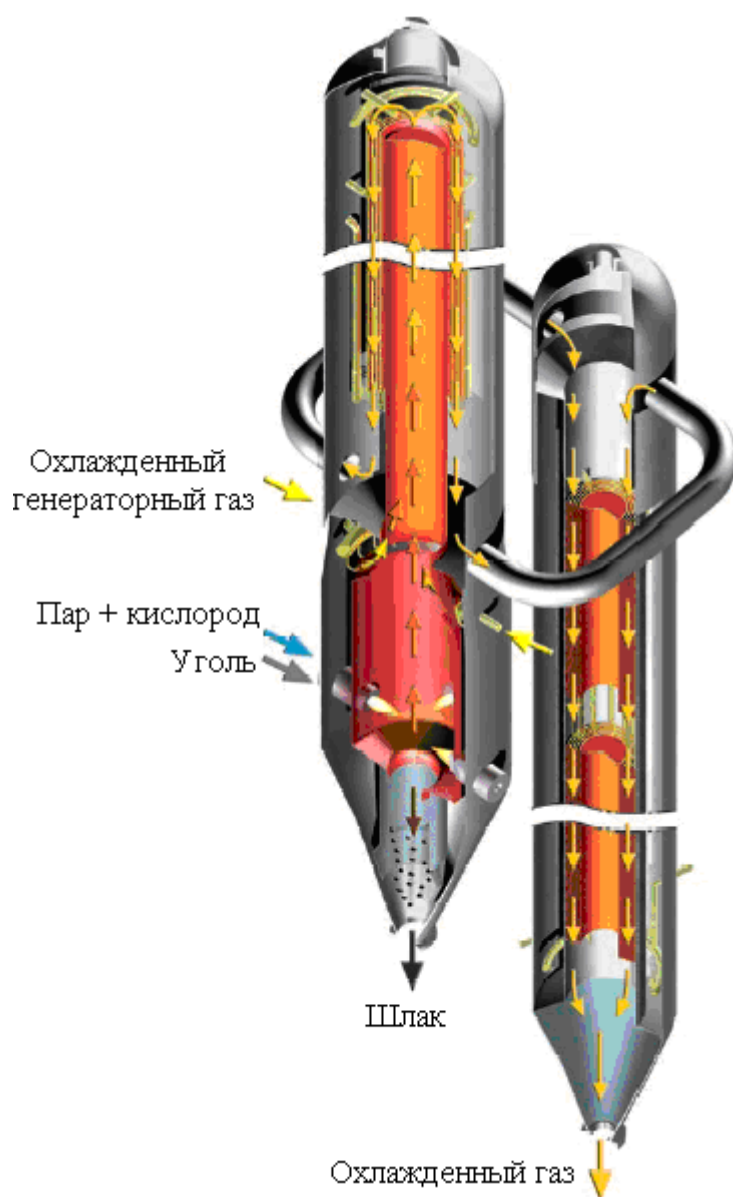


Рис. 5.11. Газогенератор «PRENFLO» PSG

На рис. 5.12 приведена схема включения газогенератора «PRENFLO» PSG.

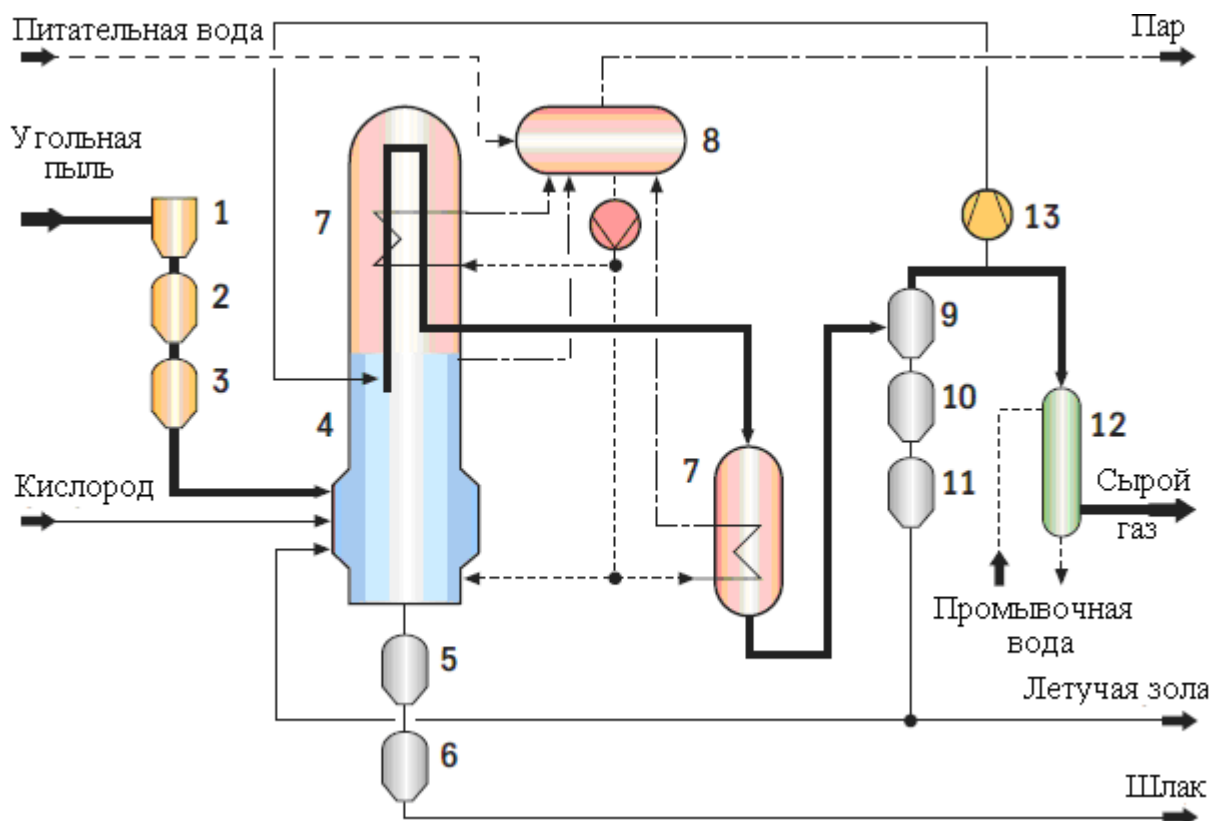


Рис. 5.12. Схема включения газогенератора:

1 — циклон; 2 — дозатор; 3 — суточный запас топлива;
 4 — газогенератор; 5, 6 — система удаления шлака; 7 — котел-утилизатор;
 8 — барабан; 9, 10, 11 — система очистки газа от золы; 12 — скруббер
 Вентури; 13 — газовый компрессор

Сырой генераторный газ состоит в основном из $\text{CO} + \text{H}_2$ (85 %), а также из небольшого количества CO_2 (2...4 %) и CH_4 (менее 0,1 %) и имеет температуру 1350...1600 °С. После реактора газ охлаждается в первом теплообменнике до температуры 800 °С, генерируя одновременно пар. Наличие этого теплообменника способствует повышению эффективности использования тепловой энергии газа. Движение генераторного газа в реакторе организовано таким образом, что газ поднимается вверх в центральной части реактора (вдоль его

оси), а опускается через испарительные поверхности (мембранную стенку) первого теплообменника, затем, поступая во второй, охлаждаясь, таким образом, до температуры 380 °С. После этого газ проходит обеспыливание в двух керамических фильтрах. Часть газа направляют обратно в газогенератор. Завершается процесс очистки промыванием генераторного газа в скруббере Вентури.

Шлаг, удаленный из газогенератора, может быть использован как строительный материал, а зола из фильтра — в качестве основного материала в цементной промышленности.

Процесс «PRENFLO» с системой быстрого охлаждения горячего генераторного газа (PDQ)

Этот газогенератор является усовершенствованным вариантом предыдущего реактора. Эта технология сочетает в себе преимущества процесса «PRENFLO» PSG такие, как сухая система подачи топлива, наличие нескольких горелок и мембранной стенки, с системой быстрого охлаждения горячего газа водой.

Газогенераторы «PRENFLO» PDQ предназначены для производства генераторного газа, используемого в химической промышленности (например, в производстве аммиака, метанола, синтетического топлива) и в установках комбинированной выработки IGCC, где не требуется газ, богатый водородом.

Зона газификации с горелками идентична газогенератору «PRENFLO» PSG, за исключением того, что горелки подняты от основания аппарата в его вершину. Газогенератор включает в себя собственно зону газификации, а также систему быстрого охлаждения горячего газа. Насыщенный сырой газ на выходе из газогенератора (после системы быстрого охлаждения) имеет температуру 200...250 °С.

Твердые частицы, унесенные из газогенератора, улавливаются в системе очистки и, как правило, возвращаются в систему

топливоприготовления. Шлак пригоден для использования в качестве строительных материалов.

Реализация этой технологии требует меньших затрат, т. к. не требуется котел-утилизатор, система сухой очистки от золы и газовый компрессор.

На рис. 5.13 приведена схема газогенератора «PRENFLO» PDQ, а на рис. 5.14 — схема его включения.

