

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Кваліфікаційна  
наукова праця на  
правах рукопису

**МОКРЕЦЬКИЙ ВІТАЛІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ**

УДК 662.61

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ЗАСТОСУВАННЯ КАТАЛІТИЧНОЇ ПАЛИВНОЇ ДОБАВКИ ДЛЯ  
ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ КОТЛІВ**

Спеціальність 144 – Теплоенергетика

Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



Мокрецький В.О.



Науковий керівник: Вольчин Ігор

Альбінович

доктор технічних наук, старший науковий  
співробітник

**Київ – 2023**

## АНОТАЦІЯ

**Мокрецький В.О. «Застосування каталітичної паливної добавки для підвищення енергоефективності котлів». Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика». – Національний університет харчових технологій Міністерства освіти та науки України, Київ, 2023.

Світ визнав пріоритетне значення для людства завдання збереження клімату та зниження викидів в навколишнє середовище. Теплова енергетика, яка для виробництва електричної та теплової енергії споживає мільйони тонн вугілля і мазуту та мільярди кубічних метрів природного газу, відноситься до основних емітентів викидів вуглекислого газу та забруднюючих речовин. Активний розвиток відновлювальних джерел енергії в світі і Україні не заперечує важливості потужностей вугільної теплоенергетики як маневрених в Об'єднаній енергосистемі України, які ще довгі роки будуть затребувані та потребують підвищення енергоефективності. Енергоефективні технології для теплоенергетичних установок є універсальним заходом, результатом виконання якого є не тільки економія палива, але й скорочення викидів на одиницю виробленої енергії. Серед цих технологій певне місце займають паливні добавки як захід оптимізації процесу спалювання палива при високих температурах, коли основним продуктом окиснення вуглецю палива є оксид вуглецю. Наукові публікації останніх років засвідчують значний інтерес до застосування в котлах каталітичних паливних добавок на органічній та неорганічній основі. Цей процес поки знаходиться на початковій стадії вивчення, тому дослідження впливу подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO, яка є джерелом вільних радикалів, на зростання ефективності роботи котлів та інших теплоенергетичних установок є актуальними.

Промислові дослідження ефективності подавання каталітичної добавки REDUXCO в режимах без та з подачею добавки були проведені на 3 потужностях енергоблоку ст. № 3 Трипільської ТЕС (255, 225 і 210 МВт) на

двох-корпусному котлоагрегаті ТПП-210А, що спалює антрацит. Каталітична добавка, яка подавалася у вигляді дрібних крапель водного розчину в канал нагрітого первинного повітря та повітряний канал скидних пальників, надходила лише в корпус 3Б, корпус 3А котлоагрегату працював штатно. Після подачі каталітичної добавки в корпус 3Б було припинено подавання природного газу. Після тривалого подавання каталітичної добавки було виявлено, що відбулось суттєве покращення виходу рідкого шлаку на корпусі 3Б (у порівнянні з корпусом 3А) у всьому діапазоні навантаження енергоблоку; температура рідкого шлаку у корпусі 3Б була вище на 55-125 °С ніж у корпусі 3А; отримано зменшення вмісту горючих у леткій золі на 2-5 % у корпусі 3Б (порівняно з корпусом 3А). Досліди з відпущеної потужністю, коли на корпусі 3Б було відключено систему автоматичного регулювання, показали, що подача добавки призвела до росту потужності блоку на 7-8 МВт.

Досліди по застосуванню каталітичної добавки на котлі ТП100 енергоблоку ст. № 1 Зміївської ТЕС на антрациті та пісному вугіллі показали позитивний ефект подачі каталітичної добавки REDUXCO на зниження вмісту вуглецю в леткій золі у діапазоні потужності 130-170 МВт. Добавка REDUXCO дозволила знизити потужність блоку до 110 МВт без подавання природного газу та забезпечити стаке витікання шлаку в діапазоні 110-170 МВт. По завершенню дослідів з подачею паливної добавки ширми котла були чистими, а льотки були вільними на 80-90 %.

Позитивний ефект від застосування каталітичної добавки REDUXCO спостерігався в дослідях на котлі БКЗ-160-100 ПТ № 9 Краматорської ТЕЦ, що спалював антрацит. Застосування каталітичної добавки дозволило підняти паропродуктивність котла з 130 т/год до 142 т/год. На паропродуктивності 142 т/год було припинено подавання природного газу витратою 1070 м<sup>3</sup>/год. Вміст горючих в леткій золі зменшився на 18%. В результаті ККД брутто котла підвищився із 81,37 до 86,16 %.

Дослідження впливу подачі присадки REDUXCO на ефективність роботи пиловугільного парового котла ОР-100 PAUKER 100 т/год, який

використовує кам'яне вугілля, показало, що в режимі подачі паливної добавки вміст горючих золі зменшився на 10 %, а в донній золі (шлаку) – на 15 %. Середній ККД котла за прямим балансом становив 90,72%, а за результатами розрахунку ККД зворотного балансу був 87,59 %, що відповідає його збільшенню на 6,20 % та 5,45 % порівняно з режимом без добавки, відповідно.

Промислові дослідження на водоگрійних колосникових котлах WR12 і WR25, які працюють на польському кам'яному вугіллі, показали, що подача добавки REDUXCO під решітку та в канал повітря призвела до зниження вмісту горючих в шлаку та леткій золі і росту ККД котла на 6-10 %.

Дослідження на газовому паровому котлі 420 т/год показали, що подавання паливної добавки призвело до зниження температури димових газів на 6 °С та зростання ККД котла за прямим балансом на 1,48 % (з 93,4% до 94,88 %) за рахунок концентрації горіння в нижній частині паливні та очищення поверхонь нагріву.

Випробування подачі каталітичної добавки на 4 цементних заводах, що споживають тверде паливо, показали зниження питомої витрати енергії палива на виробництво клінкеру (від 3,4 до 5,7 %) та покращання його якості.

Досліди застосування добавки REDUXCO (1500 ppm) до дизельного палива підтвердили ефективність дії добавки саме при високих температурах, показали економію палива на 6 %, зниження температури вихлопних газів на 25 °С та різке скорочення викидів твердих частинок сажі (на 24-30 %) завдяки ранньому завершенню горіння.

Дослідження подавання добавки REDUXCO на котлах, клінкерних печах та двигунах внутрішнього згоряння підтвердили зростання ефективності процесу згоряння палива за рахунок створення умов згоряння СО в пограничному шарі навколо частинок з відповідним збільшенням їх температури, збільшенням швидкості гетерогенного горіння, збільшенням випромінювання на стінки, збільшенням теплосприйняття паливні та зменшенням температури відхідних газів.

Розроблено метод розрахунку та прогнозування викидів  $\text{CO}_2$  від спалювання вугілля за даними технічного аналізу. Встановлено залежності виду  $k_c = a + bQ_i^r + cA^d$  для розрахунку коефіцієнту викиду вуглецю для вугілля різних марок та їх сумішей. Верифікація методу показує похибку розрахунку менше 1,0%, що менше нормативної вимоги – 2,5%.

Запропоновано прискорити повітряне горіння амоніаку, який має низьку реакційну здатність, шляхом додавання каталітичної добавки. Амоніак, вироблений з електроенергії відновлювальних джерел або атомних електростанцій як безвуглецеве паливо може стати заміником вугілля на ТЕС. Але його спалювання навіть з низькими викидами забруднюючих речовин та нульовими викидами вуглекислого газу на сьогодні не є конкурентним на енергоринку.

