

Использование системы МИНИ-ТЭС для газификации твердого топлива

В.Ж. Аренс, проф., д.т.н., А.А. Вертман, проф., д.т.н., М.И. Щадов, д.т.н.

Принятая в 2006 г. «Программа развития экономики России» предусматривает значительное увеличение общей мощности отечественного энергетического комплекса (с ~211 до 390 ГВт), а также оптимизацию его структуры. При этом планируется поднять долю АЭС в производстве электрической энергии с 11 до 25% и провести масштабную реновацию оборудования многочисленных устаревших тепловых станций (ТЭС), средний КПД которых составляет порядка 30%. Следует констатировать, что реализация «Программы» столкнулась с многочисленными объективными факторами, затрудняющими её выполнение в заданные сроки, особенно в условиях глобального кризиса, среди которых:

- необходимость сохранения и возможного увеличения к 2020 г. объёма экспорта углеводородов, суммарная доля которого, включая сырую нефть, нефтепродукты и природный газ, составляла в 2008 г. около 70% (рис. 1*);
- необходимость радикального сокращения потребления энергетикой углеводородного топлива путем ввода экономичных парогазовых установок (ПГУ) нового поколения с КПД не менее 45–50%;
- расширение строительства в энергодефицитных регионах РФ твердотопливных ТЭС большой мощности с суперсверхкритическими параметрами пара, что потребует разработки новых материалов и технологий;
- желательность увеличения импорта машин, станков, транспортных средств и объектов энерготехники последних поколений с 4.1% (2008 г.) до 10–15% (оценка) в связи с глубоким технологическим отставанием машиностроения России. По изложенным причинам в сложившейся критической ситуации особую актуальность приобретает оптимизация стратегии развития ТЭК России, которая должна обеспечить:
- существенное замещение природных углеводородов (не менее 20–30%) другими энергоносителями с целью сохранения масштаба экспорта топлива;
- минимизацию затрат на изготовления генерирующих устройств с КПД более 40% и обеспечение их ввода без закупок импортного оборудования;
- вовлечение неиспользуемых в настоящее время значительных резервов местного твердого топлива, включая забалансовые ресурсы.

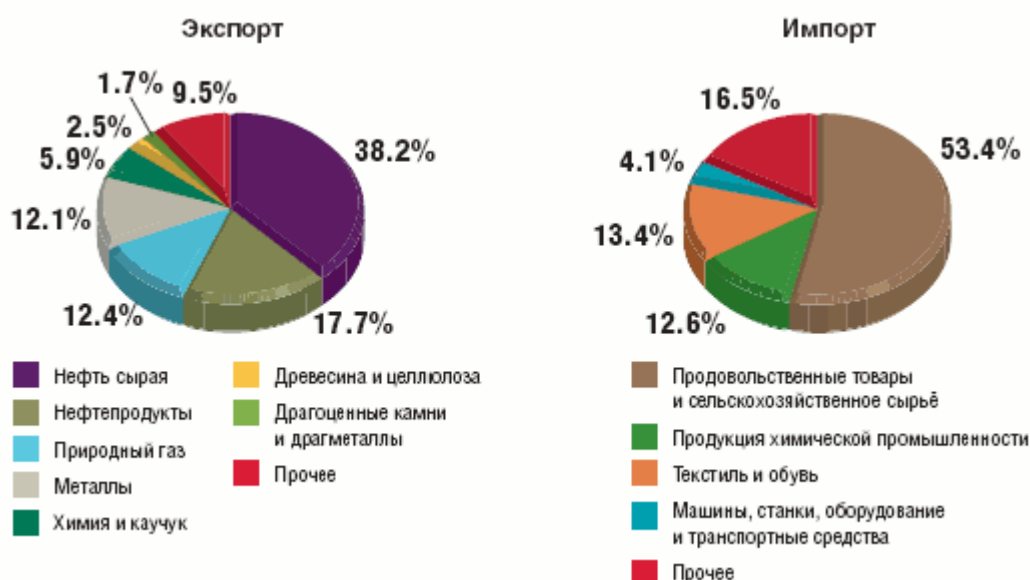


Рис. 1 Структура внешнеторгового баланса РФ (данные за 2008 г.)

Следует особо подчеркнуть, что более 53% доходов от экспорта расходуется ныне на закупку продовольствия (см. рис.1), причем в ближайшей перспективе трудно ожидать сокращения этих затрат по соображениям поддержания социальной стабильности.

