

3. Co-gasification of coal-petcoke and biomass in the Puertollano IGCC power plant / D. Sofia, P.C. Llano, A. Giuliano, M.I. Hernandez, F.G. Pena, D. Barletta // Chemical Engineering Research and Design. 2014. V. 92. P. 1428-1440.

4. Experimental model validation and thermodynamic assessment on high percentage (up to 70%) biomass co-gasification at the 253 MWe integrated gasification combined cycle power plant in Buggenum, The Netherlands / A.T. Thattai, V. Oldenboek, L. Schoenmakers, T. Woudstra, P.V. Aravind // Applied Energy. 2016. V. 168. P. 381-393.

5. Co-gasification of coal and biomass wastes in an entrained flow gasifier: Modelling, simulation and integration opportunities / D.A. Ali, M.A. Gadalla, O.Y. Abdelaziz, C.P. Hulteberg, F.H. Ashour // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. V. 37. P. 126-137.

6. Investigation on co-gasification of coal and biomass in Shell gasifier by using a validated gasification model / H.J. Jeong, I.S. Hwang, S.S. Park, J. Hwang // Fuel. 2017. V. 196. P. 371-377.

7. Fang X., Jia L. Experimental study on ash fusion characteristics of biomass // Bioresource Technology. 2012. V. 104. P. 769-774.

8. Mallick D., Mahanta P., Moholkar V.S. Co-gasification of coal and biomass blends: Chemistry and engineering // Fuel. 2017. V. 204. P. 106-128.

9. Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies / Ed. by T. Wang and G. Stiegel. Woodhead Publ., 2017. 929 p.

10. Донской И.Г. Математическое моделирование реакционной зоны газогенератора типа Shell-Prenflo с помощью моделей последовательных равновесий // Химия твердого топлива. 2016. № 3. С. 54-59.

11. Reduced order modeling of the Shell-Prenflo entrained flow gasifier / M. Gazzani, G. Manzolini, E. Macchi, A.F. Ghoniem // Fuel. 2013. V. 104. P. 822-837.

12. Tremel A., Spliethoff H. Gasification kinetics during entrained flow gasification. - Part III: Modelling and optimisation of entrained flow gasifiers // Fuel. 2013. V. 107. P. 170-182.

УДК 662.76

И. С. Ефимовых, Т. Ф. Богатова, А. Ф. Рыжков

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет

имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия

КОНКУРЕНЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ КОНВЕРСИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Аннотация

В работе рассмотрены различные технологии конверсии твердого топлива – традиционного пылеугольного сжигания, сжигания в кипящем слое, газификации твердого топлива. Выполнен сравнительный анализ эффективности различных технологий. Оценены экологические показатели, показаны возможности снижения негативного воздействия на окружающую среду при применении технологии ПГУ с внутрицикловой газификацией. Показано, что одним из преимуществ ПГУ-ВЦГ является и высокая адаптивность основного элемента технологической

© Ефимовых И. С., Богатова Т. Ф., Рыжков А. Ф., 2018

части – газификатора к различного вида топливу, качество которого практически не оказывает влияния на его габариты. Приведены диапазоны удельных капитальных затрат в различных регионах. Ожидается, что с увеличением промышленного опыта внедрения ПГУ-ВЦГ произойдет существенное сокращение удельной стоимости установленной мощности, что обеспечит успешную конкуренцию ПГУ-ВЦГ с блоками на сверхкритических параметрах.

Ключевые слова: ПГУ-ВЦГ, ССКП, удельные капитальные затраты, экологические показатели

Abstract

Various technologies of solid fuel conversion – traditional pulverized coal burning, burning in the fluidized bed and gasification of solid fuel are considered. The comparative analysis of various technologies efficiency is made. Environmental performances are estimated, possibilities of decrease in negative impact on the environment at use of IGCC technology are shown. It is shown that one of advantages of IGCC is also the high adaptability of a basic element of a technological part – the gasifier to various type of fuel, which quality practically doesn't exert impact on its dimensions. Ranges of specific capital expenditure are specified in various regions. It is expected that to increase in industrial experience of IGCC introduction there will be an essential reduction of specific cost of installed capacity that will provide the successful competition of IGCC to power unit on supercritical parameters.

Key words: IGCC, USC, specific capital expenditure, environmental performances

Энергетической стратегией России на период до 2030 года, пролонгированной с уточнениями до 2035 года [1], утверждены следующие базовые отечественные разработки для угольной энергетики:

– угольные энергоблоки электрической мощностью 300–800 МВт с усовершенствованными пылеугольными котлами и паровыми турбинами на освоенные сверхкритические параметры пара с последующим повышением температуры перегрева пара до 585–600 °С и давления до 30 МПа и эффективной газоочисткой;

– котлы с циркулирующим кипящим слоем на угле для паротурбинных конденсационных энергоблоков электрической мощностью 330 МВт и теплофикационных энергоблоков электрической мощностью 100 МВт.

