

лучшему самоочищению атмосферы, не сказываясь отрицательно на здоровье больших масс людей [2].

Другим традиционным источником энергии являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Именно они, кроме электроэнергии вырабатывают тепло в виде горячей воды, необходимой для бытовых нужд, отопления и водяного пара, использующегося в химической промышленности и строительстве. КПД теплоэлектроцентралей составляет около 70 %.

Среди отрицательных черт ТЭЦ можно выделить привязанность к расположению потребителя, загрязнение атмосферы, значительные расходы на доставку топлива и зависимость от других стран и регионов [2].

Таким образом, можно сделать вывод, что при рациональном использовании существующих методов получения энергии, они смогут еще долго оставаться на службе у человека [1,2].

Список литературы:

1. Нетрадиционные источники энергии. – М.: Знание, 2003. – 120 с.
2. Юдашин Л.С. Энергетика: проблемы и надежды / Л.С. Юдашин – М. : Просвещение, 2000. – 207с.

Перспективы применения парогазовых установок на базе газификации угля

Лужковой Д. С.
mintrondo@yandex.ru

*Научный руководитель: кандидат технических наук, Ромашова О. Ю., НИ ТПУ
кафедра АТЭС*

В настоящее время объем потребления энергии непрерывно возрастает, что является следствием процесса индустриализации, увеличения энергозатрат на добычу природных ресурсов и работу транспорта, на повышение плодородия почв и других процессов. Несмотря на развитие добывающей промышленности в нашей стране, топливный баланс её в течение многих лет является весьма напряжённым: опережающими темпами растёт потребность в топливе, и часто оно расходуется расточительно. Сегодня наша страна в расчете на единицу национального дохода расходует топлива, электроэнергии, металла и других ресурсов более чем в два раза больше, чем в развитых капиталистических странах. Прирост потребности в топливе, энергии, сырье и материалах должен обеспечиваться в основном за счет их экономии. Экономия, при возрастающих темпах потребления, может обеспечиваться в основном за счёт внедрения новых технологий производств.

В России свыше 70% оборудования ТЭС выработало срок эксплуатации и устарело. Необходима массовая его замена с внедрением новых современных технологий производства электроэнергии и тепла. Предпочтительно для этого использовать угольные технологии, поскольку запасы природного газа при безудержном росте его экспорта и потребления могут истощиться быстро и настоятельно нуждаются в сбережении для следующих поколений, а доступные для

разработки месторождения угля в России, содержащие 36% его мировых запасов, обеспечат энергетику страны на века.

Традиционным и эффективным направлением совершенствования угольных технологий является создание паросилового оборудования с суперсверхкритическими параметрами пара. Еще более высоким экономическим и экологическим потенциалом обладают установки комбинированного парогазового цикла, работающие на газифицируемом в них угле. На природном газе парогазовые установки (ПГУ) хорошо освоены. Актуально обеспечить их коммерческое применение на угле. На западе в это направление вложены большие средства. Уже создано несколько ПГУ мощностью 100-300 МВт с применением в основном парокислородной газификации угольной пыли и мокрой очистки генераторного газа. КПД этих ПГУ составляет 40-44 %. На природном газе подобные ПГУ имеют КПД 52-56 %. Существенная разница величин характеризует потери энергии в системе внутрицикловой газификации твердого топлива.

Своей задачей считаю рассмотрение существующих методов газификации угля, определение перспектив его применения.

Парогазовые установки были изобретены два века назад. Идея создания парогазовых установок, использующих в качестве рабочих тел продукты сгорания топлива и водяной пар (бинарные установки), впервые была высказана французским ученым Сади Карно еще в 1824 году в его работе «Размышления о движущей силе огня и о машинах, способных развивать эту силу». Карно предложил схему поршневой парогазовой установки и обосновал основное условие создания эффективных парогазовых установок — использование продуктов сгорания топлива в качестве рабочего тела в области высоких температур с одновременной утилизацией отбросного тепла газов для получения рабочего пара. По мере развития паровых и газовых турбин оказалось возможным практическое осуществление этой идеи гениального ученого, более чем на столетие вперед определившего основные пути развития парогазовых тепловых двигателей. Первые бинарные парогазовые установки появились в Германии. В 1913 – 1917 годах Хольцварт осуществил создание ПГУ на базе ГТУ с пульсирующей камерой сгорания. КПД её не превышал 14%.

Для того, чтобы человечество начало задумываться о применении угля в парогазовых установках, необходимо было создать способ его газификации.