Весьма ограничена и возможность компенсации роста расходов за счет соответствующего увеличения продаж продукции черной металлургии в связи с радикальным изменением в последнее время конъюнктуры мирового рынка стали, где лидирующие позиции заняла КНР. Так в КНР ежегодно выплавляется стали в 7 раз больше, чем в России, а отпускная цена изделий поддерживается на 15–30% ниже среднего уровня, достигнутого в странах Европы и США.

Анализ показывает, что одним из эффективных направлений решения комплексных задач «Энергетической программы» может стать масштабная газификация твердого топлива широкого состава (угли, сланцы, отходы древесины, ТБО) с последующим использованием образующегося генераторного синтезгаза (СГ) в экономичных тепловых машинах нового поколения. Основанием для этого служат следующие особенности:

1. В специфических условиях России, более 65% территории которой приходится на необжитые, отдаленные регионы с незначительным потреблением электроэнергии, наибольшие экономические преимущества имеет система региональных тепловых электростанций малой мощности (15–30 МВт) на базе местных ресурсов, т.е. система «Реэнергетики», особенности которой детально рассмотрены в Сборнике «Реэнергетика» [1] и других публикациях.
2. Большинство регионов России, в том числе и энергодефицитные, располагают значительными, причем достаточно доступными по горно-геологическим и др. условиям, запасами местного твердого топлива, особенно, с учетом

принципиальной возможности вовлечения в эксплуатацию забалансовых месторождений угля, горючих сланцев и других органических образований.

3. Достижения научно-технического прогресса в области материалов, а также высокотемпературных технологий открывают новые возможности масштабного развития «Реэнергетики» и, особенно, газификации твердого топлива.

Состояние проблемы

Газификация твердого топлива широко применялась в первой половине XX века, причем в этот период использовались газогенераторные станции (ГГС) различной, в том числе и экстремальной производительности, для обеспечения большинства высокотемпературных технологий металлургии, химии и других отраслей [2, 3].

Известны и многочисленные попытки освоения подземной газификации углей, принципиальные преимущества которой были отмечены еще Д.И. Менделеевым [4]. Однако принципиальные недостатки известных способов газификации, к которым, прежде всего, следует отнести низкую теплотворную способность синтеза газа (СГ), получаемого на воздушном или на паро-воздушном дутье (1000–1400 ккал/м³), значительные расходы на амортизацию и эксплуатацию, а также высокую загрязненность летучих продуктов пылью, соединениями серы и другими вредными примесями, привели к практически полной ликвидации этого направления, особенно после появления более дешевого и экологически более чистого природного газа.

Следует отметить, что в СССР в условиях плановой экономики в течение длительного времени искусственно поддерживалась заниженная цена природного газа, которая в конечном итоге сделала неэкономичной газификацию твердого топлива. Анализ показывает: технико-экономические параметры ТЭС, использующих в качестве топлива синтез-газ, сейчас могут быть существенно улучшены при применении унифицированных модульных агрегатов, а также за счет известных преимуществ мини-предприятий, которые в последнее время получили широкое распространение в металлургии, химии и в других отраслях промышленности, как обеспечивающие гибкие технологии, радикально снижающие стоимость оборудования, сокращающие срок ввода их в эксплуатацию и уменьшающие объём дальних перевозок [5].

Последний фактор в условиях России имеет особо важное значение.

Экстремальные транспортные расходы, величина которых не имеет мировых аналогов, существенно ухудшают экономические показатели экономики страны в целом. Например, только перевозка угля из Сибири в Центральные регионы ежегодно составляет более 300 млрд. т·км, что занимает до 40% общего грузооборота железных дорог РФ.

Принципиально иная ситуация имеет место в большинстве зарубежных стран, где плечо железнодорожных перевозок не превышает 1000–1200 км и непрерывно снижается за счет привлечения водного и особенно морского транспорта [5]. При

этом одновременно развернуты масштабные НИОКР по созданию устройств эффективной газификации углей.

В России, несмотря на актуальность проблемы, аналогичные исследования еще не получили должного развития.