**Ключові слова:** енергоефективність, паливо, спалювання, котел, піч, паливна добавка, каталізатор, діоксид вуглецю, викиди, амоніак.

**Статті в наукових фахових виданнях України категорії А, що  
індексуються міжнародними базами даних**

1. Volchyn I.A., Haponych L.S., Mokretsky V.O. Estimation and Forecasting of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Thermal Power Plants in Ukraine Estimation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2022/ No. 5; P. 80-88. DOI: 10.33271/nvngu/2022-5/080.
2. Vasilenko S., Samiilenko S., Bondar V., Bilyk O., Mokretsky V., Przybylski W. Thermodynamic analysis of the thermal-technological complex of sugar production: the energy and entropy characteristic of an enterprise. *Eastern-Ukrainian Journal of Enterprise Technologies*. 2020. No. 3/8(105). P. 24-31. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.205148.

**Статті в іноземних наукових фахових виданнях, що індексуються міжнародними базами даних**

3. Cisek J., Lesniak S., Mokretsky V., Przybylski W. The Influence of Reduxco in the Diesel Fuel on energy Parameters, Exhaust Gas Composition and Rate of Heat Release of a Diesel Engine. *SAE Technical Paper*. 2020-01-2061. 2020. DOI: 10.4271/2020-01-2061.
4. Cisek J., Lesniak S., Borowski A., Przybylski W., Mokretsky V. Visualisation and Thermovision of Fuel Combustion Affecting Heat Release to Reduce NOx and PM Diesel Engine Emissions. *Energies*. 2022. Vol. 15. No. 13. P. 4882. DOI: 10.3390/en15134882.

**Статті в іноземних монографіях, що індексуються міжнародними базами даних**

5. Volchyn I., Cherevatskyi D., Mokretsky V., Przybylski W. Creating the Holding of Nuclear Power Plants and/or Renewable Energy Sources with Ammonia Production Plants on the Base Circular Economy. Chapter 5. *Nuclear Power Plants – New Insights* / Eds. Prof. Nasser S. S. Awwad and Dr. Hamed Majdooa Algarni. INTECHOPEN. 2023. DOI: 10.5772/intechopen.1001957.
6. Volchyn I., Mokretsky V., Przybylski W. Experimental Study of REDUXCO Fuel Additive Impact on Coal Boiler Performance, Efficiency and Emissions. *System, Decision and Control Energy. Part V.* /Eds. A. Zaporozhets. Springer, 2023. P. 411-423. DOI: 10.1007/978-3-031-35088-7\_21.

**Статті в українських наукових фахових виданнях категорії Б**

7. Вольчин І.А., Провалов О.Ю., Мокрецький В.О. Вплив каталітичної паливної добавки на процес виробництва клінкеру. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2022. № 2. С. 33-44. DOI: 10.33070/etars.2.2022.03.
8. Volchyn I.A., Provalov O.Yu., Mokretsky V.O. Effect of catalytic fuel additive on the efficiency of a gas steam boiler. *Вчені записки Таврійського національного університету ім. В.І. Вернадського. Серія Технічні науки*. 2023. Т. 34(73). № 3. Ч. 2. С. 45-51. DOI: 10.32782/2663-5941/2023.3.2/08.

## Матеріали міжнародних конференцій

9. Провалов. А.Ю., Оксимец Ю.А., Крыжановский І.О., Мокрецький В.А. Повышение эффективности сжигания твердого топлива при подаче катализатора-присадки. *Тезисы докладов IX Международной научно-практической конференции «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»*, 25–29 сентября 2013 г., Алушта, Украина – Киев: ИУЭ НАН Украины, 2019. С. 74–76.
10. Volchyn I., Haponych L., Mokretsky V. Estimation Method of Greenhouse Gases Emissions at Thermal Power Plants. *2<sup>nd</sup> International Scientific Conference “Chemical Technology and Engineering” Proceeding*. June 24-28, 2019, Lviv, Ukraine – Lviv: Lviv Polytechnical University, 2019, P. 364-371. DOI: 10.23939/cte2019.01.364.
11. Мокрецький В., Вольчин І. Підвищення ККД парового котла Краматорської ТЕЦ при застосуванні каталізатора горіння. *Матеріали 86 Міжнародної наукової конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті»*, 2–3.04.2020 р. Київ: НУХТ. Ч. 2: С. 326. URL: <http://sw.nuft.edu.ua/ConferenceUKR/Books%20of%20abstracts/2020/Part%202.pdf>. (дата звернення 10.08.2023)
12. Мокрецький В, Вольчин І. Каталітичне зниження викидів на малому вугільному котлі. 6-й Міжнародний конгрес «Сталий розвиток: захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування»: збірник матеріалів. Львів: Західно-Український Консалтинг Центр (ЗУКЦ), ТзОВ, 2020. С. 35. URL: <http://science.lpnu.ua/sites/default/files/attachments/2018/11960/importantdoc/zbirniktez2020.pdf> (дата звернення 10.08.2023)
13. Mokretsky V, Volchyn I. Results of REDUXCO Combustion Catalyst Testing at Cement Plant. *87 International scientific conference of young scientist and students “Youth scientific achievements to the 21st century nutrition problem solution”* April 15–16, 2021. Book of abstract. Part 2. NUFT, Kyiv. P. 283-

285. URL: <http://conferencenuft.ho.ua/Books%20of%20abstracts/2021/Part%202.pdf>. (дата звернення 10.08.2023)

14. Вольчин І., Мокрецький В. Перспективи каталітичного спалювання амоніаку. *«Європейський вектор модернізації інженерної та економіко-управлінської освіти в умовах сталого розвитку промислового регіону» Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції. 27-28 травня 2021 року. Запоріжжя, Україна – Запоріжжя: ЗНУ Інженерний навчально-науковий інститут. Наук. ред. Н.Г. Метеленко. 2021. С. 67-70.. URL: [https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb\\_\\_rnik\\_traven\\_\\_2021\\_sajt\\_znu\\_\\_1\\_.pdf](https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb__rnik_traven__2021_sajt_znu__1_.pdf) (дата звернення 10.08.2023)*
15. Мокрецький В.О., Вольчин І.А. Застосування каталізатора горіння на твердопаливних котлах з колосниковою решіткою. *Збірник наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку», 19-20 жовтня 2021р. Київ, Україна. – Київ: ІТЕТ НАН України. С. 63-66. DOI: 10.48126/conf2021.*

## ABSTRACT

***Mokretskyy V.O. "Application of a catalytic fuel additive to increase the energy efficiency of boilers". Qualifying scientific work on manuscript rights.***

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in the specialty 144 "Thermal Power Engineering". – National University of Food Technologies of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Kyiv, 2023.

The world has recognized the priority importance for humanity the task of preserving the climate and reducing emissions into the environment. The thermal power industry, which consumes millions of tons of coal and fuel oil and billions of cubic meters of natural gas to produce electrical and thermal energy, is one of the main emitters of carbon dioxide emissions and pollutants. The active development of renewable energy sources in the world and in Ukraine does not negate the importance of coal-fired power generation capacities as maneuverable in the Integrated Power System of Ukraine, which will be in demand for many years to come and require increased energy efficiency. Energy-efficient technologies for thermal energy facilities are a universal measure, the result of which is not only fuel savings, but also a reduction in emissions per unit of energy produced. Among these technologies, the fuel additives occupy a certain place as a measure to optimize the fuel combustion process at high temperatures, when the main product of fuel carbon oxidation is carbon oxide. Scientific publications of recent years testify to the significant interest in the use of catalytic fuel additives on an organic and inorganic basis in a boilers. This process is still at the initial stage of study, therefore, studies of the impact of supplying the REDUXCO catalytic fuel additive, which is a source of free radicals, on increasing the efficiency of boilers and other thermal energy facilities are relevant.

