

УДК 622.6/.8:621.315

А.А. Беляев, Л.И. Першин

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОЗОЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Предложены меры по использованию высокозольных углей для получения электрической энергии.

Ключевые слова: энергия, высокозольное топливо, ТЭЦ, утилизация угля, электро- и теплоснабжение.

Семинар № 10

A.A. Belyaev, L.I. Pershin
THE IMPLEMENTATION OF ASH-RICH FUEL FOR ELECTRICAL ENERGY PRODUCTION

The measures of ash-rich fuel implementation to produce electrical energy.

Key words: energy, high-ash fuel, Central Heating and Power Plant, coal utilization, electric and heat consumption.

Неоправданно низкая цена топлива в СССР и строительство гигантских ТЭЦ, удаленных на десятки километров от потребителей, привели к появлению неэффективных систем передачи энергии, конструкций жилых домов и социальных объектов, промышленных предприятий, агрегатов, машин и механизмов во всех сферах хозяйства - от бытовых приборов до авиации.

Используемые на сегодня способы транспортирования, преобразования и потребления энергии добываемого газового топлива имеют слишком низкий КПД. Рассмотрим их составляющие.

1. Транспортировка газа до ТЭЦ. По экспертным оценкам, энергозатраты на обеспечение перекачки газа на тысячекilометровые расстояния эквивалентны потерям 20% энергии перекачиваемого газа (КПД = 0.8).

Сжигание газа на ТЭЦ и выработка электрической и тепловой энергии. В лучшем случае КПД ТЭЦ составляет 0.7. В целом по России средний КПД ТЭЦ с учетом расходов энергии на собственные нужды составляет не более 0.5.

Доставка энергии жилищно-коммунальному хозяйству (ЖКХ) и предприятиям. На протяженных теплотрассах с плохой изоляцией, протечками, авариями и плохим регулированием теряется от 20 до 40% энергии. В целом при доставке энергии потребителю КПД = 0.75. Передача электроэнергии на большие расстояния с многочисленными преобразованиями по напряжению приводит к потерям не менее 10% электроэнергии (КПД = 0.9).

4. Потери тепла в ЖКХ и низкий КПД = 0,3 обусловлены недостаточной теплоизоляцией ограждающих конструкций зданий, щелями в стыках бетонных плит, в дверных и оконных проемах, высокой теплопроводностью остекления, отсутствием современного регулирующего оборудования в системах отопления и горячего водоснабжения, сбросом горячей воды в канализацию и выбросом теплового воздуха через вентиляцию, низкой эффективностью бытовых электроприборов и т.д.

Если принять энергию газового топлива на этапе добычи за 100%, то в итоге полезно используется только 9% этой энергии [1].

По мнению экспертов мирового энергетического сообщества, включающего производителей нефти и газа. Приближается период окончания нефтяной цивилизации на Земле. (Газовая пауза) продлится дольше, но и она не бесконечна. По оценке многих, запасов нефти на планете хватит на 40-50 лет, газа на 60-70, угля - до 500 лет. Поэтому основными источниками энергии в долгосрочном периоде за пределами нефтегазовой цивилизации будет уголь.

Российская Федерация располагает значительными балансовыми запасами угля (более 200 млрд. т - 12% мировых), реально разведано - 105 млрд. т (30% мировых).

По типам углей в структуре разведанных запасов преобладают бурые - 51,2%, на долю каменных углей приходится - 45,4%, антрацитов - 3,4%.

Основой электроэнергетики останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли сохранится на уровне 60...70%. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях к 2020 г. возрастет в 1,4 раза по сравнению с 2000 г.

Уголь, как уже отмечалось выше, должен быть основным видом органического топлива для крупной энергетики. Однако не имеющий аналогов в мире перекося цен на взаимозаменяемые энергоносители - газ, уголь и мазут - искажает мотивации потребителей, формируя завышенный спрос на природный газ.