Из известных отечественных решений следует выделить модульный «Комплекс паровоздушной газификации», разработанный ФГУП «Салют» и ОАО «НИИхиммаш» для передела до 12 т/ч углей Кузнецкого бассейна [6]. Единичный модуль обеспечивает получение синтез-газа ($Q \sim 1430$ ккал/м³) в объеме ~44 тыс. м³/ч, что достаточно для снабжения паром ПТУ мощностью 25 МВт или ПГУ мощностью до 32 МВт.

Ожидаемая удельная капиталоемкость «Комплекса» оценена в ~600 долл./кВт, хотя в условиях кризиса это вряд ли возможно из-за значительного роста цен на оборудование, а также из-за многочисленных недостатков проекта, к которым следует, прежде всего, отнести:

- необходимость изготовления оборудования на уникальных предприятиях, которые ныне предельно загружены заказами атомной промышленности;
- конструкция газогенератора допускает передел лишь предварительно подготовленного малосернистого и малозольного каменного угля, что определяет сохранение дальних перевозок и резко увеличивает отпускной тариф на товарную энергию;
- переход на газификацию забалансового топлива широкого состава связан с изменением конструкции реактора с учетом особенностей шихты и исключает серийное изготовление оборудования;
- масса твердых отходов газификации даже малозольного топлива и их длительное хранение в отвалах увеличивают расходы, площадь отчуждения земельных территорий и значительно ухудшают экологическую ситуацию;
- сжигание низкокалорийного СГ в газовых турбинах (ГТУ) неизбежно приводит к повышению общей металлоемкости комплекса и к масштабному использованию дефицитных жаропрочных сплавов. Причем для достижения экономически оправданного ресурса лопаточного аппарата ГТУ с КПД не менее 40% необходима весьма затратная тонкая очистка продуктов горения от пыли;
- предложенное решение не предусматривает утилизацию низкопотенциальных вторичных тепловых ресурсов (ВТР), в связи с чем коэффициент полезного использования потенциала топлива составляет лишь 40–45%, что увеличивает тепловое, а также химическое загрязнение атмосферы при дополнительных расходах на водоподготовку.

Вышеизложенное предопределяет актуальность развития в России «Реэнергетики» преимущественно на базе невостребованных ресурсов местного твердого топлива и определяет необходимость разработки новых подходов к проблеме.

Выбор оптимального решения

Фирма Industrietechnik (Швейцария), разработавшая промышленную технологию TTWT (Total Thermal Waste Transformation), с 2005 г. серийно выпускает унифицированные мини-модули кислородной газификации несортированного твердого топлива широкого состава (включая ТБО) с производительностью до 10 т/ч для получения богатого синтез-газа, который может утилизироваться в топках традиционных котлов. Однако КПД использования потенциала топлива в таких модулях не превышает 35–40% [8]. Недостатком модулей является также необходимость применения огнеупорной футеровки, требующей её трудоёмких ремонтов, что снижает годовой ресурс времени эксплуатации модуля до 5500–6000 час.