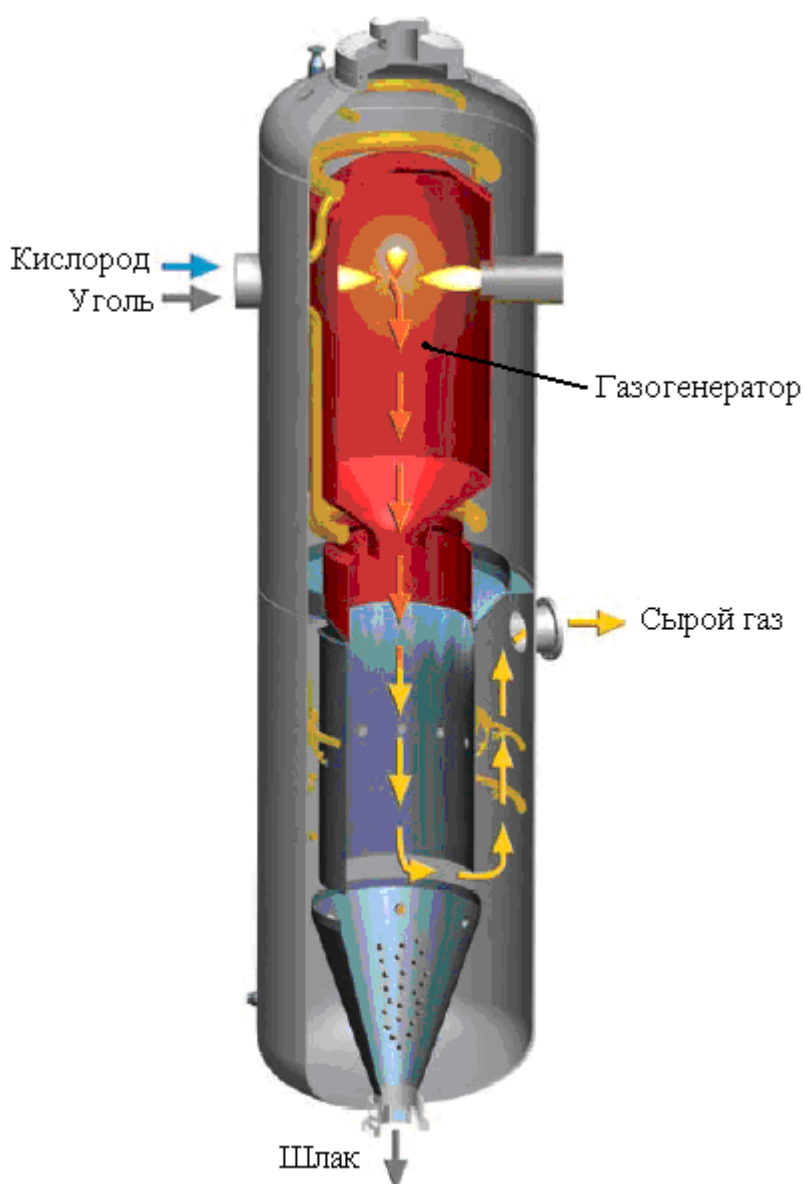


Рис. 5.13. Газогенератор «PRENFLO» PDQ

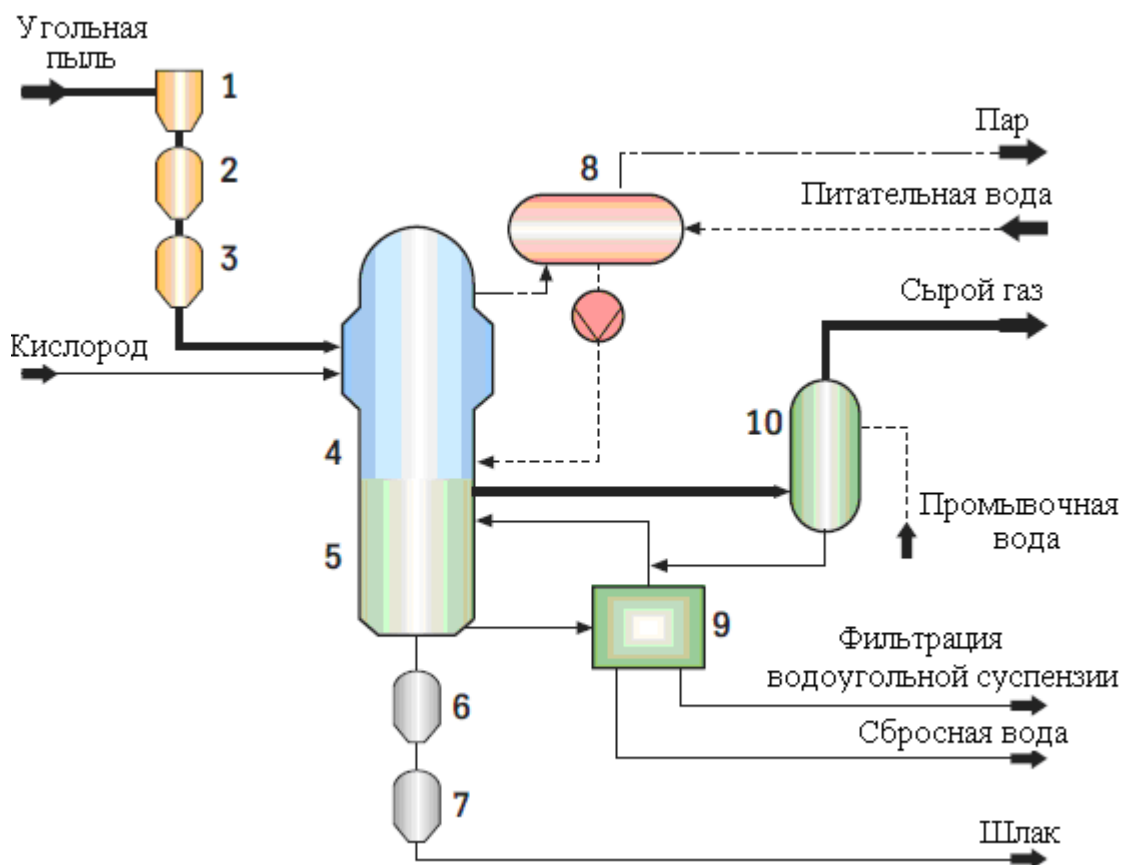


Рис. 5.14. Схема включения газогенератора «PRENFLO» PDQ:

1 — циклон; 2 — дозатор; 3 — суточный запас топлива;
 4 — газогенератор; 5 — система быстрого охлаждения; 6, 7 — система
 удаления шлака; 8 — барабан; 9 — фильтрация водоугольной скспензии;
 10 — скруббер

Газогенераторы «PRENFLO» PSG и «PRENFLO» PDQ имеют в своей основе одинаковую камеру газификации. Основное отличие заключается в расположении этой камеры и системы очистки газа. Также необходимо отметить, что газогенератор «PRENFLO» PDQ занимает почти в два раза меньший объем при идентичной мощности. Это обусловлено соединением камеры газификации и системы очистки газа в один корпус, которое было достигнуто благодаря разработке системы быстрого охлаждения генераторного газа.

