

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В РОССИИ

Чекмарев С.Ю. – к.э.н., зав. кафедрой
«Экономика и организация управления в энергетике»,
Поккель Р.В. – инженер кафедры
«Энергетическое и промышленно-гражданское строительство»
Петербургский энергетический институт повышения квалификации
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Угольная отрасль России сегодня функционирует в условиях конкуренции и рыночного ценообразования, основные производственные предприятия относятся к частной собственности, что требует от менеджмента обеспечения условий экономически эффективного функционирования и развития.

Рост внутреннего и внешнего спроса на уголь в последние годы привел к росту производственных мощностей в отрасли. Добыча угля в России выросла с 336,7 млн. т. в 2011 до 439,3 млн. т. в 2018 году. С 2017 года экспорт угля превышает внутренне потребление. Россия занимает третье место в мире по объему экспорта угля с долей 14 %, уступая только Австралии и Индонезии.

Экспорт в угольной отрасли России является сегодня основным драйвером развития, поставки направлены на рынки Японии, Республики Корея, Индии, Китайской Народной Республики. Основной проблемой угольной энергетики является высокое негативное влияние на окружающую среду. Выработка электроэнергии на угле является крупнейшим источником вредных выбросов, в том числе до 30 % выбросов углекислого газа в мире [1]. Усиление экологических требований к энергетике, связанное с принятием мировым сообществом целей устойчивого развития, послужит препятствием развития угольной отрасли как в России, так и в мире. Доля угля в мировом энергобалансе в сценарии устойчивого развития снизится с 27 % в 2018 году до 10 % в 2040 году [2].

Одним из путей преодоления угольной отраслью этой проблемы является внедрение чистых угольных технологий, в частности методов газификации угля.

С точки зрения энергетического использования продукты газификации угля более экологичны, чем сам уголь, так как получаемый в результате газификации газ (воздушный, водяной, пароводяной газы, метанол), содержит меньше серы, окисей азота, частиц тяжелых металлов. Отходы при газификации незначительны и могут быть использованы в промышленной и строительной отраслях [3].

Технологии подземной газификации угля предполагают производство горючих газов в процессе сжигания угля в подземных пластах. Техничко-

экономическая эффективность таких проектов определяется значительным количеством параметров, таких как тип угля, температура нагревания, скорость нагрева и глубина залегания угольных пластов.

Для оценки эффективности внедрения газификации угля на действующей электростанции рассмотрим проект замены блока угольной тепловой электростанции на блок с парогазовой технологией (таблица 1), использующий в качестве топлива газ метанол, получаемый при газификации угля.

Таблица 1 – Сравнение альтернатив «без газификации – с газификацией»

Показатель	Угольный блок	Парогазовый блок с газификатором
Число часов использования мощности, час/год	7000	7000
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, г.у.т/кВтч	422	229
Выбросы CO ₂ , т/ч	103,5	4,1
Плата за выбросы CO ₂ , \$/т [5] – 2020 год – в случае введения платы в 2030 году на уровне, рекомендуемом ОЭСР	0 33	0 33
Стоимость топлива, \$/т.у.т.	36,4	42,8
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	9,51	4,47
Коммерческая ставка доходности в реальном выражении, %	9,3	9,3
Эксплуатационные и ремонтные затраты, оплата труда	Показатель считаем нерелевантным, т. к. варианте с ПГУ имеется дополнительное оборудование (газификатор), но более современные технологии требуют меньше затрат	
Удельные капиталовложения, \$/МВт	–	1080
Одноставочная цена электроэнергии на ОРЭМ, \$/МВтч	32,9	

Основой реконструкции угольного блока выбран газификационный реактор мощностью 125 т/час [4]. В проекте отходящий газ и пар используются в парогазовой установке электрической мощностью 350 МВт. Газогенератор производит 62,1 т/ч метанола, используя 71,9 МВт электрической мощности.

КПД газификации по данным [7] составляет до 90 %.

Срок реконструкции примем равным одному году, на следующий год блок с ПГУ вводится в эксплуатацию, период нормальной эксплуатации блока 30 лет.

Инвестиции в варианте с ПГУ составят \$378,0 млн.

Анализ эффективности инвестиционного проекта реконструкции угольного блока ТЭС с использованием парогазовой технологии и газификатора угля в текущих экономических условиях в России показал, что такой проект имеет общественную эффективность (таблица 2), причем только при условии взимания платы за выбросы CO₂.

Таблица 2 – Результат анализа эффективности проекта

Показатель	Общественная эффективность	Коммерческая эффективность
ЧДД, \$ млн.	46,7	– 188,7
ВНД, %	4,77 %	4,21 %
ДТок, лет	27,0	–

Проект оказался коммерчески неэффективен, то есть государство для перехода на рассмотренные чистые технологии должно оказывать поддержку подобным проектам.

Список литературы

1. Отчет Global Energy & CO₂ Status Report 2019. – Сайт IEA. <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/>
2. Отчет «Перспективы развития мировой энергетики на 2019 год». Сайт Международного энергетического агентства. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/coal#abstract>
3. Статья Газификация угля. – Режим доступа: Портал о горном деле и науках о земле. <http://mining-prom.ru/toplivodob/ugol/gazifikatsiya-uglya>.
4. Chmielniak T. Cost Estimates of Coal Gasification or Chemicals and Motor Fuels Chmielniak T., Sciazko M. Сайт IntechOpen. <https://www.intechopen.com/predownload/40403>
5. Плата за выбросы парниковых газов по странам мира. Сайт Института комплексных стратегических исследований. <https://icss.ru/ekonomicheskaya-politika/ekologiya/plata-za-vyibrosyi-parnikovyx-gazov-po-stranam-mira>
6. Одноставочная цена электроэнергии на ОРЭМ в июле выросла на 9,4%. Информационно-аналитический портал об энергетике в России и в мире «Переток.ру». <https://peretok.ru/news/distribution/22455/>.
7. Расчет режимов слоевой газификации угля с помощью термодинамической модели с макрокинетическими ограничениями // Теплоэнергетика / И.Г.Донской, А.В.Кейко, А.Н.Козлов, Д.А.Свищев, В.А.Шаманский. – 2013. № 12. – С. 56–61.