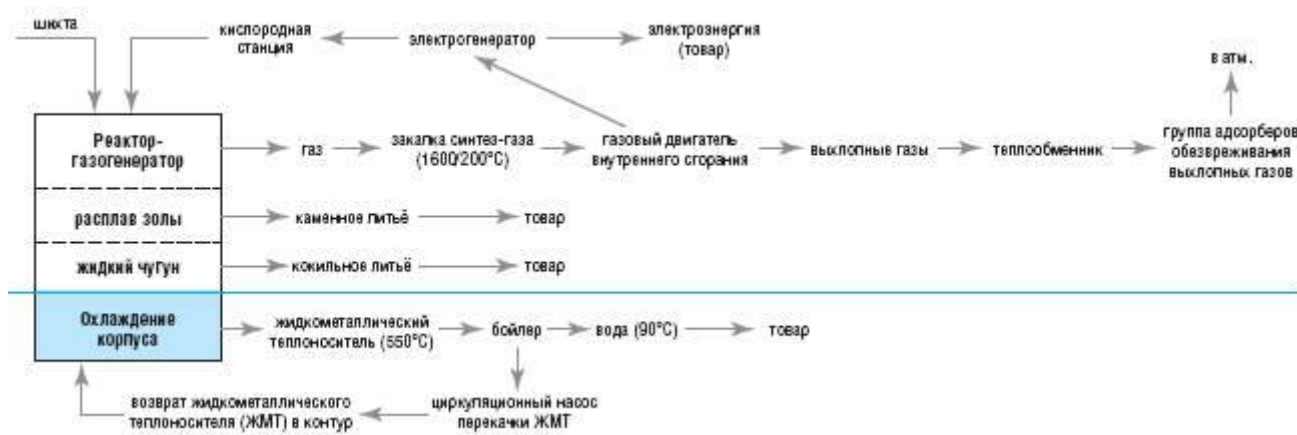


Рис. 2 Принципиальная схема мини-энергомодуля

В России на базе медеплавильной печи Ванюкова, отличающейся вдуванием кислорода в реакционную зону через водоохлаждаемые фурмы-кессоны, а также последующим дожиганием отходящих газов воздухом, предприняты попытки передела отдельных видов забалансового топлива [9, 10]. Но это направление не получило развития из-за ряда существенных недостатков как основного агрегата, так и технологии передела:

- экстремальная запыленность продуктов горения;
- высокая капиталоемкость устройств индивидуального изготовления;
- необходимость сооружения мощных установок для криоразделения воздуха с получением попутных продуктов ограниченного сбыта (жидкий азот, аргон);
- сложность и высокая стоимость системы обезвреживания продуктов дожигания отходящих газов в избытке воздуха.

Анализ показывает, что наибольшие преимущества может дать использование системы мини-ТЭС в виде модульных энергокомплексов (МЭК). Эта система, защищённая Патентом РФ (№81291 от 11.09.2008) «Способ газификации твердого топлива и устройство для его осуществления», обладает целым рядом отличий от известных решений (рис. 2).



*Комплекс паровоздушной газификации, разработанный
ФГУП «Салют» и ОАО «НИИхиммаш»*

Газификация твердого топлива осуществляется в герметичных, унифицированных баро-реакторах (БР) под давлением ~ 2.5 ати с применением дутья, содержащего до 90% кислорода, что в 8–10 раз снижает объём СГ (на 1 т топлива), увеличивает (за счет отсутствия балластного азота) его теплотворную способность до 3000 ккал/м³ и, соответственно, значительно сокращает массо-габаритные параметры оборудования и затраты на его изготовление.

Шихта с зольностью до 30% загружается в реактор без предварительной подготовки (в состоянии поставки), а также без ограничений по содержанию серы, что радикально расширяет топливную базу и минимизирует отпускной тариф на товарную электроэнергию.

Эффективная утилизация летучих продуктов кислородной газификации достигается применением компактных газовых двигателей внутреннего сгорания (ГДВС) в серийном исполнении с единичной мощностью до 3.0 МВт и КПД более 40%. ГДВС обеспечивают выработку товарной электроэнергии, а также второго товарного продукта в виде горячей (90–100°C) воды, пригодной для использования в местных системах теплофикации.

Технологическая схема газификации твердого топлива широкого состава (рис. 3) исключает тепловое и химическое загрязнение биосферы.

ГДВС отличаются меньшей капиталоемкостью по сравнению с другими тепловыми машинами и допускают применение в качестве топлива газов с повышенным содержанием серы, т.к. конструкция двигателя предусматривает оперативную замену поршневых гильз. Наличие группы ГДВС в составе энергоблока МЭК, включая резервный агрегат, увеличивает длительность надежного производства энергии до 8600–8760 ч/год, что в 1.4–1.5 раза выше аналогичного показателя традиционных твердотопливных ТЭС.