Газификация — преобразование органической части твёрдого или жидкого топлива в горючие газы при высокотемпературном (1000—2000 °С) нагреве с окислителем (кислород, воздух, водяной пар, углекислый газ или, чаще, их смесь). Сырьём для процесса обычно служат каменный уголь, бурый уголь, горючие сланцы, торф, дрова, мазут, гудрон. Полученный газ называют генераторным по названию аппаратов, в которых проводится процесс — газогенераторов. Совокупность процессов, протекающих в ходе газификации твёрдых горючих ископаемых (пиролиз, неполное горение, полное окисление) называют конверсией [1].

Таким способом оказалась подземная газификация угля.

Подземная газификация угля — физико-химический процесс превращения угля в горючие газы с помощью свободного или связанного кислорода непосредственно в недрах земли. При этом уголь в пласте, под землей, превращается в горючий газ, обладающий достаточной калорийностью для энергетического и технологического использования [1].

Идея подземной газификации принадлежит Д. И. Менделееву. Судя по его записным книжкам, идея впервые зародилась у него в начале 80-х годов XIX века: «достаточно поджечь уголь под землей, превратить его в светильный, или генераторный, или водяной газ и отвести его по трубам из бумаги, пропитанных смолой и обвитых проволокой». Первое официальное изложение идеи встречается в 1888 году в статье Д. И. Менделеева «Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца». Позже в 1912 году эту же идею высказал английский химик У. Рамзай.

Первый в мире проект подземной газификации углей был разработан в СССР в 1928 году. В 1933 году в СССР была создана контора (позже трест) «Подземгаз» с целью координации научно-исследовательских, проектных и экспериментальных работ по подземной газификации углей.

За пределами СССР первые опыты подземной газификации были проведены в 1946 году в США (штат Алабама) и в 1947 году в Италии (у Вальдорио близ Флоренции).

Начиная с середины 1970 г. интерес к подземной газификации угля упал, так как экономическая эффективность данного метода оказалась неконкурентоспособна в сравнении с разработкой природного газа. В начале XXI века интерес к газификации угля вырос в США, Индии и Китае, где в настоящее время ведутся экспериментальные и промышленные работы [1].

Технологии газификации можно классифицировать по разработанным технологическим системам, характеру движения газифицируемого топлива, типу дутья, теплоте сгорания получаемого газа и его назначению, по температуре и давлению газификации, а также компании, разработавшей процесс, и по другим параметрам.

По характеру движения газифицируемого топлива различают газификацию твердого топлива

- в расплаве;
- в плотном слое;
- в кипящем слое;
- в потоке.

По типу дутья выделяют:

- воздушную;
- паровоздушную;
- кислородную;
- парокислородную;
- паровую газификацию.

По теплоте сгорания получаемых газов (в МДж/м³):

- с низкой теплотой сгорания (4,2—6,7);
- со средней теплотой сгорания (6,7—18,8);
- с высокой теплотой сгорания (31—40).

По назначению газифицированного угля:

- для энергетических целей (непосредственного сжигания);
- технологических целей (синтез, производство водорода, технического углерода).

По температуре газификации:

- низкотемпературная (до 800 °С);
- среднетемпературная (800—1300 °С);

- высокотемпературная (выше 1300 °С).

По давлению:

- при атмосферном давлении (0,1—0,13 МПа);
- среднем давлении (2— 3 МПа);
- высоком давлении (выше 3 МПа) [2].

Парогазовый цикл с газификацией угля может быть разделен на четыре стадии:

1. получение топливного газа при взаимодействии угля с высокотемпературным паром и воздухом/кислородом;
2. очистка полученного газа.
3. сжигание очищенного газа в ГТУ для производства электроэнергии.
4. использование тепла продуктов сгорания на выходе ГТУ и топливного газа на выходе газификатора для производства пара с дальнейшим получением электрической энергии в ПТУ.

В зависимости от типа дутья на выходе получают различные составы.

При воздушной (или паровоздушной) газификации образуется воздушный (или полуводяной) газ с низкой теплотой сгорания (4—7 МДж/нм³). Такой газ целесообразно использовать непосредственно в качестве топлива на месте его получения без транспортировки на значительные расстояния, а после очистки от H₂S, CS₂, CO₂ — как источник водорода в производстве аммиака, смесь реагентов в производстве метанола и жидких углеводородов

При кислородной (или парокислородной) газификации (под давлением до 3 МПа) получают синтез-газ со средней теплотой сгорания 10—16 МДж/нм³. Его можно использовать как вблизи места получения, так и транспортировать, а также применять в качестве исходного сырья для производства углеводородных соединений.

Газ с высокой теплотой сгорания (или заменитель природного газа) получают в результате кислородной (или парокислородной) газификации угля под высоким давлением (свыше 10 МПа) или в результате переработки синтез-газа. Теплота сгорания такого газа составляет 20—40 МДж/нм³.