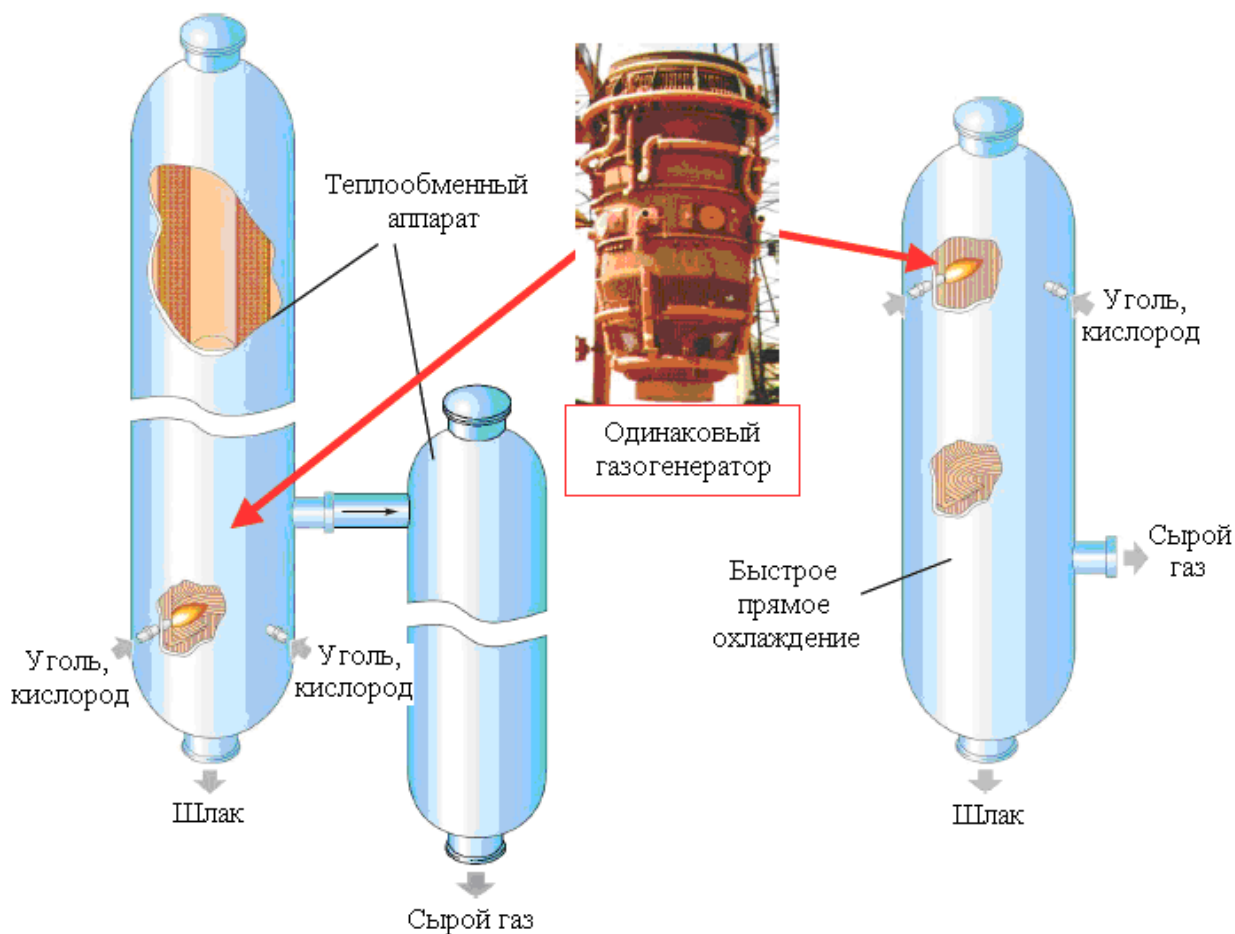


Рис. 5.15. Сравнение газогенераторов «PRENFLO» PSG (слева) и «PRENFLO» PDQ (справа)

Газогенератор «Shell» (SCGP)

Компания «Shell» начала исследования в области технологии газификации в 1950-х гг. Первая станция с использованием газификации угля была введена в эксплуатацию в 1993 г. в Нидерландах. В настоящее время вместе с компанией построено 27 станций во всем мире, включая Китай, Вьетнам, Великобританию, Австралию, Нидерланды и Южную Корею.

Газогенератор «Shell» (рис. 5.16) состоит из трех основных частей:

1. Зоны газификации, которая имеет огнеупорную футеровку, где топливо переходит в генераторный газ в присутствии кислорода и пара (газифицирующий агент).

2. Газоохладитель, в котором в результате охлаждения генераторного газа, выходящего из реактора, генерируется пар высокого давления.

3. Двухступенчатая система очистки, в которой из газа удаляются остаточный углерод и зола.

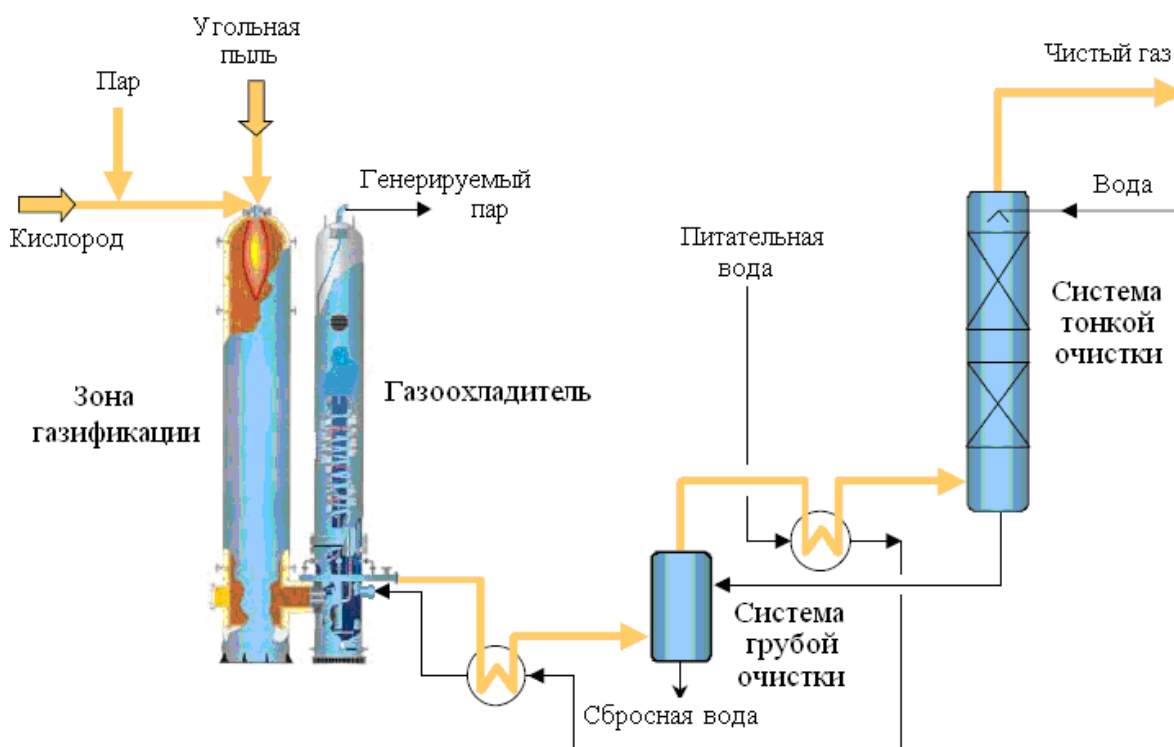


Рис. 5.16. Газогенератор «Shell»

