



ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА (ПГУ) ТЭЦ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ (ВЦГ) УГЛЯ

А.В. Бурмистрова, студентка
А.А. Малыхин, канд. техн. наук, преподаватель
ФГБОУ ВО «Комсомольский-на-Амуре
государственный технический университет»

В статье рассматриваются технико-экономические показатели ПГУ с внутрицикловой газификацией угля, её технические показатели, а также представлены сводные данные расчёта выбросов в атмосферу и экономической целесообразности внедрения данной технологии.

ПГУ с ВЦГ, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок, предельно допустимые выбросы

В соответствии с прогнозом Международного энергетического агентства одна из групп чистых технологий добычи и переработки угля – комбинированные циклы с внутренней газификацией угля (КЦВГ) [1].

На рисунке 1 представлена тепловая схема блока ПГУ с ВЦГ мощностью 214 МВт.

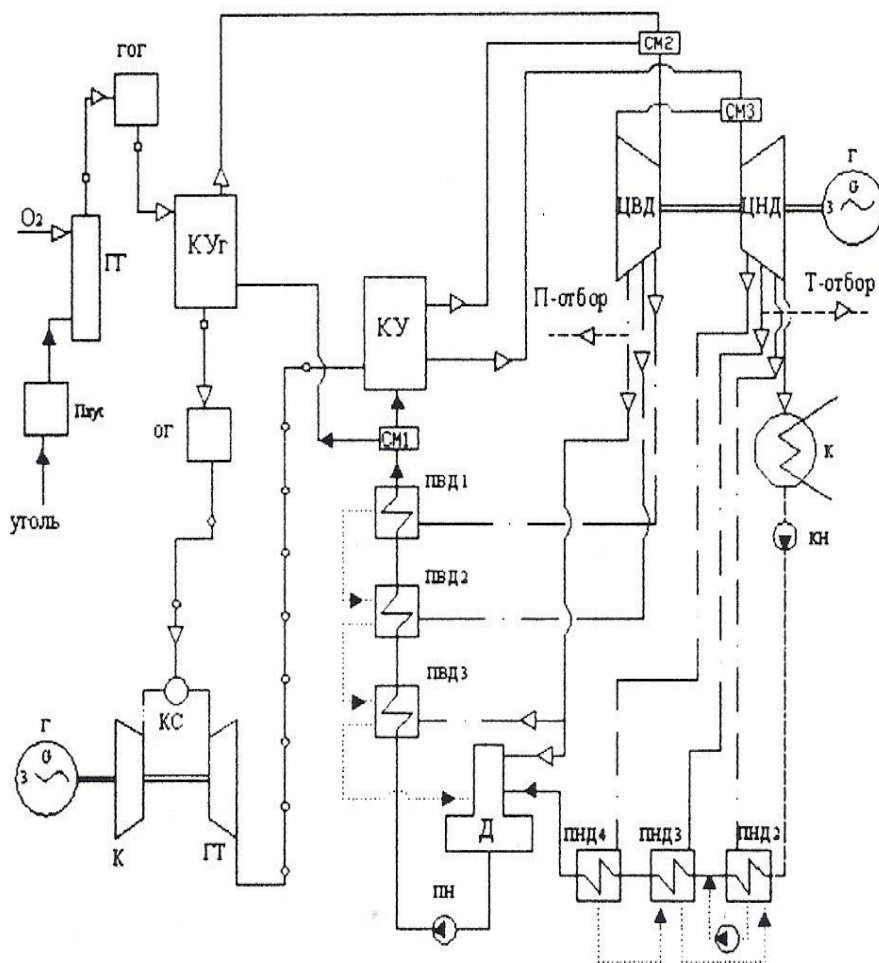


Рисунок 1 – Тепловая схема блока ПГУ с ВЦГ мощностью 214 МВт

В состав блока входят: газификатор по методу Техасо с воздушным дутьем при давлении в нем 4.7 МПа и температуре сырого газа 1260 °С; газовая турбина фирмы «Simens V94.2» мощностью 150 МВт при степени повышения давления 11 и температуре рабочего тела перед турбиной 1115 °С; котел-утилизатор П-90 компании «РЭМКО» производительностью контура высокого давления 242 т/ч с давлением 8.0 МПа и температурой 515 °С и паропроизводительностью контура низкого давления 56 т/ч с давлением 0.65 МПа и температурой 200 °С; паровая турбина ПТ-65-90; вспомогательные агрегаты и устройства [2–3]. В таблице 1 приведены расчётные показатели ПГУ с ВЦГ.