Industrial studies of the effectiveness of the REDUXCO catalytic additive in the modes without and with the additive were carried out at 3 capacities of power unit No. 3 of Trypilska TPP (255, 225 and 210 MW) on the TPP-210A two-case boiler, what consume the anthracite. The REDUXCO catalytic fuel additive, which

was supplied in the form of small drops of an aqueous solution to the channel of heated primary air and the air channel of the dump burners, was supplied only to the 3B case, the 3A case of the boiler unit was working normally. After the catalytic additive was supplied to the 3B case, the supply of natural gas was stopped. In the experiments, after a long-term supply of the catalytic additive, it was found that there was a significant improvement in the output of liquid slag on 3B case (compared to 3A case) in the entire load range of the power unit; the temperature of liquid slag in 3B case was higher by 55-125 °C than in 3A case; a decrease in the carbon content of fly ash by 2-5% was obtained in 3B case (compared to 3A case). The experiments with the released power, when the automatic control system was disabled on the 3B case, showed that the supply of the additive led to an increase in the capacity of the power unit by 7-8 MW.

The experiments on the application of a catalytic additive on the TP100 boiler of the power unit No. 1 of the Zmiivska TPP on anthracite and lean coal showed a positive effect of the application of the REDUXCO catalytic additive on reducing the carbon content in the fly ash in the power range of 130-170 MW. The supply of REDUXCO additive made it possible to reduce the capacity of the unit to 110 MW without supplying natural gas and to ensure a constant flow of slag in the capacities range of 110-170 MW. At the end of experiments with fuel additive supply, the wing wall were clean, and the slag tapholes were free by 80-90%.

The positive impact of using the REDUXCO catalytic additive was observed in experiments on the BKZ-160-100 PT No. 9 boiler of the Kramatorsk CHPP, which burned anthracite. The use of a catalytic additive made it possible to increase the steam capacity of the boiler from 130 t/h to 142 t/h. At a steam capacity of 142 t/h, the supply of natural gas in boiler with a flow rate of 1070 m<sup>3</sup>/h was stopped. The unburned carbon content in fly ash decreased by 18%. As a result, the efficiency gross of the boiler increased from 81.37% to 86.16%.

A study of the effect of REDUXCO additive supply on the efficiency of the OP-100 PAUKER 100 t/h pulverized coal steam boiler, which uses hard coal, showed that in the fuel additive supply mode, the carbon in fly ash decreased by

10%, and in the bottom ash (slag) – by 15%. The average efficiency of the boiler according to the direct balance was 90.72%, and according to the results of the calculation of the efficiency of the reverse balance it was 87.59%, which corresponds to its increase by 6.20% and 5.45% compared to the mode without additive, respectively.

Industrial studies on water-heated grate boilers WR12 and WR25, which operate on Polish hard coal, showed that the supply of REDUXCO additive under the grate and in the air channel led to a large decrease in the carbon content in the slag and fly ash and an increase in the efficiency of the boiler at 6-10 %.

The research on a gas-fired steam boiler 420 t/h showed that the supply of fuel additive led to a decrease in the temperature of flue gases by 6 °C and an increase in the efficiency of the boiler by direct balance by 1.48% (from 93,4% to 94,88 %) due to the concentration of the gas combustion in the lower part of the and cleaning the heating surfaces.

The tests at 4 cement plants of the supply of a catalytic additive into a clinker kiln using solid fuel showed a decrease in the specific energy consumption of fuel for the clinker production (3.4...5.7%) and an improvement in its quality.

Experiments on the use of the REDUXCO additive (1500 ppm) in diesel fuel confirmed the effectiveness of this additive at high temperatures, showed fuel savings of 6%, a decrease in the temperature of exhaust gases by 25 °C and a large reduction of emissions of soot solid particles (by 24-30%) due to early ending the fuel combustion.

Research on the application of the REDUXCO additive to boilers, clinker kilns and internal combustion engines confirmed the increase in the efficiency of the fuel combustion process due to the creation of CO combustion conditions in the boundary layer around the particles with a corresponding increase in their temperature, an increase in the rate of heterogeneous combustion, an increase in radiation to the walls, an increase in the heat absorption of the furnace and reducing the flue gas temperature

A method of calculating and forecasting CO<sub>2</sub> emissions from coal burning based on technical analysis data has been developed. The dependencies of the form  $k_c = a + bQ_i^r + cA^d$  were established for calculating the carbon emission coefficient for coal of different brands and their mixtures. The verification of the method shows a calculation error of less than 1.0%, which is less than the regulatory requirement of 2.5%.

It is proposed to accelerate the air combustion of ammonia, which has low reactivity, by supply a catalytic additive. Ammonia produced from electricity from renewable sources or nuclear power plants as a carbon-free fuel can replace coal at TPPs. But its burning, even with low emissions of pollutants and zero emissions of carbon dioxide, today is currently not competitive on the energy market.

**Key words:** energy efficiency, fuel, combustion, boiler, kiln, fuel additive, catalyst, carbon dioxide, emission, ammonia.

#### **The articles in Ukrainian scientific publications of the A category indexed by international databases**

1. Volchyn I.A., Haponych L.S., Mokretskyy V.O. Estimation and Forecasting of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Thermal Power Plants in Ukraine Estimation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2022/ No. 5; P. 80-88. DOI: 10.33271/nvngu/2022-5/080.
2. Vasilenko S., Samiilenko S., Bondar V., Bilyk O., Mokretskyy V., Przybylski W. Thermodynamic analysis of the thermal-technological complex of sugar production: the energy and entropy characteristic of an enterprise. *Eastern-Ukrainian Journal of Enterprise Technologies*. 2020. No. 3/8(105). P. 24-31. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.205148.

#### **The articles in foreign scientific publications indexed by international databases**

3. Cisek J., Lesniak S., Mokretskyy V., Przybylski W. The Influence of Reduxco in the Diesel Fuel on energy Parameters, Exhaust Gas Composition and Rate

of Heat Release of a Diesel Engine. *SAE Technical Paper*. 2020-01-2061. 2020. DOI: 10.4271/2020-01-2061.

4. Cisek J., Lesniak S., Borowski A., Przybylski W., Mokretskyy V. Visualisation and Thermovision of Fuel Combustion Affecting Heat Release to Reduce NO<sub>x</sub> and PM Diesel Engine Emissions. *Energies*. 2022. Vol. 15. No. 13. P. 4882. DOI: 10.3390/en15134882.

#### **The articles in foreign monographs indexed by international databases**

5. Volchyn I., Cherevatskyi D., Mokretskyy V., Przybylski W. Creating the Holding of Nuclear Power Plants and/or Renewable Energy Sources with Ammonia Production Plants on the Base Circular Economy. Chapter 5. *Nuclear Power Plants – New Insights* / Eds. Prof. Nasser S. S. Awwad and Dr. Hamed Majdooa Algarni. INTECHOPEN. 2023. DOI: 10.5772/intechopen.1001957.
6. Volchyn I., Mokretskyy V., Przybylski W. Experimental Study of REDUXCO Fuel Additive Impact on Coal Boiler Performance, Efficiency and Emissions. *System, Decision and Control Energy. Part V.* /Eds. A. Zaporozhets. Springer, 2023. P. 411-423. DOI: 10.1007/978-3-031-35088-7\_21.