Система топливоприготовления такая же, как и для других газогенераторов пылевого потока. В газогенератор подается подсушенное и измельченное топливо под давлением. Транспортирующим веществом является, как правило, азот. Окислитель подогревается для того, чтобы сократить потребление чистого кислорода, и смешивается с водяным паром перед подачей в горелку. Уголь взаимодействует с окислителем при температуре около $1400\text{ }^{\circ}\text{C}$, в результате чего образуется CO и небольшое количество CO_2 . При таких температурах зола превращается в жидкий шлак, который стекает вниз по стенке реактора с водяным

охлаждением. Далее шлак стекает в водяную ванну, где и затвердевает. Эксплуатация при высоких температурах ограничивает образование углеродсодержащих газов.

Сырой генераторный газ покидает реактор с температурой 1400...1600 °С. Горючий газ содержит небольшое количество непрореагировавших угольных частиц и частицы расплавленной смолы. Чтобы шлак не налипал в газовом тракте, на выходе газогенератора располагается система охлаждения газа. Дальнейшее охлаждение осуществляется в котле-утилизаторе, где одновременно генерируется пар высокого давления.

6. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Будущее тепловых электростанций многие специалисты связывают с возможностями переработки твердых топлив в газообразные. Газификация, в частности, позволяет не только осуществить экологически чистое двухстадийное сжигание низкокачественных твердых топлив, но и использовать горячие продукты сгорания генераторного газа непосредственно для привода газовых турбин и двигателей внешнего сгорания (Стирлинга). Отработанные дымовые газы после газовой турбины могут быть утилизированы в паровом или водогрейном котле, а полученный пар использован для привода паровой турбины. Такой комбинированный парогазовый цикл является в настоящее время самым термодинамически эффективным и его коэффициент полезного действия по выработке электроэнергии может достигать 45 %; кроме того, ТЭС с комбинированным парогазовым циклом потребляет значительно меньше воды, так как две трети электрической мощности может развивать газовая турбина. Как известно, КПД существующих паротурбинных ТЭС не превышает 39 %.

Жизнеспособность и эффективность ТЭС с комбинированным циклом, работающих на генераторных газах, так называемой, внутрицикловой газификации (ВЦГ), доказана опытом эксплуатации электростанции «Cool Water» фирмы «Southern California Edison» мощностью 120 МВт. ТЭС «Cool Water» построена в мае 1984 года в США и за время эксплуатации показала устойчивую работу с максимальным КПД около 42 %. В состав ТЭС входит газогенератор системы «Техасо» на парокислородном дутье и водной суспензии угольной пыли с частицами размером меньше 100 микрон, производительностью 1000 тонн угля в сутки, газовая турбина мощностью 65 МВт с начальной температурой газа 1100 °С и паровая турбина мощностью 55 МВт. За время эксплуатации ТЭС работала на

четырёх видах углей с зольностью 6,4–13,6 % и содержанием серы 0,4–3,1 %, теплотой сгорания 28–33 МДж/кг. Среднее значение эффективного КПД брутто составляло за период эксплуатации 36,2–39,9 %, а КПД нетто 29–32 %. При работе ТЭС «Cool Water» выбросы в окружающую среду оказались минимальными и находились на уровне 10–20 % от регламентированных норм.

6.1. ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С ГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ С ПАРОГАЗОВЫМ ЦИКЛОМ

Шведские энергетические компании «Sydkraft» и «Ahlstrom» ввели в эксплуатацию демонстрационную ТЭС, схема которой показана на рис. 6.1.