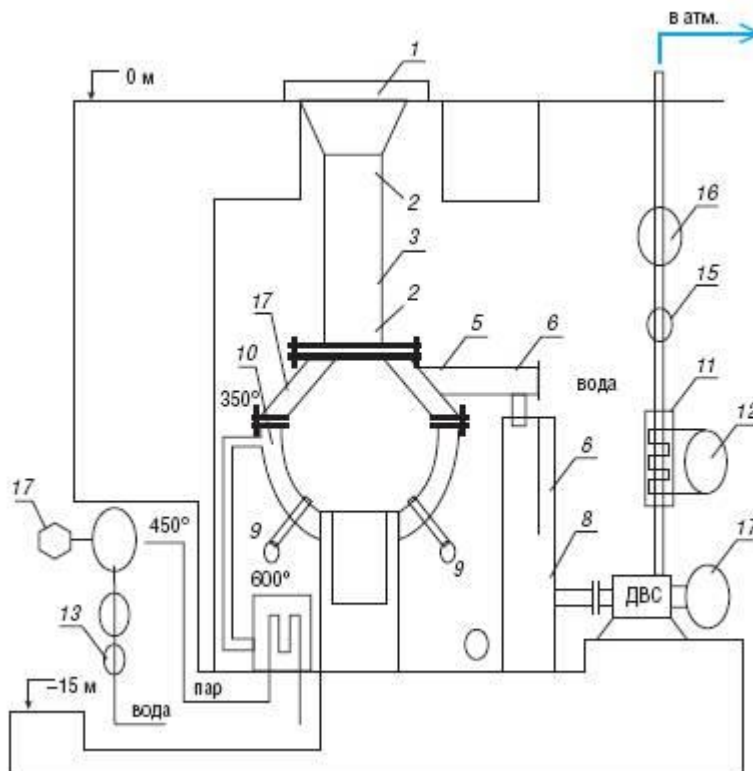


Рис. 3 Технологическая схема подземного модуля газификации:

1 – передвижная крышка; 2 – задвижка; 3 – накопитель шихты; 4 – футеровка шахты;

5 – отвод газов; 6 – сменный керамический фильтр; 7 – шаровой охладитель газов;

8 – решетка; 9 – кислородная фурма; 10 – жидкометаллический теплоноситель;

11 – теплообменник; 12 – аммиачная ГТУ (КПД 12%); 13 – циркуляционный насос

ГТУ; 14 – индукционный насос; 15 – адсорбер (дробленый уголь; 16 – каталитический

адсорбер; 17 – электрогенератор

Давление выхлопа ГДВС достигает 3.0–3.5 ати, в связи с чем возможно последовательное размещение группы преград (адсорберов), аналогичных применяемым на автомобильном транспорте, но без массо-габаритных ограничений, а также обеспечение более глубокого обезвреживания отходящих газов.

Металлический корпус БР непрерывно охлаждается циркулирующим по замкнутому контуру жидким теплоносителем с высокой температурой кипения (более 400–500°С), причем контур включает насос и теплообменник, что минимизирует безвозвратные потери тепла и увеличивает общее производство товарного тепла.

Струи кислородного дутья, поступающего в реактор через охлаждаемые фурмы под давлением 5–10 ати, формируют в шихте локальные зоны горения с температурой до 1700°С, что гарантирует термолиз органических вредностей и расплавление минеральных компонентов топлива, а также восстановление оксидов железа и других оксидов углеродом с образованием двухслойной композиции в виде жидкого чугуна и расплава золы топлива.

Реактор снабжен футерованным копильником, а также системой выпуска попутных, несмешивающихся расплавов чугуна и более легкой силикатной фракции.

Общую рентабельность МЭК существенно повышает реализация попутной продукции в виде чугунных отливок и силикатного щебня. Агрегаты модуля унифицированы и изготавливаются крупными сериями на рядовых заводах машиностроения, а массогабаритные параметры изделий допускают их доставку на объекты использования в полной эксплуатационной готовности, что радикально сокращает лаг монтажа и строительства. Для обеспечения высокой надежности, сокращения лага и плеча перевозок, а также суммы инвестиций целесообразно объединение группы унифицированных модулей в мини-энергокомплексы с общей мощностью блоков до 30 МВт.

МЭК предлагаемой структуры допускает коммерческий передел местного твердого топлива широкого состава и размещение типовых предприятий во всех климатических зонах РФ.

Основные преимущества МЭК:

- возможность вовлечения местных, в том числе и забалансовых, топливных ресурсов широкого состава из преобладающих маломощных, но доступных источников. При этом за счет использования новых конструкторских решений удельная производительность газогенератора (на 1.0 м³ объема агрегата) возрастает в 3–5 раз (по сравнению с аналогами) при одновременном, адекватном снижении металлоёмкости;
- для снабжения МЭК кислородом допустимо применение модульных установок, в том числе адсорбционных станций, которые характеризуются меньшей стоимостью по сравнению с криоустановками разделения воздуха и поставляются в состоянии полной готовности к работе [7];
- при переделе, например, низкосортных бурых углей марки БР Подмосквовного бассейна или их широко распространенных аналогов с рабочей зольностью 20–30% в агрегатах, потребляющих ~7.5 т/ч твердого топлива (до 65–70 тыс.т/год)

расход кислорода оценивается в 2200–2400 м³/час, а выход горючих газов ($Q=3000$ ккал/м³ после осушения) достигает 4350 м³. Причем их использование в качестве топлива группы ГДВС с КПД в 45% обеспечивает выработку ~6870 кВт·ч/ч и до 6.5 Гкал/ч товарного низкопотенциального (90–100°С) тепла;

- выделение тепла при неполном сжигании порядка 7.5 т/ч бурого угля достигает 8.25 Гкал/ч, что с учетом теплосодержания горячего синтез-газа, а также расплавов металла и силикатной золы позволяет за счет применения жидкометаллического охлаждения получать дополнительный товарный продукт в виде, например, горячей воды (~4.57 Гкал/ч).