#### **The articles in Ukrainian scientific publications of the B category**

7. Volchyn I.A., Provalov O.Yu., Mokretskyy V.O. Impact of Catalytic Additive on Clinker Production Process. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2022. No. 2. P. 33-44. DOI: 10.33070/etars.2.2022.03.
8. Volchyn I.A., Provalov O.Yu., Mokretskyy V.O. Effect of catalytic fuel additive of a gas steam boiler. *The Scientific Notes of the V.I. Vernadsky Tavria National University. Series: Technical Sciences*. 2023. Vol. 34(73). NO. 3. Part 2. P. 45-51 DOI: 10.32782/2663-5941/2023.3.2/08.

#### **Proceeding the international conferences**

9. Provalov O., Oksimets Yu., Kryzhanovskyi I., Mokretskyy V. Increasing the efficiency of burning solid fuel with the addition of a catalyst-additive. *Proceeding the IX International Scientific and Practical Conference "Coal*

- Thermal Energy: Ways of Rehabilitation and Development*". September 25-29, 2013. Alushta. Ukraine. – Kyiv: CETI of the NASU. P. 74-76.
10. Volchyn I., Haponych L., Mokretskyy V. Estimation Method of Greenhouse Gases Emissions at Thermal Power Plants. *2<sup>nd</sup> International Scientific Conference "Chemical Technology and Engineering" Proceeding*. June 24-28, 2019, Lviv, Ukraine – Lviv: Lviv Polytechnical University, 2019, P. 364-371. DOI: 10.23939/cte2019.01.364.
  11. Mokretskyy V., Volchyn I. Increasing the efficiency of the steam boiler at the Kramatorsk CHPP by using a combustion catalyst. *86 International scientific conference of young scientist and students "Youth scientific achievements to the 21st century nutrition problem solution"*, April 02–03, 2020. Book of abstract. Part 2. – Kyiv: NUFT. P. 326. URL: <http://sw.nuft.edu.ua/ConferenceUKR/Books%20of%20abstracts/2020/Part%202.pdf>.
  12. Mokretskyy V., Volchyn I. The catalytic reduction of emissions on small coal-fired boiler. *6<sup>th</sup> International Youth Congress "Sustainable Development: Environmental Protection. Energy Saving. Sustainable Environment Management" Proceeding*. September 23-25, 2020. Lviv, Ukraine – Lviv: West Ukrainian Consulting Center (WUCC). 2020. P. 34. URL: <http://science.lpnu.ua/sites/default/files/attachments/2018/11960/importantdoc/zbirniktez2020.pdf>.
  13. Mokretskyy V., Volchyn I. Result of REDUXCO Catalyst Testing at Cement Plant. *87 International scientific conference of young scientist and students "Youth scientific achievements to the 21st century nutrition problem solution"*, April 15–16, 2021. Book of abstract. Part 2. – Kyiv: NUFT, P. 283-285. URL: <http://conferencenuft.ho.ua/Books%20of%20abstracts/2021/Part%202.pdf>.
  14. Volchyn I., Mokretskyy V. The prospects for catalytic combustion of green ammonia. *The European vector of modernization of engineering and economic management education in the conditions of sustainable development of the industrial region. Proceeding the International Scientific and Practical*

*Conference*. May 27-28, 2021. Zaporizhzhia, Ukraine. – Zaporizhzhia: ZNU Engineering Education and Scientific Institute. Eds. N.G. Metelenko. 2021. P. 67-70 URL: [https:](https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb__rnik_traven____2021_sajt_znu__1_.pdf)

[//web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb\\_\\_rnik\\_traven\\_\\_\\_\\_2021\\_sajt\\_znu\\_\\_1\\_.pdf](https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb__rnik_traven____2021_sajt_znu__1_.pdf)

15. Mokretsky V.O., Volchyn I.A. The Application of Combustion Catalyst in Solid Fuel Grate Boiler. *Proceeding the XVII International Scientific and Practical Conference “Coal Thermal Energy: Ways of Rehabilitation and Development”* October 19-20, 2021. Kyiv, Ukraine – Kyiv: TETI of the NASU. 2021. P 63-66. DOI: [10.48126/conf2021](https://doi.org/10.48126/conf2021).

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                    |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ВСТУП.....</b>                                                                                                                  | <b>19</b> |
| <b>РОЗДІЛ 1. АКТУАЛЬНІ ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ<br/>ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЦІ.....</b>                                         | <b>25</b> |
| <b>1.1 Стан та перспективи розвитку теплоенергетики.....</b>                                                                       | <b>25</b> |
| <i>1.1.1 Технології спалювання вугілля.....</i>                                                                                    | <i>25</i> |
| <i>1.1.2 Стан теплової енергетики України .....</i>                                                                                | <i>28</i> |
| <i>1.1.3 Шляхи підвищення енергоефективності спалювальних установок. ....</i>                                                      | <i>33</i> |
| <b>1.2 Особливості горіння палив .....</b>                                                                                         | <b>38</b> |
| <i>1.2.1. Фізико-хімічні особливості горіння частинки твердого палива. ....</i>                                                    | <i>38</i> |
| <i>1.2.2 Схеми пограничного шару в рамках теорії приведеної плівки. ....</i>                                                       | <i>41</i> |
| <i>1.2.3 Особливості горіння оксиду вуглецю .....</i>                                                                              | <i>46</i> |
| <b>1.3 Аналіз застосування паливних добавок для прискорення горіння..</b>                                                          | <b>48</b> |
| <b>1.4 Викиди парникових газів на ТЕС: Моніторинг, звітність і<br/>безвуглецеве паливо. ....</b>                                   | <b>50</b> |
| <b>1.5 Висновки до розділу 1.....</b>                                                                                              | <b>54</b> |
| <b>РОЗДІЛ 2. МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ.....</b>                                                                              | <b>56</b> |
| <b>2.1 Опис каталітичної паливної добавки REDUXCO.....</b>                                                                         | <b>56</b> |
| <b>2.2 Методика та експериментальне обладнання для подавання<br/>каталітичної паливної добавки на енергетичних установках.....</b> | <b>57</b> |
| <b>2.3 Методика проведення випробувань на промислових котлах.....</b>                                                              | <b>62</b> |
| <i>2.3.1 Загальні відомості щодо методики проведення випробувань. ....</i>                                                         | <i>62</i> |
| <i>2.3.2 Методика проведення випробувань за зворотнім балансом.....</i>                                                            | <i>63</i> |
| <i>2.3.3 Методика проведення дослідів за прямим балансом. ....</i>                                                                 | <i>66</i> |
| <i>2.3.4 Методика обчислення питомих витрат палива на виробництво<br/>одиниці теплової енергії. ....</i>                           | <i>66</i> |
| <i>2.3.5 Методика врахування похибки вимірювання. ....</i>                                                                         | <i>70</i> |
| <i>2.3.6 Методика проведення дослідів з "відпущеною потужністю".....</i>                                                           | <i>72</i> |
| <b>2.4 Висновки до розділу 2.....</b>                                                                                              | <b>74</b> |