Состав топлива также зависит от характера движения газифицируемого топлива.

Основные отработывавшиеся технологические схемы газификации твердого топлива: в потоке — по методу Texaco, Shell, Prenflo, Destec, ABB CE; в кипящем слое — по методу Винклера, U-gas, KRW, Westinghouse Corporation; в плотном слое — по методу British Gas/Lurgi.

Рассмотрим методы газификации по характеру движения газифицируемого топлива подробнее.

В аппаратах с кипящим слоем газификация угля происходит при значениях температуры, меньших значений температуры плавления золы, а также при благоприятных условиях для тепло- и массообмена (при практически постоянной температуре по высоте слоя). Сравнительно низкие значения температуры процесса позволяют уменьшить выбросы оксидов азота, а также способствуют оптимальному связыванию серы за счет добавления известняка (или доломита). Установки с кипящим слоем работают с сухим золоудалением. Различают следующие виды газификаторов с кипящим слоем: с пузырьковым, расширяющимся и циркулирующим кипящим слоем.

Газификаторы с кипящим слоем могут работать как на воздушном, так и на кислородном дутье. Выбор дутья зависит в основном от подготовки и способа подачи

топлива в реактор. При использовании в качестве топлива водоугольной суспензии, газификацию проводят на кислородном дутье. Если топливо вводится в реактор сухим способом, то в качестве газифицирующих агентов используют воздух или парокислородную смесь.

В настоящее время в мире созданы следующие технологии газификации углей в кипящем слое под давлением (КСД) и циркулирующем кипящем слое под давлением (ЦКСД) по методу: высокотемпературного процесса Винклера (проект ПГУ KoBra); U-Gas (проект ПГУ Toms Creek); KRW (проект ПГУ Pinon Pine).

Газификация в КСД по методу высокотемпературного процесса Винклера (ВПВ) представляет собой дальнейшую разработку процесса газификации угля в кипящем слое при атмосферном давлении по методу Винклера.

Топливо газифицируется на воздушном или кислородном дутье с добавлением водяного пара при температурах ниже точки размягчения золы. Уголь вводится в газификатор с помощью шлюзовой системы. Газифицирующий агент поступает в реактор на различных уровнях по высоте кипящего слоя и в зону пневмотранспорта.

В кипящем слое частично окисляется взвешенный углерод, летучие после выхода разлагаются на CO , H_2 и CH_4 . Газификация коксозольного остатка (КЗО) происходит как в верхней части кипящего слоя, так и в надслоевом пространстве. Основная часть уноса улавливается из необработанного газа в горячем циклоне и возвращается в кипящий слой через тракт возврата. Собирающийся на дне реактора КЗО и зола удаляются через шлюзовую систему, расположенную под газификатором.

В предлагаемой установке производится размол бурого угля до $d = 0..-6$ мм. Паровая сушка осуществляется в двух аппаратах кипящего слоя до влажности 12 %. Уголь подаётся в реактор через три шлюзовые системы. КЗО из реактора выводится через шлюз, охлаждается и подается в ЦКС-котлоагрегат, работающий при атмосферном давлении. Необработанный газ последовательно охлаждается в двух теплообменниках (в первом — с 920 до 440 °С, во втором — с 440 до 270 °С), где производится пар высокого и среднего давлений. Очистка газообразных продуктов газификации от пыли и серы осуществляется за счет скрубберной отмывки с содержанием твердых частиц после нее не более 5 мг/м³. Выбросы SO_2 и NO_x — по 80 мг/м³ (при 15 % O_2). Электрическая мощность (в МВт) блока — 394, в том числе ГТУ — 212, ПТУ — 182 (27 МВт вырабатывается за счет дожигания КЗО и пыли в ЦКС-котле), КПД ПГУ — около 45 %.

Разработчик технологии «U-Gas» — Институт газовых технологий в г. Чикаго (США).

Угольные частицы, максимальный размер которых 6 мм (средний — от 1 до 1,5 мм), сушатся до содержания влаги менее 5 %, после чего подаются в газификатор КСД вместе с сорбентом (доломитом). Газификация топлива происходит в реакторе при температуре 900—1040 °С и давлении 2,2 МПа.

До 85 % соединений серы связывается в КСД за счет ввода сорбента, а около 10 % — в системе горячей сероочистки. Выносимые с газом твердые частицы собираются в двух ступенях циклонов. С выхода вторичного циклона низкокалорийный газ с температурой 980—1000 °С охлаждается в теплообменнике до 540 °С и поступает на вход системы сероочистки.