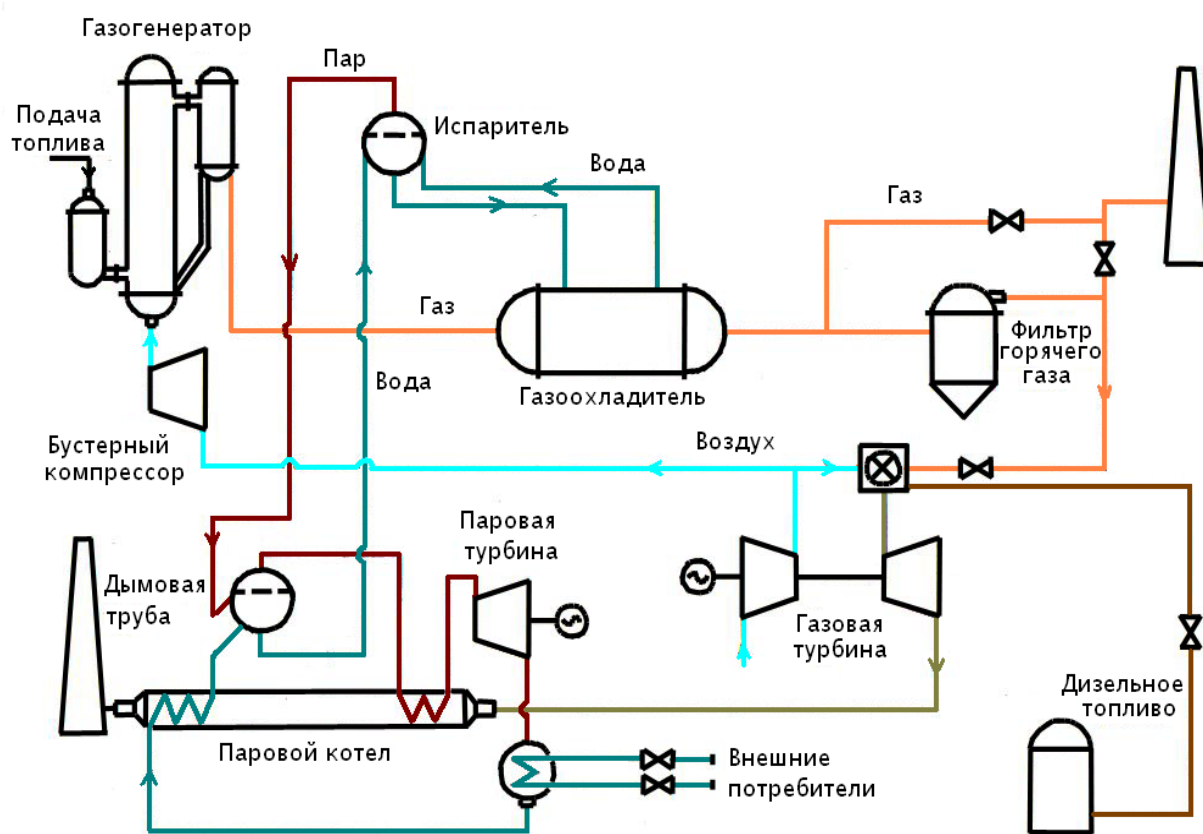


Рис. 6.1. ТЭС с парогазовым циклом на древесных отходах компаний «Sydkraft» и «Ahlstrom»

ТЭЦ работает по парогазовому циклу на древесных отходах и имеет выходную электрическую мощность 6 МВт и тепловую мощность 9 МВт.

Подсушенная и измельченная древесина, находящаяся в герметичном баке под давлением, подается питателем в газогенератор циркулирующего кипящего слоя, где перерабатывается в низкокалорийный газ (5 МДж/м^3). Температура внутри газогенератора находится на уровне $950 \dots 1000 \text{ }^\circ\text{C}$, давление — 2,2 МПа. В качестве газифицирующего агента используется воздух.

После предварительного охлаждения в водяном теплообменнике до температуры $350 \dots 400 \text{ }^\circ\text{C}$ генераторный газ очищается от пылевидных частиц и остаточных смол в высокотемпературном керамическом фильтре. Затем чистый газ подается в камеру сгорания газовой турбины, электрическая мощность которой составляет 4,1 МВт. Продукты сгорания от газовой турбины подаются в паровой котел, где вырабатывается пар с давлением 4,0 МПа и температурой $470 \text{ }^\circ\text{C}$. Далее продукты сгорания газа выбрасываются в атмосферу, а водяной пар приводит в действие паровую турбину мощностью 2 МВт. Тепловая энергия отработанного пара используется для теплоснабжения внешних потребителей.

За весь экспериментальный период газогенератор проработал более 85 тыс. час., турбина на генераторном газе — более 3600 час. На демонстрационной ТЭЦ были достигнуты высокие технические показатели, что позволило участникам проекта приступить к разработке коммерческой ТЭЦ электрической мощностью 120 МВт.

6.2. ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С ГАЗОГЕНЕРАТОРОМ БЫСТРОГО ВНУТРЕННЕГО ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО КИПЯЩЕГО СЛОЯ (FCFB)

Станция (рис. 6.2) комбинированной выработки тепловой и электрической энергии была построена в г. Гёссинг, Австрия.

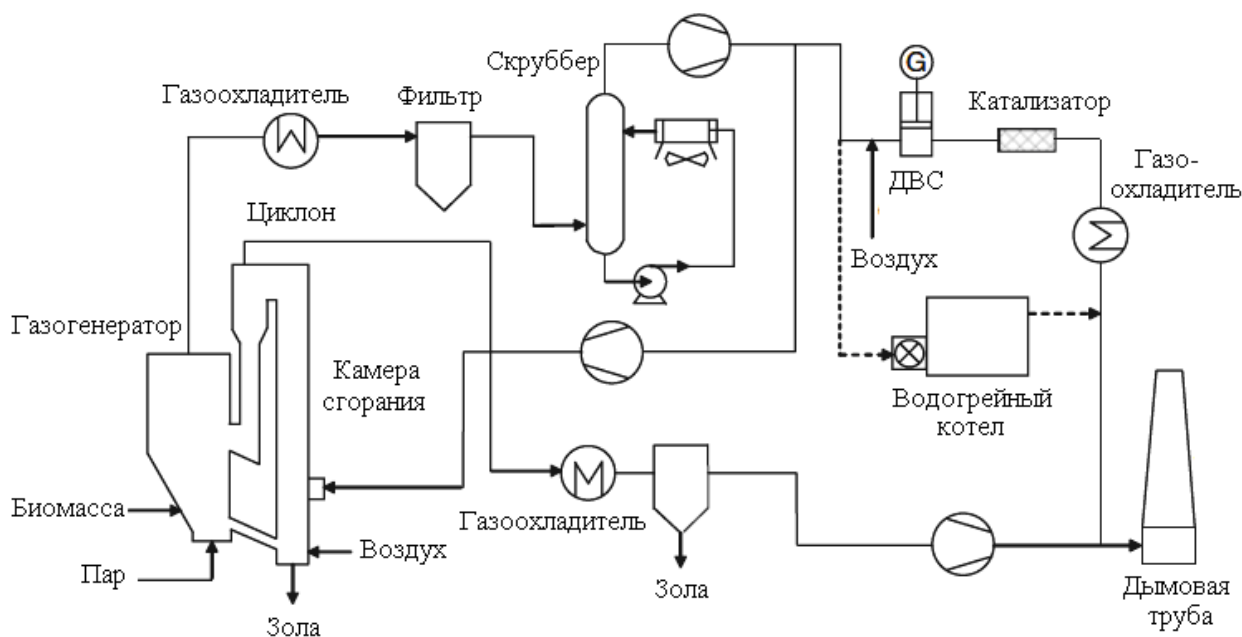


Рис. 6.2. Схематический план электростанции в г. Гёссинг, Австрия

Синтез-газ сжигается в двигателе, в результате чего вырабатывается 2 МВт электрической и 4,5 МВт тепловой энергии. Станция была пущена в эксплуатацию в 2001 году.