|                                                                                                                                   |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ СПАЛЮВАННЯ РІЗНИХ ВИДІВ ПАЛИВА З ПОДАЧЕЮ ПАЛИВНОЇ ДОБАВКИ .....</b>                              | <b>75</b>  |
| <b>3.1 Дослідження процесу спалювання твердого палива в котлах з використанням паливної добавки.....</b>                          | <b>75</b>  |
| <i>3.1.1 Результати експериментів з каталітичною паливною добавкою на антрацитовому прямоточному котлі.....</i>                   | <i>76</i>  |
| <i>3.1.2 Результати дослідів з «відпущеною потужністю» при подачі каталітичної паливної добавки.....</i>                          | <i>95</i>  |
| <i>3.1.3 Результати експериментальних досліджень процесу спалювання антрациту в барабанному пиловугільному котлі. ....</i>        | <i>100</i> |
| <i>3.1.4 Дослідження впливу подачі каталітичної добавки на ефективність роботи парового котла Краматорської ТЕЦ.....</i>          | <i>113</i> |
| <i>3.1.5 Результати промислових досліджень подачі каталітичної добавки на процес факельного спалювання кам'яного вугілля.....</i> | <i>115</i> |
| <i>3.1.6 Застосування каталітичної добавки REDUXCO на котлі WR12 ..</i>                                                           | <i>122</i> |
| <i>3.1.7 Застосування каталітичної добавки REDUXCO на котлі WR25 ..</i>                                                           | <i>124</i> |
| <b>3.2 Промислові дослідження процесу спалювання природного газу при подачі паливної добавки.....</b>                             | <b>130</b> |
| <b>3.3 Експериментальні дослідження впливу каталітичної добавки REDUXCO на ефективність роботи клінкерних печей.....</b>          | <b>135</b> |
| <i>3.3.1 Застосування добавки в клінкерній печі на антрациті .....</i>                                                            | <i>138</i> |
| <i>3.3.2 Застосування добавки в клінкерних печах на нафтовому коксі .....</i>                                                     | <i>139</i> |
| <i>3.3.3 Застосування добавки в клінкерній печі на вугіллі та RDF .....</i>                                                       | <i>141</i> |
| <b>3.4 Дослідження впливу каталітичної добавки на роботу двигуна внутрішнього згоряння.....</b>                                   | <b>143</b> |
| <b>3.5 Висновки до розділу 3.....</b>                                                                                             | <b>149</b> |
| <b>РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВИКИДУ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА ТЕС ТА АМОНІЙНЕ ПАЛИВО .....</b>                                      | <b>152</b> |
| <b>4.1 Розроблення методу розрахунку викиду діоксиду вуглецю .....</b>                                                            | <b>154</b> |
| <b>4.2 Викиди діоксиду вуглецю на ТЕС України за останні роки.....</b>                                                            | <b>159</b> |

|                                                                |            |
|----------------------------------------------------------------|------------|
| <b>4.3 Аспекти застосування амоніаку як палива на ТЕС.....</b> | <b>164</b> |
| <b>4.4 Висновки до розділу 4.....</b>                          | <b>166</b> |
| <b>ВИСНОВКИ .....</b>                                          | <b>168</b> |
| <b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>                        | <b>170</b> |
| <b>ДОДАТКИ.....</b>                                            | <b>188</b> |

## ВСТУП

### **Актуальність теми.**

Енергоефективність котлів та інших теплоенергетичних установок відповідає рішенням Паризької угоди 2015 р. до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату, оскільки вона спрямована не тільки економію палива, але й на скорочення викидів діоксиду вуглецю та забруднюючих речовин. Розвиток людської цивілізації вимагає щорічного зростання виробництва електричної та теплової енергії. На сьогодні в світі теплоенергетика є основним виробником електрики та тепла, споживаючи при цьому мільйони тонн вугілля і мазуту та мільярди кубічних метрів природного газу. Їх спалювання призводить до утворення мільйонів тонн забруднюючих речовин та парникових газів, насамперед вуглекислого газу як продукту окислення вуглецю палива. Оптимізація процесу спалювання як енергозберігаючий захід призводить до більш повного вигорання палива в зоні горіння та утворення меншої кількості викидів і відходів. Застосування паливних добавок є одним з шляхів покращання спалювання палива, який отримав почав розвиватися в останні роки. Паливні добавки готувалися на органічній або неорганічній основі у вигляді водного розчину або порошку. Були проведені лабораторні дослідження сумішей палива та каталітичних добавок на лабораторних установках, які засвідчили наявність позитивного ефекту. Наявні результати подачі паливних добавок в котли показали малий обсяг досліджень на промислових котлах і недостатній рівень вивчення причин дії каталізаторів на процес спалювання палива. Деякі виробники паливних добавок тільки декларували значне зростання ефективності без підтвердження цього результатами наукових досліджень чи промислових випробувань. Тому дослідження впливу подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO, яка є джерелом вільних радикалів, на зростання ефективності роботи широкого спектру котлів та інших теплоенергетичних установок є актуальною задачею.

Директива 2003/87/ЄС про впровадження системи торгівлі квотами на викиди парникових газів вимагає впровадження системи моніторингу,

звітності і верифікації викидів парникових газів, у першу чергу, від спалювальних установок на викопному паливі. Дані елементного аналізу палива, які дозволяють точно розрахувати коефіцієнт викиду вуглецю, вказуються лише в сертифікаті на партію палива, що надається спеціалізованою науковою організацією. Для оцінки викидів вуглекислого газу на теплових електростанціях доцільно використати дані технічного аналізу палива, який виконується в хімічній лабораторії ТЕС щодня. Тому актуальною є задача розроблення методу розрахунку викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюються при спалюванні вугілля, яка б враховувала технічний аналіз вугілля і дозволяла отримувати результати з похибкою менше 2,5%, що вимагається Порядком проведення моніторингу, звітності та верифікації.

Актуальною є також задача оцінка перспектив використання амоніаку як безвуглецевого палива, оскільки при його спалюванні практично не утворюються забруднюючі речовини і відсутні викиди діоксиду вуглецю. Особливості його горіння та економічні чинники можуть стати перепонами для заміни вугілля на амоніак в котлах ТЕС.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертація виконана згідно плану науково-дослідної роботи кафедри теплоенергетики та холодильної техніки Національного університету харчових технологій (НУХТ) «Розроблення ефективних схем тепло- та холодопостачання енерготехнологічних промислових комплексів з використанням накопичувачів низько- та високопотенціальної внутрішньої енергії та відновлювальних джерел енергії» (2021–2025 рр., № державної реєстрації 0123U100669)

### **Мета досліджень.**

Метою роботи було дослідити вплив подачі каталітичної паливної добавки на процес горіння палива та ефективність роботи факельних та колосникових котлів, клінкерних печей та двигунів внутрішнього згорання шляхом балансових випробувань, розробити метод оцінки та прогнозу викидів діоксиду вуглецю за даними технічного аналізу палива.

### **Основні завдання досліджень.**

Для виконання поставленої мети дослідження були визначені такі завдання:

- дослідити механізм дії каталітичної дії паливної добавки REDUXCO на процес горіння палива;
- експериментально дослідити вплив подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO на ефективність вугільних котлів в залежності від типу котла, його потужності та марки вугілля;
- експериментально дослідити вплив подачі паливної добавки REDUXCO на ефективність газового котла;
- експериментально дослідити вплив каталітичної добавки REDUXCO на параметри клінкерної печі;
- експериментально дослідити вплив добавки REDUXCO на характеристики дизельного двигуна;
- розробити метод оцінки та прогнозу викиду вуглекислого газу на базі даних технічного аналізу вугілля
- дослідити доцільність переведення вугільних котлів ТЕС на спалювання амоніаку як безвуглецевого палива

### **Методи досліджень.**

Під час виконання дисертаційної роботи автором використовувалися такі методи наукових досліджень: теплотехнічні (експерименти на теплоенергетичних установках), математичні (оброблення результатів експериментів та сертифікатів на паливо), аналітичні (аналіз літературних джерел)

### **Наукова новизна отриманих результатів.**

1. Вперше було експериментально підтверджено, що механізм дії добавки REDUXCO у вугільних котлах полягає у збільшенні температури частинок за рахунок створення умов згоряння СО в пограничному шарі навколо частинок з відповідним збільшенням їх температури, збільшенням швидкості гетерогенного горіння, збільшенням

випромінювання на стінки, збільшенням теплосприйняття паливні та зменшенням температури відхідних газів.