Система сероочистки состоит из двух реакторов кипящего слоя: в первом из них происходит поглощение серы в кипящем слое титаната цинка (ZnTi), во втором — его частичная регенерация. С выхода системы сероочистки газы идут на очистку от пыли в керамических фильтрах, откуда очищенный газ поступает в камеру сгорания

газовой турбины. Продукты сгорания с выхода ГТУ направляются в котел-утилизатор, где вырабатывается пар для ПТУ и для газификатора в виде газифицирующего агента.

Разработчик газификации угля по методу KRW — компании M.W. Kellogg-Rost-Westinghouse. Создание технологии осуществлялось в сотрудничестве с компанией Foster Wheeler.

Подсушенный и измельченный уголь вместе с известняком подается пневматически в центральную нижнюю часть КСД-газификатора. Реактор постоянно расширяется по направлению к выходу синтез-газа. Температура слоя регулируется изменением подаваемого в газификатор воздуха и пара. Часть КЗО возвращается в газификатор посредством циклона. С выхода циклона низкокалорийный газ охлаждается в теплообменнике с 930 до 590 °С. Высокотемпературная очистка газа от пыли происходит в керамических фильтрах, а остатки серы удаляются в ходе реагирования с сорбентом на основе оксида цинка (типа Z-Sorb).

Следует отметить, что, несмотря на несомненные преимущества технологий внутрицикловой газификации углей в КСД и ЦКСД для ПГУ на твердом топливе, они достаточно сложны, и отдельные элементы схем требуют отработки. Это также касается необходимости учета качества топлива (зольность, выход летучих, содержание серы) при создании той или иной технологии.

Существуют поточные газификаторы с нисходящим и восходящим потоком. Высокие значения температуры (1400—2000 °С) и рабочие значения давления (до 3—5 МПа) процесса газификации пылевидных частиц наряду с использованием кислородного или парокислородного дутья (особенно для низкорекреационных видов твердого топлива) обеспечивают самую высокую по сравнению с другими аппаратами производительность реакционного объема. Полученные в процессе газификации газы не содержат смол и фенолов. Отсутствие возможности связывания серы в газогенераторе из-за высоких температур компенсируется глубокой очисткой меньшего объема получаемых газов.

Наиболее известны процессы поточной газификации угля по методам: “Техасо”, “Shell”, “Prenflo”, “GSP”, “Combustion Engineering” и “Dow”.

Разработчик технологии — компания Техасо. Особенность процесса состоит в использовании в качестве топлива **водоугольных суспензий (ВУС)**. Процесс прошел длительную проверку (с середины 1980-х годов) на многочисленных установках малой и средней мощности. Среди них следует отметить одну из первых в мире коммерческих установок ТЭС Cool Water, построенную в Калифорнии (США) в 1984 г. В ходе ее эксплуатации (1984—89 гг.) по технологии “Техасо” осуществлялась внутри цикловая газификация пылевидного каменного угля (ВУС: вода/уголь = 0,4...0,6). Газификация проходила под давлением 4,22 МПа с использованием кислородного дутья. Электрическая мощностью ПГУ составила 117 МВт, в том числе 17 МВт — на производство кислорода, 6 МВт — на собственные нужды. Производительность газогенератора по углю составила 41 т/ч (по ВУС — 68,4 т/ч). На установке устойчиво производился газ с теплотой сгорания 10,4 МДж/нм³. Проведенные исследования послужили основой дальнейшего развития технологии “Техасо”.

Процесс проводят в потоке на кислородном дутье под высоким давлением с использованием в качестве топлива ВУС. ВУС образуют каменные угли (60—70 %) содержанием серы 2,5—3,5 %.

Основа установки — поточный газификатор, работающий при температуре 1320—1430 °С, давлении — от 3 до 4 МПа, на кислородном дутье (95 % чистоты), производимым специальной кислородной установкой. Подача реагирующей смеси (ВУС и кислорода) осуществляется в верхнюю часть реактора. Высокотемпературный среднекалорийный синтез-газ охлаждается в газификаторе в радиационном теплообменнике, где производится пар высокого давления. Радиационный теплообменник имеет около 4,88 м в диаметре, 30,48 м в длину и весит около 900 т.

Охлаждаясь в последнем, сырой синтез-газ из газификатора поступает в два параллельных конвективных теплообменника, где его температура снижается до 430 °С, дополнительно вырабатывая пар высокого давления.