В качестве перспективных разработок предусмотрены:

– новые технологии газификации твердого топлива, включая биомассу и бытовые отходы, и ПГУ на их основе;

– угольные ПТУ большой мощности на сверхвысокие параметры пара с высокоэффективной системой газоочистки;

– гибридные энергоустановки электрической мощностью 0,3–5 МВт с КПД до 60–65 % на основе высокотемпературных топливных элементов и микротурбин на природном газе, сжиженном углеводородном газе и продуктах газификации твердого топлива.

Конкуренция технологий конверсии угля с последующим его сжиганием в установках различного типа с технологиями прямого сжигания определяется рядом показателей, наиболее важными из которых являются эффективность, экологическая чистота, капитальные затраты.

С точки зрения эффективности циклов ПГУ-ВЦГ имеет лучшие перспективы благодаря более высокой начальной температуре цикла по сравнению с пылеугольным сжиганием, где работа при высоком давлении (24–30 МПа) накладывает существенные ограничения на максимально допустимую температуру (до 700–750 °С)

по условиям надежности работы специальных сплавов (рис. 1). Дальнейшее развитие циклов с ВЦГ с использованием топливных элементов позволит повысить КПД свыше 70 %.

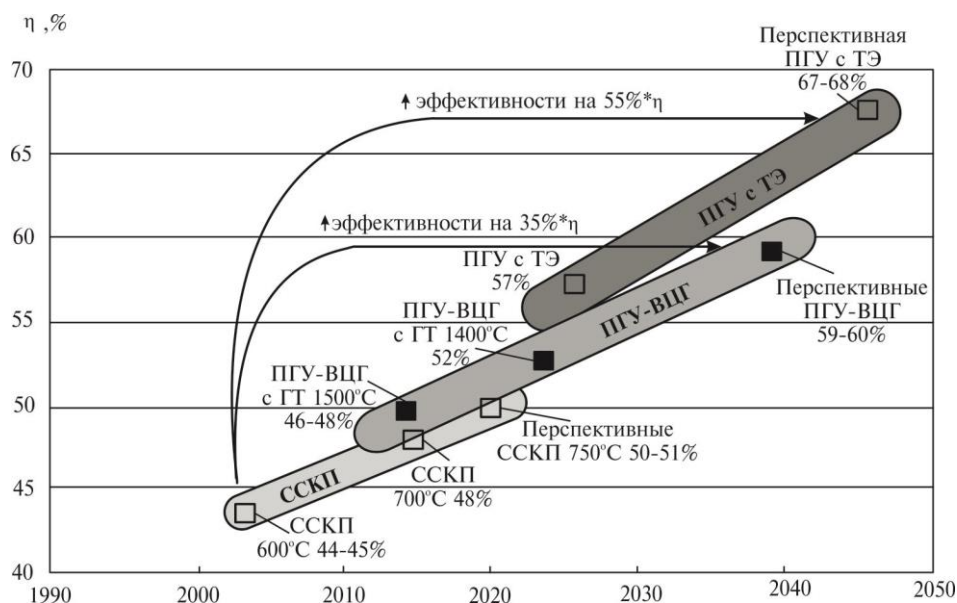


Рис. 1. КПД угольных ТЭС

По данным компании GE технология ПГУ-ВЦГ обеспечивает значительные экологические преимущества при сравнении даже с лучшими ТЭС на сверхкритические параметры пара. А именно: снижение выбросов NO_x – 33 %; SO_2 – 75 %; твердых частиц – 40 %; удаление ртути более чем на 90 %; на 30 % меньшее потребление воды [2]. Выбросы ПГУ-ВЦГ по сравнению с традиционными ТЭС показаны на рис. 2.