2. Вперше було експериментально доведено позитивний ефект подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO на ефективність роботи вугільних та газових котлів завдяки зниженню втрат палива через механічний недопал в леткій золі і шлаку та з димовими газами та ефекту очищення поверхонь нагріву.
3. Вперше було експериментально підтверджено позитивний ефект подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO роботу клінкерної обертової печі завдяки зниженню витрати питомої енергії палива на виробіток клінкеру від 3,4% до 5,7 % та покращання його якості.
4. Вперше експериментально було показано зниження витрати палива від 4% до 6% та зниження викидів твердих частинок сажі в дизельному двигуні при спалюванні дизельного палива з добавкою REDUXCO.
5. Розроблено метод оцінки та прогнозу викиду діоксиду вуглецю на основі даних технічного аналізу вугілля з урахуванням зольності палива, який забезпечує похибку розрахунку менше 1,0 %.

#### **Практичне значення отриманих результатів.**

1. Визначено оптимальні схеми подавання водного розчину каталітичної добавки REDUXCO в паливні камерних котлів – з первинним повітрям, паливні колосникових котлів – з первинним повітрям під решітку та над шаром, в пальники клінкерної печі – з повітрям транспортування палива.
2. Отримано оцінки очікуваного зростання ККД котла при застосуванні паливної добавки REDUXCO для вугільних факельних котлів, газового котла та вугільних колосникових котлів.
3. Отримано емпіричну формулу, що пов'язує коефіцієнт викиду вуглецю з теплотою згоряння та зольністю твердого палива та дозволяє дотримувати критерію похибки розрахунку викидів не більше 2,5 %.
4. Отримано прогноз викидів вуглекислого газу для ТЕС України
5. Отримано оцінку доцільності заміни на ТЕС вугілля на амонійне паливо.

**Особистий внесок здобувача.** Дисертація написана автором самостійно. Автором проаналізовано наукову літературу, що стосується питань горіння палива, спалювання палива в котлах, енергоефективності, застосування паливних добавок, викидів парникових газів тощо. Автор брав безпосередню участь в проведенні цілої низки промислових експериментів на енергетичних та промислових і комунальних котлах, цементних заводах та на двигунах внутрішнього згоряння з використанням каталітичної паливної добавки, оброблення та обговорення результатів експериментів. Автор брав участь в розробленні схем подавання і визначенні оптимальних місць введення каталітичної добавки в котли та печі. Автор брав участь у розрахунках вмісту вуглецю в твердому паливі та коефіцієнту викиду вуглецю на основі даних технічного аналізу та сертифікатів на паливо та виборі типу емпіричної залежності. Автор виконав розрахунки економічної доцільності заміни вугілля на амонійне паливо.

Планування основних напрямків роботи, участь в обговоренні результатів проходило за участі наукового керівника доктора технічних наук старшого наукового співробітника І.А. Вольчина.

#### **Апробація матеріалів дисертації.**

Основні результати роботи доповідалися та обговорювалися на: IX Міжнародній науково-практичній конференції «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку», (Алушта, Україна, ІВЕ НАН України, 25-29 вересня 2013 р.); 2 Міжнародній науковій конференції «Хімічна технологія та інженерія» (Львів, НУ Львівська політехніка, 24-28 червня 2019 р.); 86 Міжнародній науковій конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті» (Київ, НУХТ, 2–3 квітня 2020 р.); 6 Міжнародному конгресі “Сталий розвиток: захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування” (Львів, НУ Львівська політехніка, 23-25 вересня 2020 р.); 87 Міжнародній науковій конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування

людства у ХХІ столітті» (Київ, НУХТ, 15–16 квітня 2021 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Європейський вектор модернізації інженерної та економіко-управлінської освіти в умовах сталого розвитку промислового регіону» (Запоріжжя, ЗНУ, 27-28 травня 2021 року); ХVІІ Міжнародній науково-практичній конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку» (Київ, ІТЕТ НАН України, 19–20 жовтня 2021 р.).

**Публікації.** За результатами роботи опубліковано 15 наукових праць, у тому числі 8 статей, серед них 6 – індексуються міжнародною бібліографічною базою даних Scopus і категорії «А», 2 статті – у фахових журналах, категорія «Б»; 7 тез доповідей, опублікованих у матеріалах міжнародних наукових конференцій.

#### **Структура роботи.**

Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та списку використаних джерел (140 найменувань, серед яких 95 іноземні публікації, більшість з яких датовано 2016-2022 рр.), 3 додатки. Загальний об'єм дисертації становить 191 сторінку. Основна частина дисертації викладена на 147 сторінках друкованого тексту, які містять 45 таблиць, 54 рисунки.

## РОЗДІЛ 1. АКТУАЛЬНІ ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЦІ

### 1.1 Стан та перспективи розвитку теплоенергетики.

#### *1.1.1 Технології спалювання вугілля*

За кілька останніх десятиліть населення планети зросло майже вдвічі, при цьому значно збільшилося споживання енергії, зокрема у зв'язку з розвитком нових сучасних енергетичних технологій. Ці технології зручні, але вони засновані на обмежених викопних ресурсах для виробництва енергії, таких як вугілля, нафта та газ [1, 2]. При отриманні енергії з цих видів палива виділяється значна кількість забруднюючих речовин, включаючи  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  та  $\text{CO}$ , а також велика кількість дрібних частинок золи та пилу. Скрізь, де для виробництва енергії використовується вугілля, забруднення повітря та води є значно вищим гранично допустимих рівнів. Теплоенергетика відноситься до основних джерел емісії парникових газів [3]. У світі вважається фактом, що видобуток та використання вугілля як джерела енергії має негативний вплив на навколишнє природне середовище на глобальному та місцевому рівнях [4].

Більше 38% електроенергії, що виробляється у світі, базується на вугіллі [5,6]. Низька вартість видобутку вугілля у поєднанні з високими запасами сировини роблять його привабливим джерелом енергії для ринків країн, що розвиваються, наприклад, в Індії та Китаї [7]. Загальне споживання енергії палива в Китаї у 2018 р. було 3164 млн. тонн умовного палива або TCE (Ton of Coal Equivalent – тонна стандартного вуглецевого еквіваленту з теплотою згоряння 7000 ккал/кг або 29,30 МДж/кг) [8], це приблизно становить 54% енергії, що споживається в Азії та майже чверть всього світового споживання [9]. Проте Китай також генерує найбільшу кількість  $\text{CO}_2$  у світі: у 2017 році його частка в світових викидах становила 27,21% [10]. Протилежна тенденція спостерігається в розвинених країнах, які мають тенденцію до збільшення відсотка відновлювальних джерел енергії в їх загальному національному споживанні енергії [11]. Частка відновлюваних джерел енергії у світовому

виробництві енергії у 2018 році становила 26%, що на 0,8% більше, ніж рік тому [10].