Пыль и HCl удаляются в системе мокрой скрубберной очистки. Частично очищенный синтез-газ все еще содержит COS, который необходимо удалить для предотвращения образования SO₂, что важно при использовании высокосернистых видов топлива. Для этих целей применяют систему очистки, где происходит реагирование COS с H₂O в присутствии катализатора с образованием CO₂ и H₂S. После дополнительного охлаждения газ направляют в обычную систему очистки от H₂S. Эффективность сероочистки составляет 98 %. Очищенный синтез-газ подают для сжигания на вход камеры сгорания ГТУ. Здесь он смешивается с 98%-м азотом, поступающим из установки по производству кислорода. Использование азота позволяет снизить температуру в камере сгорания газовой турбины, уменьшая образование NO_x, а также повысить массовый расход через газовую турбину, увеличивая производительность ГТУ. Образующийся жидкий шлак со дна газификатора удаляется в водяную ванну, где затвердевает. Он может использоваться в строительной промышленности.

В процессе сероочистки применяют каталитический реактор для преобразования H₂S в H₂SO₄, вырабатываемую в большом количестве для дальнейшего использования в химпроизводстве. Паровой цикл содержит котел-утилизатор, где отдают тепло отходящие из ГТУ газы. Этот и полученный при охлаждении стенок парогенератора пар подаются в ПТУ.

Процесс газификации угля Destec изначально разрабатывался компанией Dow Chemical в 1970-х годах для расширения топливной базы посредством перехода от использования природного газа на лигниты и другие угли. Экспериментальная проверка процесса происходила на пилотных установках. Наибольшая среди них — установка LGTI (электрическая мощность 160 МВт), запущенная в эксплуатацию в апреле 1987 г. в Луизиане (США). Опыт, накопленный в ходе ее работы (34 тыс.ч — с 1987 по 1995 г.), послужил основой дальнейшего развития процесса. В настоящее время указанная технология носит название E-Gas, а лицензия на ее использование принадлежит компании Global Energy Inc.

Процесс проводят в потоке на кислородном дутье под высоким давлением с использованием в качестве топлива ВУС. Особенность процесса — его двухстадийный характер. В качестве топлива использовали каменные угли с максимальным содержанием серы до 5,9 % (на сухую массу), а также нефтяной кокс и его смеси с углем.

Основа установки — двухстадийный поточный газификатор с жидким шлакоудалением, работающий при температуре 1371 °С, давлении 2,75 МПа на кислородном дутье (95 % чистоты), производимом специальной кислородной установкой.

Первая стадия процесса E-Gas (Destec Coal Gasification) проходит при температуре 1371 °С и давлении 2,75 МПа. Достижимый уровень температур зависит от используемого топлива. ВУС (уголь/вода = 60/40 %) подается в нижнюю часть газификатора, смешиваясь с чистым (95 %) кислородом, производимым специальной установкой. Происходит частичное окисление угля, обеспечивая теплом процесс газификации. Образующийся на первой стадии шлак удаляется в водяную ванну и затем используется в строительном производстве.

Неочищенный синтез-газ поступает в верхнюю футерованную часть реактора, куда дополнительно вводится ВУС. Здесь же происходит ее реагирование с синтез-газом, образовавшимся на первой стадии процесса. На второй стадии теплота сгорания синтез-газа увеличивается, а протекающие эндотермические реакции приводят к его охлаждению до температуры около 1038 °С. Использование второй стадии процесса для повышения теплоты сгорания и охлаждения сырого синтез-газа позволяет не устанавливать крупногабаритный радиационный теплообменник, присутствующий в газификаторе по технологии “Техасо”.

С выхода газификатора синтез-газ поступает в теплообменник, где производит пар для ПТУ, а затем идет в систему горячей очистки на основе керамического фильтра, откуда унос и коксовые частицы вновь возвращаются на первую стадию процесса. Произведенный синтез-газ, состоящий в основном из CO, CO₂, H₂O, N₂, а также небольшого количества CH₄, COS, H₂S и NH₃, поступает в систему сероочистки. Перед удалением H₂S его охлаждают до температуры около 38 °С. Охлаждение синтез-газа в теплообменниках сопровождается конденсацией воды. Конденсат, содержащий NH₃ и немного H₂S и CO₂, поступает в систему водоочистки. Удаление H₂S проводят с использованием раствора метилдиэтаноламина.

Очищенный синтез-газ подогревается в теплообменнике, увлажняется паром для снижения выбросов NO_x и поступает на вход камеры сгорания ГТУ, где сжигается при температуре 1222 °С. Отходящие газы поступают в котел-утилизатор для производства пара высокого давления.

Электрическая мощность ПГУ составляет 296 МВт (брутто), в том числе ГТУ (GE MS 7001 ГА) — 192 МВт, ПТУ — 104 МВт, мощность (нетто) — 262 МВт, на собственные нужды — 34 МВт, КПД процесса — 39,7 % на угле и 40,2 % на нефтяном коксе (по высшей теплоте сгорания). Производительность по углю — 2544 т/сут. Выбросы NO_x - менее 64 мг/МДж, SO₂ — менее 43 мг/МДж. Связывание серы превышает 97 %.