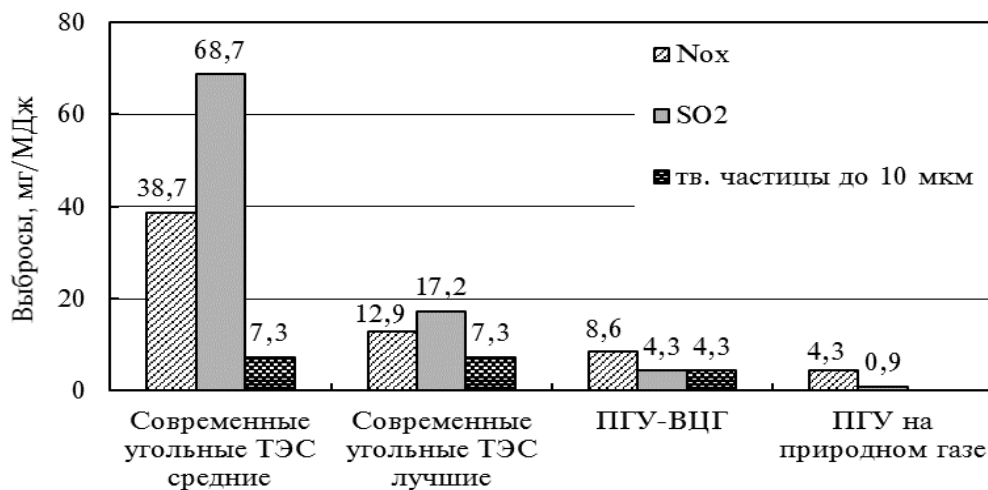


Рис. 2. Выбросы ПГУ-ВЦГ по сравнению с другими ТЭС

Принятые в 2016 г. законодательством США новые требования к уровню выбросов CO_2 – не более 630 г/кВт·ч отпущенной электроэнергии для новых пылеугольных ТЭС, что на 20 % ниже выбросов современных котлов на ультракритиче-

ских параметрах (с температурой острого пара 590 °С) – делают необходимой установку системы улавливания и хранения CO₂ CCS или переход к комбинированному циклу с ВЦГ, удельные выбросы в котором в 4–5 раз ниже.

В [3] приведены результаты аналитического исследования энергетических и экологических показателей различных типов технологий. Анализ выполнен для ПГУ-ВЦГ мощностью 660 МВт, планируемое место размещения – Италия, Юго-Западная Сардиния. Конфигурации сравниваемых станций (табл. 1) приняты следующие:

– ССКП-1 и ССКП-2 – станции на суперсверхкритических параметрах пара 27 МПа и 580/600 °С. Улавливание CO₂ *post-combustion* с химической абсорбцией (моноэтаноламин, MEA), степень улавливания 85–90 %. Различие – в системе азото- и сероочистки: ССКП-1 оборудована электрофильтром и перспективной системой азото- и сероочистки SNOX, ССКП-1 – обычной селективно-каталитической системой удаления NO_x и системой десульфуризации. Пыль улавливается электрофильтром;

– AFBC (атмосферный котел кипящего слоя) работает на докритических параметрах пара 17 МПа, 570/570 °С. Основное количество SO₂ улавливается в слое за счет подачи известняка, далее очистка газа от NO_x, SO₂, CO₂ происходит аналогично варианту ССКП-2;

– ПГУ-ВЦГ на базе поточного газификатора с сухой топливоподачей Shell. Сырой синтез-газ проходит мокрый скруббер для удаления пылеугольных частиц, сероочистку (Selexol). Улавливание CO₂ *pre-combustion* методом физической абсорбции (после шифт-реакции). Затем обогащенный водородом синтез-газ насыщается паром и подается в камеру сгорания ГТ с температурой на входе 1300 °С;

– ТЭС с технологией Oxyfuel рассчитана на перспективные параметры 27,6 МПа и 732/760 °С. Для улавливания частиц предусмотрены керамические фильтры.

Таблица 1

Сравнение энергетических и экологических характеристик различных технологий сжигания угля

Характеристики	ССКП-1	ССКП-2	AFBC	ПГУ-ВЦГ	Oxyfuel
Энергетические показатели					
Тепловая мощность на входе, МВт	1435	1500	1650	1571	2000
Мощность нетто без CCS, МВт	660	660	660	660	660
Мощность нетто с CCS, МВт	488	480	479	561	560
КПД нетто, %	34,0	32,0	29,0	35,7	33,0
Готовность станции, час/год	7600	7600	7200	6500	6500
Выработка электроэнергии, ГВт·ч/год	3707	3648	3445	3647	4290
Общий расход топлива	1,73	1,81	1,89	1,62	2,07
Удельные выбросы, г/кВт·ч	151,1	161,7	177,1	145,3	9,32

Как видно из приведенных данных, наиболее экологически чистыми являются технологии *Oxyfuel*, ПГУ-ВЦГ и ССКП-1 (с системой газоочистки *SNOX*). По энергетическим показателям – *Oxyfuel*, и ПГУ-ВЦГ.