Хоча, якщо розглядати енергоринок у Польщі, то 80% виробленої електроенергії все ще базується на вугіллі. Беручи до уваги останні інвестиції в енергетику Польщі, наприклад, будівництво нових енергоблоків, а також на національну енергетичну політику, схоже, що вугілля і на тривалий період залишатиметься основною сировиною для виробництва електроенергії в Польщі [12, 13, 14].

Зростаюча механізація видобутку вугілля призводить як до підвищення ефективності виробництва, так і до зростання частки дрібного вугілля (зернистістю 0–20 мм). Дрібне вугілля має високий вміст сірки, отже його пряме спалювання є серйозним джерелом забруднення навколишнього середовища. Важливе значення має розумне використання дрібного вугілля для стійкого та безпечного розвитку енергетики [15].

Існують два основні способи спалювання вугілля: спалювання у шарі та пиловугільне спалювання. За попередньою технологією вугілля подається на колосник і характер горіння залежить від напрямків потоку палива та повітря. Цей вид горіння реалізований у топках з колосниковою решіткою. Сучасний спосіб шарового спалювання, що відбувається в псевдозрідженому (киплячому) шарі, являє собою процес, при якому частинки твердого палива, підважені повітрям і димовими газами, згоряють в рівномірно розподіленому висхідному потоці повітря. Цей спосіб спалювання має високу ефективність та здатен досягати теплової потужності до 135 т пари на годину [16].

Паливні з колосниковими решітками є найстарішими і найбільш часто використовуваними для промислових і комунальних котелень, що використовують котли малої потужності. У таких котлах подрібнене вугілля (як правило, 95% частинок розміром менше 32 мм і від 20% до 60% менше 6 мм) подається на колосникову решітку, де первинне повітря проходить вгору через шар вугілля. Подрібнені шматки вугілля нагріваються, сушаться, дегазують і згоряють, залишаючи золу у вигляді жужелю на дні шару.

Температура у шарі вугілля залежить від швидкості згоряння, типу та розміру частинок вугілля, а також від товщини вугільного шару. Власні потреби в енергії у колосникових паливнях невисокі, але втрати палива в таких пристроях значні [17].

При технології факельного спалювання вугілля у частинок пилу ретельно переміщується з повітрям. Така технологія використовується в пиловугільних котлах або в циклонних котлах. У пиловугільному котлі вугілля захоплюється потоком повітря та потрапляє до паливні, утворюючи факел, а у циклонних котлах вугільний пил обертається разом з повітрям, утворюючи вихор.[16]. До пиловугільних котлів окрім вугілля також можна подавати біомасу або інші горючі матеріали [18]. Це найбільш поширена технологія спалювання вугілля, яка позбавляє необхідності постійної присутності людини біля котла та обмеженими властивостями обладнання, вона гарантує задовільне спалювання практично будь-якого класу вугілля [19]. У пиловугільних паливнях виділяється набагато більше тепла на одиницю об'єму, ніж у паливнях шарового спалювання, тому перші використовуються для виробництва пари продуктивністю більше 135 т/год. Пиловугільні котли мають істотну перевагу в надійності та застосуванні до всіх марок вугілля, вони можуть бути повністю автоматизованими та об'єднані у блочні схеми або з поперечними зв'язками. До недоліків пиловугільного спалювання можна віднести високу енергоємність споживання на етапі розмелювання вугілля та високі викиди твердих частинок (золи) та  $\text{SO}_2$  і  $\text{NO}_x$  [20].

Циклонні паливні є ще одним прикладом традиційної технології спалювання вугілля. Вони здатні спалювати більші частинки вугілля (розміром до 6 мм) у вигляді пило-повітряної суміші. Крім того, під час спалювання в них виробляється значна кількість тепла. Об'ємна теплова напруженість циклонної паливні становить до 20 кДж/м<sup>3</sup> паливні, тоді як у паливнях пиловугільних котлів вона максимум досягає 15,6 кДж/м<sup>3</sup>. Однак високотемпературне спалювання вугілля у циклонних паливнях сприяє утворенню значних викидів оксидів азоту  $\text{NO}_x$  [21].

Технологія спалювання вугілля в киплячому шарі, особливо в циркулюючому киплячому шарі є найсучаснішою технологією спалювання вугілля [22]. Технологія має багато застосувань в енергетиці, металургії, хімічній та фармацевтичній промисловості [23]. Основні переваги киплячого шару полягають у високій здатності теплообміну в шарі, що дає можливість проектувати більш компактні котлоагрегати, що, у свою чергу, призводить до менших інвестицій та амортизаційних витрат. Крім того, технології з киплячим шаром характеризуються більш високою ефективністю горіння, вищим питомим виходом тепла – до 3 МВт/м<sup>2</sup> площі поверхні шару. Оскільки спалювання вугілля відбувається при набагато нижчих і більш рівномірно розподілених температурах (820-950 °C), ніж для факельного спалювання, то викиди NO<sub>x</sub> нижчі, а можливість використання кальцієвого сорбенту для зв'язування діоксиду сірки безпосередньо в паливні протягом тривалого часу (десятки секунд) дозволяє значно зменшити викиди SO<sub>2</sub> [24]. З іншого боку, технологія має певні недоліки: досить велика кількість твердих залишків (деякі з яких вимагають спеціальної методики утилізації), а також утворення значних кількостей парникового газу геміоксиду азоту N<sub>2</sub>O (оксиду діазоту) через нижчі температури горіння, ніж для факельного спалювання.

#### *1.1.2 Стан теплової енергетики України*

Загальна встановлена потужність конденсаційних теплових електростанцій України (ТЕС ГК) у вересні 2021 р. за даними НЕК «Укренерго» [25] становила 21842 МВт, що складає 39,04% від загальної встановленої потужності енергосистеми України та є найбільшою серед інших груп джерел електричних потужностей (таблиця 1.1.)

Більшість енергоблоків ТЕС України є пиловугільні. Не менш важливою проблемою теплової енергетики є фізичне зношення та моральна застарілість основного обладнання [26]. Основу теплоенергетики складають 14 теплоелектростанцій (таблиця 1.2), на яких розміщено 83 вугільні енергоблоки.

Таблиця 1.1. Встановлена потужність енергосистеми України

| Джерело енергії                        | Встановлена потужність, МВт | Відсоток від загальної потужності |
|----------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| Атомні електростанції АЕС              | 13835                       | 24,73                             |
| Теплоелектростанції ТЕС ГК             | 21842                       | 39,04                             |
| Гідравлічні електростанції ГЕС         | 4829                        | 8,63                              |
| Гідроаккумулятивні електростанції ГАЕС | 1488                        | 2,66                              |
| Теплоелектроцентралі ТЕЦ               | 6115                        | 10,93                             |
| Сонячні електростанції СЕС             | 6091                        | 10,89                             |
| Вітрові електростанції ВЕС             | 1529                        | 2,74                              |
| Електростанції на біопаливі БіоЕС      | 212                         | 0,38                              |
| <b>Всього</b>                          | <b>55941</b>                | <b>100</b>                        |