Газификация топлива в потоке по методу “Shell” происходит следующим образом. Пылевидный сухой уголь с размером частиц менее 100 мкм (90 %) газифицируется в потоке при температуре 1450—1750 °С и давлении 3,1 МПа. Сухая подача угля обеспечивает высокие показатели эффективности процесса. Поток создается расположенными друг напротив друга горелками, использующими кислородное дутье с добавкой пара. Использование кислородного дутья (95 % чистоты) и интенсивное смешение реагентов (угля, подогретых кислорода и пара) создает благоприятные условия для высокотемпературного турбулентного массообмена, что обеспечивает высокую скорость реакций и степень конверсии топлива за малое время их пребывания в реакторе. Получаемый синтез-газ состоит в основном из H₂ и CO_x а также следов метана и практически не содержит высших углеводородов.

Стенки реакционной зоны газификатора защищены мембранными радиационными поверхностями, в которых генерируется пар среднего давления.

Шлак в жидком состоянии стекает по мембранным поверхностям в нижнюю часть реактора, где охлаждается в водяной ванне.

Сырой синтез-газ и летучая зола покидают газификатор при температуре около 1400—1700 °С. Перед поступлением в теплообменник синтез-газ разбавляют рециркулируемым синтез-газом, очищенным от частиц, и охлаждают до 900 °С. Система горячей очистки синтез-газа работает при температуре порядка 400 °С. Около 95 % уловленного уноса возвращается в газификатор, повышая степень конверсии топлива. Сырой синтез-газ с запыленностью менее 5 мг/нм³ поступает в скрубберную систему очистки водой от NH₃. Происходит гидролиз HCN и COS в каталитическом реакторе. Для удаления соединений серы используется аминоселективный сольвент. Соединения серы перерабатываются в процессе Клауса в элементарную серу. Для производства пара в цикле используется котел-утилизатор, где отдают тепло отходящие из ГТУ газы.

Процесс “Shell” стал основой одного из крупнейших в Европе проектов ПГУ на ТЭС Buggenum (Нидерланды). Электрическая мощность установки — 253 МВт (нетто). КПД процесса — около 46 %. Используемые угли — El Cerrito и др. Пуск ПГУ произошел в 1993 г. Выбросы вредных веществ: SO_x — менее 37 мг/нм³ (6 % O₂), NO_x — менее 130 мг/нм³ (6 % O₂).

Процесс газификации угля “Prenflo” разработан фирмой Krupp Koppers и реализован в августе 1988 г. на демонстрационной установке в г. Фюрстенхаузен (Германия). Он основан на усовершенствовании промышленного процесса “Koppers”—“Totzek” и предназначен для применения в ПГУ ТЭС. Сырьем служит уголь, который подвергают газификации под давлением 2,5 МПа с высокой степенью конверсии углерода.

При газификации каменных углей и лигнитов содержание мелких частиц (< 0,1 мм) составляло 90 и 75 %, а влажность 2 и 10 % соответственно.

Процесс газификации основан на частичном окислении угля в кислородной среде или смеси кислорода и водяного пара. Особенности процесса — отсутствие радиационных поверхностей производства пара в реакторе, встречное расположение горелок в нижней части газификатора и наличие пережима — в верхней. Пылегазовый поток направлен снизу вверх. Температура в зоне горения достигает 2020 °С, а на выходе из газогенератора — 1450—1650 °С. Жидкий шлак отводят из нижней части газогенератора в коллектор, где его охлаждают в водяной бане и подвергают дроблению, а затем передают в накопитель гранулированного шлака. Производительность установки по углю составила 45 т/сут, по газу — 100 тыс. м³/сут. Эксплуатация установки в течение более чем 6500 ч показала, что результаты газификации приближаются к теоретически возможным верхним пределам.

Полученные данные на пилотных установках подтвердили целесообразность строительства крупномасштабной демонстрационной установки.

Поскольку процесс предназначен для ТЭС с комбинированным циклом, рабочее давление в газификаторе определяется исходя из параметров газовой турбины и цикла в целом. На производство пара расходуется 10 % энергии загружаемого топлива.

На установке удалось достичь степень конверсии углерода 98,5—99,3 %, содержания СО и Н₂ в газе — от 87 до 97 %.

Эксперименты по определению влияния степени чистоты кислорода на процесс высокотемпературной газификации показали, что экономический оптимум не

требует использования высокочистого кислорода (возможно использование кислорода чистотой 85-90 %).