Расчёт выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от энергетической установки выполнен по методике «Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок» посредством специализированной компьютерной программы [4]. Сводные результаты выбросов, в том числе предельно допустимых, приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Расчётные технико-экономические показатели ПГУ с ВЦГ

Наименование параметров	Показатели	Обозначение	Единица измерения	Значения
Электрическая мощность ПГУ		$N_{Э}$	МВт	214
Тепловая мощность ПГУ		$Q_{ТФ}$	МВт	60
Расход тепла на Производственных потребителей		$Q_{П}$	МВт	90
Электрическая мощность ГТУ		$N_{ГТУ}$	МВт	150
КПД ГТУ		$\eta_{ГТУ}$	–	34,4
Удельный расход условного топлива ПГУ		$B_{у}$	Кг/КВт · ч	0,36
Удельный расход генераторного газа ПГУ $Q_p^H = 10,24$ [МДж/кг]		$b_{ГГ}$	Кг/КВт · ч	1
Удельный расход угля Райчихинского месторождения $Q_p^H = 12,20$ [МДж/кг]		b_{H}	Кг/КВт · ч	0,7
КПД ПГУ		$\eta_{ПГУ}$	–	0,51

Таблица 2 – Сводные результаты выбросов

Загрязняющее вещество	Предельно допустимые выбросы КТЭЦ-2, т/год	Расчётные выбросы ПГУ ТЭУ	
		г/с	т/год
Двуокись азота	3081,68	8,68	203,35
Окись углерода	5360,8	20,54	481,12
Окись диазота	–	3,42	80,18
Метан	–	1,37	32,1

Анализ экономического обоснования целесообразности внедрения такой технологии показывает, что строительство ПГУ действительно дает экономический эффект только в случае компенсации государством процентной ставки по кредиту.

Так, при погашении кредита из прибыли и увеличении процентов на банковский кредит срок окупаемости возрастает и уже при 10 %-ном банковском кредите, без учета налога, становится равным 20,9 года. Рентабельность при увеличении процентов на банковский кредит, наоборот, уменьшается и при сроке окупаемости 20,9 лет составляет 2,978 %. А дисконтированный срок окупаемости уже после 2 % на кредит становится равным более 60 лет [5].

Сказанное иллюстрируют представленные графики (рисунки 2 и 3).

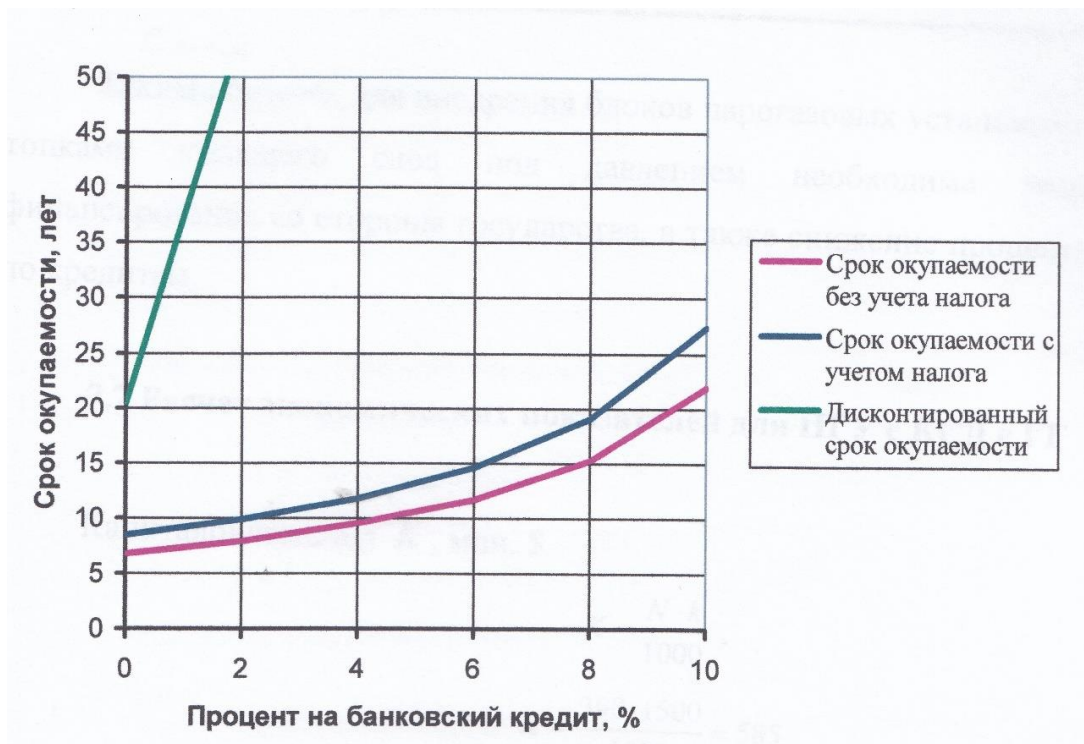


Рисунок 2 – Зависимость срока окупаемости проекта от процентной ставки по кредиту