Используется газогенератор взвешенного кипящего слоя с инертным теплоносителем (засыпкой) в виде песка. Песок и непрореагировавший угольный остаток из нижней части газогенератора передаются в зону горения, организованную по принципу ЦКС, где угольный остаток сгорает. Горячий песок отделяется от горючего газа в циклоне и возвращается в газогенератор, принося, таким образом, теплоту для газификации. Температура в газогенераторе 850...900 °С. Получаемый генераторный газ имеет низшую теплоту сгорания около 12 МДж/нм³.

6.3. ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ «Babcock & Wilcox Volund»

Электростанция «Babcock & Wilcox Volund» — первая электростанция большой мощности в Дании, использующая процесс газификации биомассы для снабжения тепло- и электроэнергией

3,5 МВт, при этом выработка тепловой энергии обеспечивается на уровне 2 МВт, а электрической — 1,5 МВт. В процессе эксплуатации отмечено, что установка может работать на пониженных нагрузках без существенного снижения КПД, что является ее преимуществом при работе в летнее время, когда теплопотребление жилых районов находится на довольно низком уровне.

При работе станции на первом этапе возникли проблемы с очисткой генераторного газа, которые были решены путем использования электрофильтра.

Станция включает в себя:

- слоевой газогенератор мощностью 3,5 МВт, работающий по прямому процессу;
- котел, в котором происходит сжигание генераторного газа и выработка тепловой энергии;
- два газодизельных двигателя австрийской фирмы «Jenbacher» электрической мощностью 648 и 768 кВт;
- склад топлива, топливный питатель, систему золоудаления и увлажнения воздуха;
- систему очистки генераторного газа, состоящую из охладителя и электрофильтра;
- бак-накопитель, в который поступают нерастворимые в воде смолы, отделенные от генераторного газа в системе очистки;
- котел для утилизации смол;
- бак-аккумулятор тепловой энергии.

В 2007 г. подобная станция пущена в эксплуатацию в Японии. Топливом является щепа вишневого дерева. Расход топлива — 60 т/день.

Перед подачей топлива в газогенератор осуществляется сушка древесины с начальной влажности 40–50 % до 23 %. Характеристика получаемого генераторного газа приведена в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Усредненная характеристика генераторного газа

H ₂	CO	CO ₂	O ₂	CH ₄	N ₂	Q _i ^r
% об.						МДж/м ³
19,01	22,83	11,91	0,17	5,34	40,73	6,59

6.4. ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ IGCC НА РАСТИТЕЛЬНОЙ БИОМАССЕ «Värnamo»

Компании Foster Wheeler Energia Oy и Sydkraft в 1991 г. Решили объединить свои усилия в создании электростанции на растительной биомассе с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергией. Первым шагом совместной работы стало создание небольшой «пилотной» ТЭС электрической мощностью 6 МВт и тепловой мощностью 9 МВт в г. Варнамо, Швеция (рис. 6.4).

На станции используются газогенераторы с циркулирующим кипящим слоем, работающие под давлением 20 атм. Температура получаемого генераторного газа 950–1000 °С. В качестве топлива используется смесь, включающая 40 % древесной щепы и 60 % — коры. После газогенератора газ охлаждается в газоохладителе до температуры 350 °С. Очистка генераторного газа осуществляется в керамических фильтрах.

Низшая теплота сгорания получаемого газа 5–6 МДж/нм³. Состав газа: 10–12 % H₂; 15,5–17,5 % CO; 5–7 % CH₄; 14–17 % CO₂; 45–50 % N₂. Содержание смол < 5 г/нм³.

Принцип работы электростанции основан на использовании генераторного газа в парогазовом цикле. В газогенераторе в результате газификации топлива получается горючий газ. Пройдя систему охлаждения и очистки, газ подается в камеру сгорания газотурбинной установки, куда одновременно нагнетается компрессором воздух из атмосферы. Образовавшиеся газы поступают

в газовую турбину, где, расширяясь, производят работу, необходимую для привода компрессора и электрогенератора. Выхлопные газы ГТУ подаются в одноконтурный котел-утилизатор, генерируя, таким образом, пар с температурой 460 °С и давлением 40 бар. На выходе из котла-утилизатора уходящие газы имеют температуру порядка 100 °С.