Предварительная экономическая оценка ожидаемых годовых показателей модульного мини-энергокомплекса на примере газификации забалансовых бурых углей марки БР и их аналогов показала, что общий годовой доход типового МЭК составит порядка 1.55 млн. долл., а срок окупаемости комплекса, при ресурсе оборудования до 25 лет, составит менее 5 лет.

Необходимо отметить, что КПД большинства эксплуатируемых ныне газовых ТЭС составляет порядка 30%, т.е. требует затраты ~2.900 ккал/кВт·ч или 17.1 млн. м³/год для производства 47.2 млн. кВт·ч, которые может генерировать типовой МЭК предлагаемой структуры. Потребление природного газа в системе местной теплофикации для нагрева воды с общим теплосодержанием 98000 Гкал/год (90°С) достигает не менее 12.3 млн. м³/год. Общую экономию природного газа при использовании единичного типового МЭК можно (в первом приближении) оценить в 30.0 млн. м³/год (до 9.0 млн. долл./год или до 138.5 долл./т использованного забалансового топлива типа бурого угля марки БР).

Основываясь на приведенных выше соображениях можно предположить, что система в составе, например, 2000 типовых МЭК с общей мощностью порядка 13000 МВт при переделе до 130 млн. т/год забалансовых углей (~100 млн. т) способна:

- заместить до 60 млрд. м³/год природного газа, что составляет 21.5% от планируемого объема его экспорта в 2020 году (280 млрд. м³);
- увеличить приходную часть внешнеторгового баланса на 20–25 млрд. долл./год за счет продажи замещенного углеводородного топлива;
- компенсировать затраты на изготовление и монтаж оборудования МЭК (~14.0 млрд. долл.), а также на строительство предприятий добычи местного твердого топлива широкого состава (15–20 млрд. долл.);
- увеличить производство товарной электроэнергии на ~95 млрд. кВт·ч, в т.ч. в отдаленных районах, которые не имеют выхода к магистральным ЛЭП Единой системы;
- обеспечить эффективное использование порядка 200 млн. Гкал/год горячей воды, например, в зоне рискованного земледелия, используя индустриальные теплицы с общей площадью до 10000 га для получения жизнеобеспечивающей

агропродукции и сокращения её импорта или весьма затратного «Северного завоза»;

- увеличить общую прибыль промышленного производства на 3–4 млрд. долл./год;
 - частично сократить масштаб строительства новых АЭС и полигонов хранения ОЯТ, а также понизить сопутствующий экологический риск;
 - обеспечить в течение весьма длительного периода (30–40 лет) энергоснабжение регионов России вне зависимости от колебания цен на энергоносители на мировых рынках.
-

Список используемых источников:

1. В.Б. Иванов (ред.) Сб. «Реэнергетика», М., РАЕН, 2008, 250 с.
2. Н.В. Шишаков. «Основы производства горючих газов», М., Л., 1948.
3. С.В. Кафтанов (ред.). «Общая химическая технология топлива», М., 1947.
4. В.Ж. Аренс и др. «Новые подходы к использованию не востребуемых ресурсов твердых полезных ископаемых», «Горная Промышленность», №3(73)/2007, с. 2–5.
5. Ю.С. Карабасов (ред.) Сб. «Сталь на рубеже столетий», М., МИСИС, 2001, 664 с.
6. www.niichimash.ru
7. www.provita.ru
8. www.m-waste.smtp.ru
9. В.В. Мечев. Патент РФ №2114962.
10. Роменец В.А. «Процесс жидкофазного восстановления железа: развитие и реализация», «Сталь», №8/1990, с. 20–26 Источник: <https://mining-media.ru/ru/article/anonsy/647-ispolzovanie-cistemy-mini-tes-dlya-gazifikatsii-tverdogo-topliva>