Говоря об использовании угля, запасы которого у нас в стране исключительно велики, следует обратить особое внимание на наблюдаемое за последние 10-20 лет практически

полное прекращение фундаментальных исследований и новых технологических разработок по эффективному использованию угля в энергетике [2].

Структура расходуемого топлива на тепловых электростанциях будет изменяться в сторону уменьшения доли газа к 2020 г. и увеличения доли угля, причем соотношение между газом и углем будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро- и теплопотребления при оптимистическом и благоприятном вариантах необходимо развитие генерирующих мощностей на электростанциях России (с учетом замены и модернизации) в 2000-2020 гг. по оценкам, не менее 177 млн. кВт доля тепловых составит 143 млн. кВт (из них парогазовыми и газотурбинными установками - 37 млн. кВт) Для высоких результатов требуется скорейшее внедрение достижений научно-технического прогресса и новых технологий.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, - экологически чистые технологии сжигания угля в циркулирующем кипящем слое, а позже - газификация с использованием генераторного газа в парогазовых установках.

Переход от паротурбинных тепловых электростанций на газе к парогазовым, что обеспечит повышение КПД установки до 50%, а в перспективе до 60% [3].

Одно из направлений получения энергии это перевод установки, на уголь, с кипящим слоем и оснащением газотурбинным двигателем замкнутого цикла.

Использование кипящего слоя как эффективного теплообменника (коэффициент теплоотдачи от КС к погруженному в него телу достигает

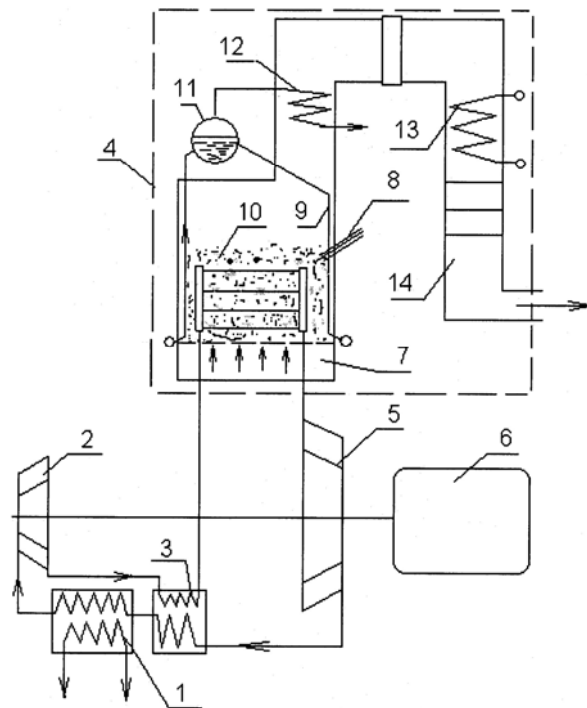


Схема ГТУ закрытого цикла с газификацией угля и нагревом рабочего тела в кипящем слое: 1 - холодильник; 2 - компрессор; 3 - регенератор; 4 - котел с газогенератором КС; 5 - турбина; 6 - электрогенератор; 7 - подача дутья в КС; 8 - подача топлива и известняка; 9 - испарительные поверхности; 10 - кипящий слой; 11 - барабан котла; 12 - фрагмент пароперегревателя; 13 - экономайзер; 14 - воздухоподогреватель

650 Вт/(м²·К) и выше) может быть осуществлено при работе газотурбинных установок закрытого цикла (рисунок). Их особенность заключается в том, что рабочее вещество (воздух, азот, аргон и т.п.) циркулирует через турбину и компрессор по замкнутому контуру: через холодильник 1 и далее компрессор 2, в котором осуществляется процесс сжатия, последовательно проходит в регенератор 3 и кипящий слой двухступенчатой (с газификацией угля в КС и дожиганием генераторного газа и пыли в надслоевом пространстве) топки котла 4, после чего поступает в газовую турбину 5. Отработавший в турбине газ идет в регенератор 3, где подогревает газ, идущий из компрессора в котел, и далее снова через холодильник 1 направляется в компрессор 2. В кипящем слое топки котла 4 может газифицироваться высокозольное

топливо, поскольку проблем очистки рабочего тела от агрессивных газов и пыли не возникает. При этом уменьшается коррозионное воздействие газа на лопатки турбины. Наряду с газификацией твердого топлива в КС может быть организовано сжигание газового (в том числе каптированного метана) и жидкого топлива с созданием кипящего слоя из инертного материала (песок, шамотная крошка и т.п.).