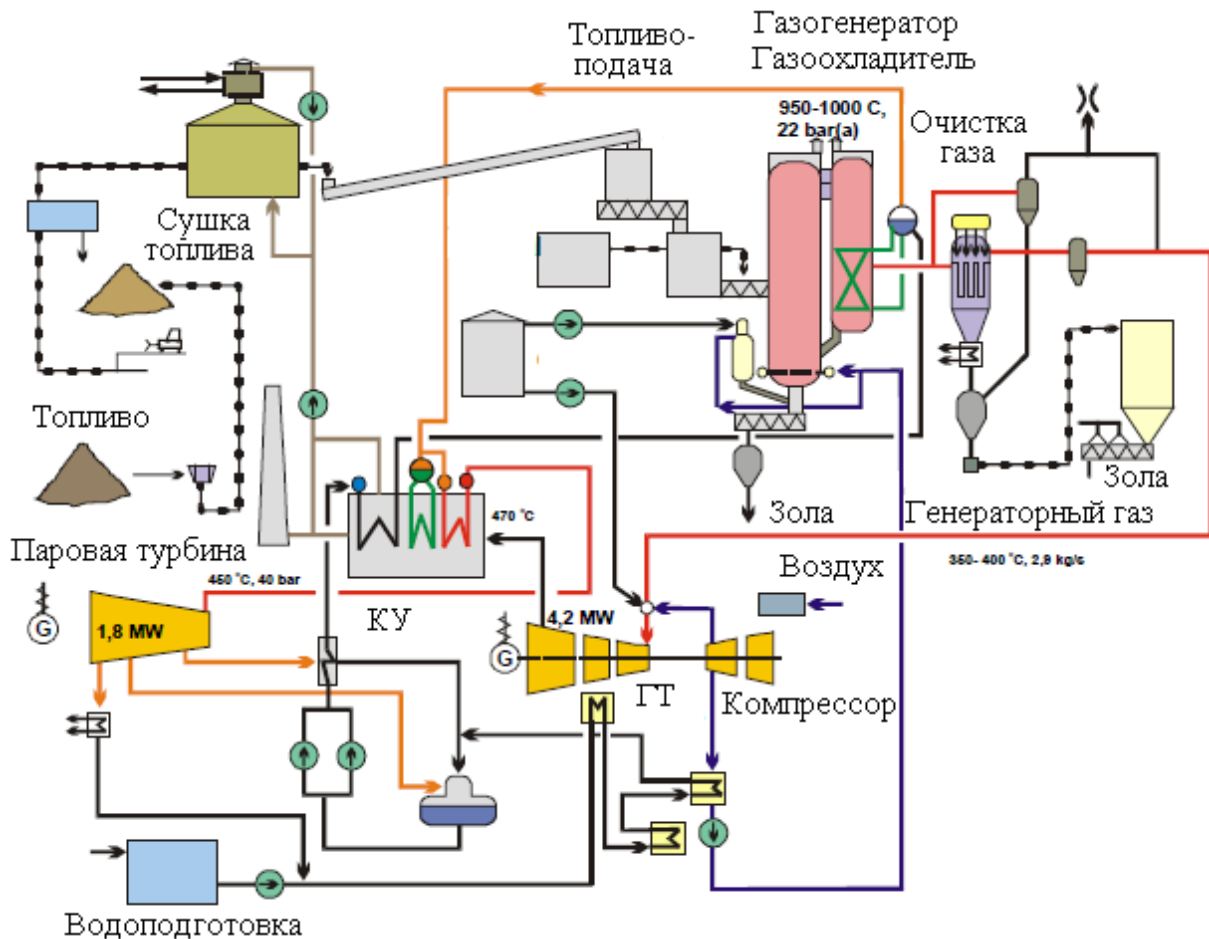


Рис. 6.4. Электростанция The Värnamo Power Plant:
ГТ — газовая турбина; КУ — котел-утилизатор

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гинзбург Д.М. Газификация топлива и генераторные установки. – М., 1938. – 386 с.
2. Канторович Б.В. Введение в теорию горения и газификация твердого топлива. – М.: Metallurgizdat, 1961. – 355 с.
3. Б.Д. Каупельсон. Слоевые методы энергохимического использования топлива М.-Л., 1962, – 188 с.
4. Вторичные материальные ресурсы лесной и деревообрабатывающей промышленности (образование и использование): Справочник. – М. : Экономика, 1983. – 224 с.
5. Goorts M.P. Applying gas chromatography to analyze the composition and tar content of the product gas of a biomass gasifier: Report number WVT 2008.24, 2008. – 76 p.
6. Колеров В.С. Газификационные характеристики растительных отходов. – 5-е изд. – М.–Л. : ЦНИДИ, 1970. – 111 с.
7. Ir. H.A.M. Knoef. Gasification of biomass & waste – practical experience. Proc. of III International Slovak Biomass Forum, 3–4 February 2003. – pp. 41–44.
8. Пегуро Н.С., Канкин В.Д., Песин А.Ю. Химия и технология синтетического жидкого топлива и газа. – М.: Химия, 1986. – 350 с.
9. Сергеев В.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Часть 1. Возобновляемые источники энергии.: Учеб. пособие / Л.В. Зысин, В.В. Сергеев. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 192 с.
10. Spliethoff H. Power generation from solid fuels. – Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. – 467 p.
11. Разработка технологии сжигания твердых органосодержащих отходов на базе изучения их состава и физико-химических свойств / В.М. Боровков, Л.В. Зысин, В.В. Сергеев, Г.А. Рябов и др. Отчет о НИР по государственному контракту с Министерством промышленности, науки и технологий Российской Федерации № 41.003.1.1.2922 от 26 февраля 2002 г. – М., 2002.

12. Лигнины (структура, свойства и реакции) / Под ред. К.В. Сарканена, К.Х. Людвиг. – М.: Лесная промышленность, 1975. – 632 с.

13. Многотопливный энергетический модуль газогенераторной ТЭЦ на основе двухзонной термохимической переработки твердых органосодержащих отходов / В.М. Боровков, Л.В. Зысин, В.В. Сергеев, Г.А. Рябов и др. Отчет о НИР по государственному контракту с Министерством промышленности, науки и технологий Российской Федерации на 2001 год № 701-12(00) П от 14 января 2000 г.

14. Разработка технологии сжигания твердых органосодержащих отходов на базе изучения их состава и физико-химических свойств / В.М. Боровков, Л.В. Зысин, В.В. Сергеев, Г.А. Рябов и др. Отчет о НИР по государственному контракту с Министерством промышленности, науки и технологий Российской Федерации № 41.003.1.1.2922 от 26 февраля 2002 г. – М., 2002.

Алешина Алена Сергеевна
Сергеев Виталий Владимирович

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Учебное пособие

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции

ОК 005-93, т. 2; 95 3005 – учебная литература

Подписано в печать . Формат 60×84/16. Печать цифровая

Усл. печ. л. 13. Уч.-изд. л. 13. Тираж 35 экз. Заказ

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного авторами в цифровом
типографском центре Издательства Политехнического университета:

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел. (812) 540-40-14

Тел./факс: (812) 927-57-76