По удельным капитальным затратам пылеугольные блоки с прямым сжиганием успешно конкурируют с ПГУ-ВЦГ. Следует отметить, что удельные капитальные затраты существенно отличаются в различных странах, для сравнения в табл. 2 приведены диапазоны удельных капитальных затрат в Евросоюзе и в Китае [4].

Таблица 2

Сравнение удельных капитальных затрат для различных технологий

	Диапазон цен в Евросоюзе, мин /макс, доллар США 2011 года/кВт	Диапазон цен в Китае, мин /макс, доллар США 2011 года/кВт
Угольные ТЭС		
Угольная ТЭС ССКП	1727/2375	739/1145
ПГУ-ВЦГ	2081/3484	2640
Угольная ТЭС Post-combustion	– 2850/4340	– 1377/1844
<i>Oxyfuel</i>	3383/4347	–
<i>Pre-combustion</i>	3332/5027	3960
ТЭС на природном газе		
ПГУ	617/871	548
ТЭС с <i>CCS</i>	1150/2139	987

Преимуществом ПГУ-ВЦГ является и высокая адаптивность основного элемента технологической части – газификатора к различного вида топливу, качество которого практически не оказывает влияния на его габариты, в то время как габариты традиционного пылеугольного котла увеличиваются до 2,4 раз при переходе на сжигание низкосортного угля [5].

Для конкуренции ПГУ-ВЦГ с блоками на суперсверхкритических параметрах необходимо существенное сокращение удельной стоимости установленной мощности. Как уже отмечалось, технология ПГУ-ВЦГ относительно молодая для энергетики технология, и, хотя уже перешла к стадии коммерческой реализации ряда успешных проектов, необходимой «критической массы» установленной мощности для достижения промышленного уровня внедрения еще не набрала. Известно [6], что удвоение промышленного опыта внедрения и эксплуатации установленных мощностей дает снижение до 20 % капитальных затрат – за счет снижения стоимости изготовления оборудования, оптимизации его состава, унификации технологических схем. Таким образом, с развитием газификационных технологий, переходом к унифицированной линейке оборудования и стандартизованным технологическим схемам удельные капитальные затраты снизятся.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г., № 1715 р.
2. Jenkins S. Environmental performance of IGCC power plants / J. Jurczak, G. Booras // 4th International Freiberg Conference on IGCC&XtL Technologies, 2010. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: www.gasification-freiberg.org.
3. Pettinau A. Techno-economic comparison between different technologies for a CCS power generation plant integrated with a sub-bituminous coal mine in Italy / A. Pettinau, F. Ferrara, C. Amorino // Applied Energy. – 2012. – № 99. – P. 32–39.
4. Renner M. Carbon prices and CCS investment: A comparative study between the European Union and China / M. Renner // Energy Policy. 2014. – № 75. – P. 327–340.
5. Hashimoto T. Development of Coal Gasification System for Producing Chemical Synthesis Source Gas / T. Hashimoto, K. Sakamoto, R. Ota, T. Iwahashi, Y. Kitagawa, R. Yokohama // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2010. – Vol. 47 – № 4. – P. 27–32.
6. Capital Cost Review of Power Generation Technologies. Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies. Energy and Environmental Economics Inc. March 2014. – 105 p.

УДК 669.018/541.126

А. С. Жилин¹, Li Jianguo², В. Р. Ялунина¹, В. А. Быков^{1,3}, В. В. Токарев¹,
Д. С. Варламенко¹

¹ ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет

имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия;

² Tsinghua University, China;

³ ФГБУН «Институт металлургии» УрО РАН, г. Екатеринбург, Россия

ВЛИЯНИЕ КРЕМНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРНУЮ ЗАВИСИМОСТЬ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ Al-Si-Fe СПЛАВОВ

Аннотация

Проведен анализ температурной зависимости теплопроводности для серии алюминиевых сплавов с 1 % железа по массе и различным содержанием кремния от 0 до 6 % по массе. Показано, что наилучшим сплавом для применения в качестве материала для отвода тепла является сплав с 4 % кремния по массе. Описан характер изменения теплопроводности сплавов в сравнении с чистым алюминием при комнатной температуре, 50 °С, 100 °С, 150 °С.

Ключевые слова: алюминиево-кремниевые сплавы, теплопроводность, теплообмен, железо, литейные сплавы, структура, температура.

Abstract

Temperature dependence analysis on thermal conductivity was carried out for series of aluminum alloys with 1 % Fe (mass) and different content of silicon starting from 0 % to 6 % Si (mass). It is shown that the best alloy for heat exchange applications to be used is alloy with 4 % of silicon (mass). Temperature dependence of thermal conductivity shows the strong decreasing character upon heating the pure