КПД таких ГТУ достигает высокой величины (40%) за счет многоступенчатого сжатия, многоступенчатого расширения газа ($P=15 \text{ кг/см}^2$) и повышенного давления рабочего тела в замкнутом контуре. При этом правда, возникает необходимость поддержания герметичности всей ГТУ и включения в ее схему эффективного охлаждающего устройства [4].

Возможность сжигания топлив зольностью выше 30-40% в кипящем слое обусловлена устойчивостью тепловых режимов горения при малых (до 10%) концентрациях горючих веществ в слое. Эта особенность КС позволяет вводить в слой известняк, доломит или мел для связывания окси-

дов серы и обеспечить действующий норматив (не более 200...300 мг/м³) по их выбросам в атмосферу. Связывание фтора, который встречается, например, в виде микроэлемента в некоторых углях, осуществляется аналогично [5].

Исследования ИГИ показали, что котле нагревателе ГТЗ работающем при давлении близкого к атмосферному целесообразно сжигать не малозольные угли, горящие с уменьшением размера частиц, а высокозольные топлива ($A^d = 30\%$) в кипящем слое

Очаговые остатки, полученные после низкотемпературного сжигания топлив зольностью 25...30%, например, в кипящем слое при полном выгорании горючих веществ имеют прочный и пористый золовой каркас.

Горение же топлив с зольностью менее 25% протекает с уменьшением размера частиц и периодическим отделением зольных включений с горячей поверхности.

Гарантия высокой полноты сгорания высокозольного топлива при температурах (850...950°C) обеспечивается увеличением времени пребыва-

ния частиц в реакционной зоне. Снижение температуры КС ниже 850°C при сжигании топлива приводит, как правило, к образованию повышенного количества оксида углерода.

Полное сжигание топлива достигается, если время пребывания наиболее крупных частиц в КС будет равно времени их полного озолоения. Практически это условие соблюдается при увеличении количества инертного материала, первоначально загружаемого в КС, поскольку среднее время пребывания частицы топлива в КС приблизительно выражается отношением веса материала слоя к расходу топлива.

Предполагаемые меры позволяют утилизировать угли с ($A^d > 30\%$) и их породы обогашения и ограничить загрязнение окружающей среды токсичными соединениями включая пыль, а полученные отходы золы в строительный материал, также можно решить проблему связанную с утилизацией шахтного метана путем добавления его (< 5% от расхода воздуха) в подаваемую газоздушную смесь необходимую для горения КС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Задлэ В.В. ВИЗ, Мини ТЭЦ и будущее энергетики России // Энергия: экономика, техника, экология, 1995. № 9 с. 42-49.
2. Шейндлин А.Е. Некоторые проблемы энергетики // Энергия: экономика, техника, экология, 1995. № 9 с. 2-11.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // Приложение к общественно-деловому журналу. «Энергетическая политика». - М.:ГУ ИЭС, 2003. - 123 с.

4. Беляев А.А. Газификация высокозольных топлив в кипящем слое / Под ред. И.П. Морозова. - М.: Издательство МЭИ, 2006. - 313 с.
5. Беляев А.А. Сжигание высокозольных топлив в топках с кипящим слоем промышленных котлов / Под ред. И.П. Морозова. - М.: Издательство МЭИ, 2004. - 73 с.

■ ■ ■

Коротко об авторах

Беляев А.А. – доктор технических наук, профессор кафедры ЭВТ,
Першин Л.И. – аспирант,
Московский энергетический институт (ТУ), universe@mpei.ac.ru