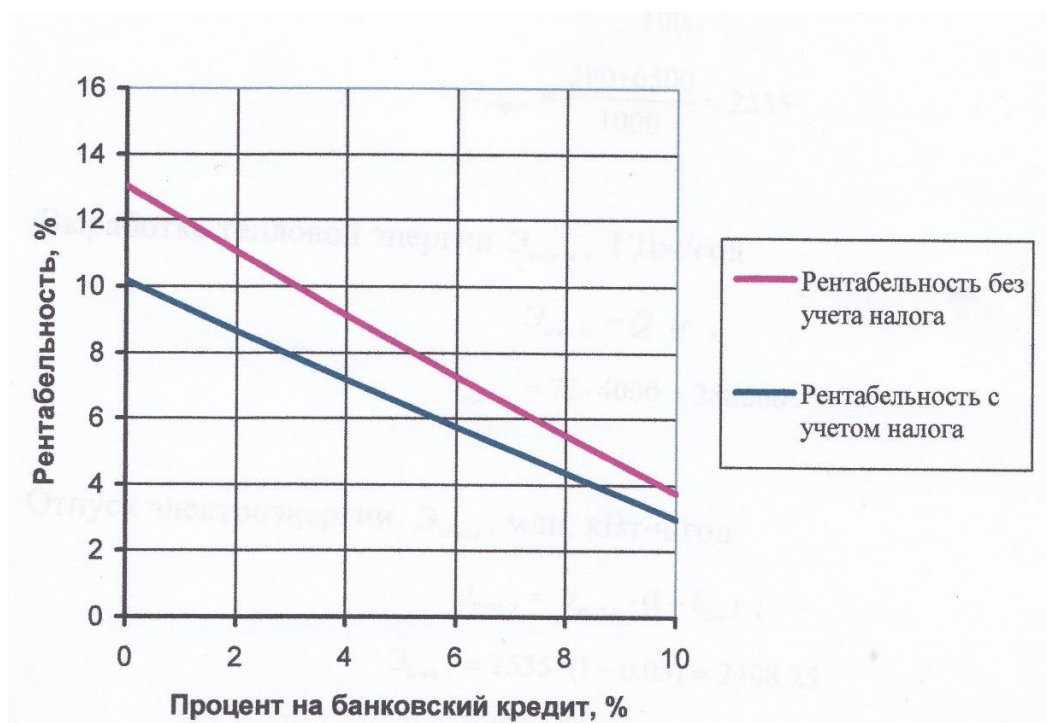


Рисунок 3 – Зависимости рентабельности проекта от процентной ставки по кредиту

Следовательно, для внедрения блоков парогазовых установок с котлами с топками кипящего слоя под давлением необходима поддержка и финансирование со стороны государства, а также снижение процентных ставок по кредитам [6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ольховский, Г.Г. Перспективы развития теплоэнергетики / Г.Г. Ольховский, А.Г. Тумановский // Энергия: экономика, техника, экология. – 2003. – № 5. – С. 2–11.

2. Бойко, Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС): справочное пособие / Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.

3. Степанов, И.Р. Парогазовые установки, основы теории, применение и перспективы / И.Р. Степанов. – Апатиты: изд-во Кольского научного центра РАН, – 2000. – 169 с.

4. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: отчет Комсомольской ТЭЦ-2, 2008.

5. Асланян, Г.С. Аналитический обзор. Экологически чистые угольные технологии / Г.С. Асланян. – Москва: Центр энергетической политики, 2004. – 66 с.

6. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – Москва: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.

COMBINED-CYCLE PLANT / CCGT /
CHP WITH IN-CYCLE GASIFICATION / VCG / COAL

A.V. Burmistrova, student

A.A. Malihin, Candidate of Technical Sciences, Teacher
Komsomolsk-on-Amur State Technical University

The article deals with technical and economic parameters of CCGT with in-cycle coal gasification, its technical indicators, as well as summarized data on the calculation of emissions into the atmosphere and the economic feasibility of implementing this technology.

CCGT with IGCC, emissions of pollutants into the atmosphere from power plants, maximum permissible emissions