Один из крупнейших проектов газификации угля в потоке по методу “Prenflo” — проект ПГУ, осуществляемый концерном европейских компаний в г. Пуэртольяно (Испания). Проектная электрическая мощность ПГУ составляет 335 МВт (300 МВт нетто), в том числе ГТУ — 190 МВт, ПТУ — 145 МВт, ожидаемый КПД (нетто) — 45 %. В качестве топлива используют смеси (50/50 %) местных углей с нефтяным коксом, а также каменные угли. Предварительно измельченное и подсушенное топливо подается в газогенератор в сухом виде. Производительность газогенератора по топливу — 2600 т/сут. Используется кислородное дутье (85 % чистоты). Произведенный неочищенный газ разбавляется на выходе из газификатора очищенным подогретым газом и затем охлаждается в теплообменниках высокого и среднего давления котла-утилизатора примерно до 235 °С. После чего газ очищается от пыли в двух керамических фильтрах, спроектированных LLB. Практически вся летучая зола вновь возвращается на горелки газификатора. В скрубберной системе происходит дальнейшая очистка от остаточной пыли, галогенов и щелочей при температуре около 125 °С. Полная очистка синтез-газа предполагает также удаление COS и H₂S. Очищенный синтез-газ содержит более чем 80 % H₂+CO и имеет низшую теплоту сгорания около 10 МДж/м³. Ожидаемые выбросы вредных веществ (в мг/нм³): SO_x — менее 25 (6 % O₂), NO_x — менее 150 (6 % O₂), пыли — менее 3 [5].

Газификация угля в расплаве солей или железа производится в аппаратах, работающих как на кислородном, так и на воздушном дутье. Этот способ газификации угля отличается от других способов жесткими требованиями к обеспечению температурного уровня ванны расплава. Такие установки могут работать лишь в базисном режиме. Из-за высокой температуры процесса необходима глубокая очистка полученных газов от соединений серы и азота.

На практике в экспериментальном и пилотном масштабе реализованы методы газификации “Molten Salt”, “Pat Gas”, “Mak-shutte-KHD”, “Sumitomo”, “Gumbolt-process”, “AT-Gas”, “Klok-nerp”.

В ЮАР в г. Претория пущена в эксплуатацию фирмой ICOP на заводе установка, на которой реализован процесс “Копекс”, представляющий собой комбинацию газификации угля, производства горячего металла, аналогичного по составу доменному чугуна, а также чистого газа, пригодного для различных целей. Установка эксплуатируется более двух лет, и в первый год была достигнута номинальная производительность по перерабатываемому углю — 300 тыс. т в год. На установке получали 43 т/ч металла с температурой 1470 °С, при расходах 1520 кг руды, 1050 кг кокса, 360 кг добавок и 540 нм³ кислорода на 1 т горячего металла. При этом на выходе из установки получали 0,46 т шлака, 1650 нм³ газа на 1 т горячего металла. Состав получаемого газа, %: CO — 45, CO₂ — 32, H₂ — 16, H₂O — 2, H₂S — 0,005; угольной пыли — до 10 мг/нм³. В случае комбинированного процесса с получением горячего металла и электроэнергии при выплавке 2000 т/сут горячего металла в процессе “Копекс” можно производить около 100 МВт электроэнергии.

Процесс газификации угля “Копекс” осуществляется следующим образом. Руда, уголь и добавки из бункерной шлюзовой системы подают в верхнюю часть газогенератора, где уголь сушится и газифицируется при температуре 1100 °С. Образующийся коксовый остаток поступает в нижнюю часть, где идет газификация в ПКС на кислородном дутье и плавка металла при температуре 1600—1700 °С. Образующийся в этой зоне восстановительный газ, который содержит 95 % CO и H₂,

смешивается с охлаждающим газом при температуре 800—850 °С. В горячем циклоне газ очищается от крупных твердых частиц, затем разделяется на два потока. Один поток охлаждается в скруббере Вентури и используется в качестве охлаждающего газа, а второй — поступает в зону восстановления руды. Каждые 3 часа производится выдача горячего металла и шлака.

До настоящего времени в Европе и США не было информации о широкомасштабных демонстрационных проектах ПГУ с внутрицикловой газификацией угля в расплаве солей и железа. Последнее обусловлено сложностями с подбором материалов для фурм и горелочных устройств, трудностями регулирования процесса на пилотных установках. В связи с чем подобные работы с начала 1990-х годов были прекращены в Швеции и Японии.

Несмотря на указанные сложности, а также возможности работы установок только в стационарных режимах, данная технология может представлять интерес для низкорекреационных высокотемпературных видов топлива, что требует, однако, дополнительных детальных разработок.

В связи с отсутствием материалов о демонстрационных проектах ПГУ с внутрицикловой газификацией угля в расплаве преимущества и недостатки таких технологий для теплоэнергетики в настоящее время не могут быть оценены.

В настоящее время внедрение технологий газификации твердых топлив и конкретно угля должно являться одним из важнейших направлений развития энергетики. Сочетание в комбинированных циклах преимуществ парового и газотурбинного позволяет достичь значительных КПД (нетто) таких станций — до 46-48 %. Станции с внутрицикловой газификацией угля обладают одними из наилучших экологических показателей работы. В мировой практике крупномасштабные газификационные энергоблоки, как правило, используют каменные и бурые угли малой и средней зольности ($A^d \approx 10...20 \%$) [4]. Хотя капитальные затраты на их строительство значительны и превышают затраты для другого рода энергоблоков сравнимой мощности, в долгосрочной перспективе строительство ПГУ с использованием методов газификации угля выглядит более привлекательно как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Несмотря на то, что в мире уже давно разработано, испытано и введено достаточно большое количество ПГУ с газификацией твердых топлив, в нашей стране данное направление слабо развито.

Сегодня в мире существует около 160 проектов, находящихся на стадии разработки и внедрения, в рамках которых предполагается строительство 410 газификаторов общей тепловой мощностью по синтез-газу выше 60000 МВт. При использовании синтез-газа для выработки электроэнергии в комбинированном газификационном цикле эти значения будут соответствовать электрической мощности 33000 МВт. На начало 2001 г. насчитывалось около 130 ПГУ с газификацией топлива, находящихся на стадии эксплуатации и строительства, общая установленная тепловая мощность которых была около 43000 МВт. В настоящее время наблюдается прирост газификационной тепловой мощности на уровне 3000 МВт в год по синтез-газу, или около 7 % их общей установленной мощности [3].

Дальнейшее развитие связывают в основном с методами газификации угля в потоке, кипящем и реже плотном слое. Намечившиеся тенденции в развитии технологий определяют будущую роль парогазовых установок с газификацией топлива как одних из главных поставщиков электроэнергии, ресурсов для синтеза ценных химических продуктов на основе получаемого синтез-газа.

Основные преимущества технологий газификации твердого топлива:

- высокие значения КПД (46—48 % по высшей теплоте сгорания, а при когенерации и более 90 %);
- широкий диапазон используемых видов топлива, в том числе дешевых низкокачественных;
- низкие выбросы вредных веществ NO_x и SO_x ;
- возможность использования синтез-газов для производства синтетических видов топлива и других веществ на их основе, а также шлаков в строительной промышленности.

•

Список литературы:

1. Информационный сайт Википедия [Электронный ресурс].- Режим доступа <http://ru.wikipedia.org>, свободный. – Загл. с экрана.
2. Информационный сайт «Энергетика. ТЭС и АЭС» [Электронный ресурс].- Режим доступа <http://tesiaes.ru>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Попов А.В., Рыжков А.Ф., Силин В. Е., Богатова Т.Ф. Совершенствование газогенераторного процесса для ПГУ-Т // Технологии эффективного и экологически чистого использования угля: Сб. докладов международной научно-технической конференции. М.: ОАО «ВТИ», 2009. С. 213-219.
4. Попов А.В., Силин В.Е., Рыжков А.Ф., Рыжков О.И. Эффективность технологической части ПГУ-Т // Проблемы газодинамики и теплообмена в аэрокосмических технологиях: Сб. трудов XVII Школы-семинара молодых ученых и специалистов под руководством акад. РАН А.М. Леонтьева. Г. Жуковский, 2009 г. С. 116-117.
5. Рыжков А.Ф., Богатова Т. Ф., Рыжков О. И. Перспективы развития ПГУ на твердом топливе // Технологии эффективного и экологически чистого использования угля: Сб. докладов международной научно-технической конференции. М.: ОАО «ВТИ», 2009. С. 195-204.

Ядерная энергетика в современном мире

Мазаев Д.

dmitry1996mazaev@yandex.ru

Научный руководитель: Злобина И.В. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»

Ядерная энергетика - это отрасль энергетики, занимающаяся производством электрической и тепловой энергии путём преобразования ядерной энергии. Обычно для получения ядерной энергии используют цепную ядерную реакцию деления ядер урана-235 или плутония. Ядра делятся при попадании в них нейтрона, при этом получаются новые нейтроны и осколки деления. Нейтроны деления и осколки деления обладают большой кинетической энергией. В результате столкновений осколков с другими атомами эта кинетическая энергия быстро преобразуется в тепло. Хотя в любой области энергетики первичным источником является ядерная энергия (например, энергия солнечных ядерных реакций в гидроэлектростанциях и