Таблиця 1.2. Характеристики вугільних ТЕС України [26]

| Назва станції  | Марка вугілля | Кількість блоків | Потужність енергоблоків, МВт | Роки введення в експлуатацію |
|----------------|---------------|------------------|------------------------------|------------------------------|
| Луганська      | А, П          | 6                | 1425                         | 1961-1969                    |
| Старобешівська | А, П          | 10               | 1750                         | 1961-1967                    |
| Слов'янська    | А, П          | 1                | 800                          | 1967-1971                    |
| Вуглегірська   | А, П          | 4                | 1200                         | 1972-1977                    |
| Курахівська    | Г, Д          | 7                | 1487                         | 1971-1975                    |
| Зуївська       | Г, Д          | 4                | 1245                         | 1981-1988                    |
| Придніпровська | А, П          | 5                | 1755                         | 1958-1965                    |
| Криворізька    | П             | 8                | 2256                         | 1965-1973                    |
| Запорізька     | Г, Д          | 4                | 1200                         | 1972-1979                    |
| Зміївська      | А, П          | 10               | 2175                         | 1960-1969                    |
| Трипільська    | А, П          | 4                | 1200                         | 1969-1972                    |
| Ладизинська    | Г, Д          | 6                | 1800                         | 1970-1971                    |
| Добротвірська  | Г, Д          | 2                | 300                          | 1963-1964                    |
| Бурштинська    | Г, Д          | 12               | 1800                         | 1965-1969                    |

Старобешівська ТЕС та Зуївська ТЕС загальною встановленою потужністю близько 2,9 ГВт розташовані на території, які не контролюються урядом України через розв'язаний росією воєнний конфлікт на південному

сході. На неконтрольованих територіях перебуває також близько 60 % вугільних шахт і збагачувальних фабрик, причому тільки 24 з них у 2014 р. працювали в нормальному режимі. Вугільні підприємства, які припинили роботу, раніше видобували майже 40 % вугілля. У 2014 р. в Україні видобуто лише 65,0 млн т вугілля, що на 22,4 % менше, ніж у 2013 р. Гостро постала проблема з постачанням вугілля на пиловугільні електростанції, що використовують вугілля марок А і П (антрацит і пісне вугілля), яке видобувається в Донбасі. Таких електростанцій в Україні – половина (7 з 14), а їх сумарна встановлена потужність – близько 12,3 ГВт. На жаль, імпорт не може перекрити нестачу вугілля антрацитової групи, оскільки українські ТЕС орієнтовані на використання вугілля саме Донецького басейну. З середини 2015 року почалось переведення частини теплоелектростанцій на використання вугілля газової групи – марок Г і Д (газового та довгополуменового), що було пов'язано зі значними фінансовими витратами.

Євроінтеграційне спрямування України потребувало взяття на себе зобов'язання щодо переходу на «безвуглецеву» (відновлювану чи «зелену») енергетику. Ключові події на цьому шляху: у 2016 рік – приєднання до Паризької кліматичної угоди [27] та 2022 рік – Оновлений національний визначений внесок України до Паризької кліматичної угоди із зобов'язанням зменшення у 2030 році викидів парникових газів до 35% від рівня 1990 року [28]; 2017 рік – затвердження нової Енергетичної стратегії [29] з метою зниження до 2035 року частки вугілля серед первинних джерел до 12,5%, частки вироблення електроенергії ТЕС і ТЕЦ – до 32%; 2021-23 рр. – приєднання до стратегії Євросоюзу Green Deal (Зелений виклик) з зобов'язанням повного припинення видобутку вугілля та закриття вугільної енергетики до 2050 р. [28].

В Енергетичній стратегії України на період до 2035 року [29, 30] ставилась задача поступового збільшення частки відновлюваних джерел таких як ВЕС, СЕС, ГЕС при зменшенні частки ТЕС та АЕС. Прогноз на 2020 рік передбачав збільшення вироблення гідроенергії до 10 млрд. кВтгод, ВЕС і

СЕС – до 9 млрд. кВтгод, збереження виробітку АЕС на рівні 85 млрд. кВтгод та зменшення виробництва ТЕС і ТЕЦ до 60 млрд. кВтгод. Фактичні дані (таблиця 1.3) свідчать, що контрольні показники по виробленій електроенергії від ГЕС України не досягнуті через засухи кількох попередніх років. Натомість задачі збільшення виробітку на ВЕС і СЕС та зменшення виробництва на АЕС і теплових електростанцій навіть перевиконані.

Таблиця 1.3. Виробництво та імпорт електроенергії в Україні в 2016-20 рр.,  
млн. кВтгод.

| Назва типу електростанцій                                       | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| АЕС                                                             | 80950           | 85576,2         | 84398,1         | 83002,7         | 76202,5         |
| ТЕС генеруючих компаній (ГК)                                    | 49902,3         | 44960,2         | 47792,0         | 44915,1         | 39562,6         |
| ТЕЦ, когенераційні установки, блок-станції                      | 13286,1         | 12414,7         | 12519,6         | 12638,5         | 14643,3         |
| ГЕС та ГАЕС (з вирахуванням споживання ГАЕС в насосному режимі) | 7218,8          | 8400,2          | 9862,3          | 6033,8          | 5466,1          |
| Альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, інші)                          | 1560            | 1896,3          | 2632,4          | 5542,2          | 10862,1         |
| Імпорт                                                          | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 2698,5          | 2284,9          |
| <b>Всього</b>                                                   | <b>152917,2</b> | <b>153247,6</b> | <b>157204,4</b> | <b>154830,8</b> | <b>149021,5</b> |
|                                                                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Частка в загальному обсязі, %                                   | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            |
| АЕС                                                             | 52,9            | 55,8            | 53,7            | 53,6            | 51,1            |
| ТЕС генеруючих компаній (ГК)                                    | 32,6            | 29,3            | 30,4            | 29,0            | 26,5            |
| ТЕЦ, когенераційні установки, блок-станції                      | 8,7             | 8,1             | 8,0             | 8,2             | 9,8             |
| ГЕС та ГАЕС (з вирахуванням споживання ГАЕС в насосному режимі) | 4,7             | 5,5             | 6,3             | 3,9             | 3,7             |
| Альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, інші)                          | 1,0             | 1,2             | 1,7             | 3,6             | 7,3             |
| Імпорт                                                          | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 1,7             | 1,5             |
| <b>Всього</b>                                                   | <b>100,0</b>    | <b>100,0</b>    | <b>100,0</b>    | <b>100,0</b>    | <b>100,0</b>    |

Але такі зміни в структурі генерації призвели до цілого ряду негативних наслідків, серед яких – дефіцит електроенергії, який змусив її імпортувати у 2019-2020 рр., збільшення середньої вартості виробленої електроенергії, її транспорту та розподілу, що обумовлює необхідність суттєвого збільшення тарифів для споживачів [29]. Таке прискорене збільшення частки відновлювальних джерел енергії протирічить Паризькій кліматичній угоді, згідно з якою плани скорочення викидів парникових газів України мають

розроблялись з урахуванням наявних енергоресурсів та без нанесення шкоди власній економіці. За цих умов збитковими стали не тільки атомна, гідро- і теплова генерації, а й вугільна галузь, якій не вигідно продавати вугілля за заниженими цінами, що державною дотацією компенсуються лише державним шахтам і тільки частково. Як наслідок, у 2019-2020 рр. відбувалось зменшення видобутку вугілля (табл. 1.4), яке неминуче супроводжувалось зростанням його собівартості за рахунок збільшення відносної частки умовно-постійних витрат [31].

Таблиця 1.4. Динаміка видобутку та імпорту енергетичного вугілля в Україні

| Видобуток, млн. т (переважно газова група): | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Державні підприємства                       | 4,2  | 3,9  | 3,6  | 2,7  | 2,2  |
| Приватні підприємства (переважно ДТЕК)      | 28,3 | 24,2 | 23,9 | 22,2 | 20,5 |
| Всього                                      | 32,5 | 28,1 | 27,5 | 24,9 | 22,7 |
| Імпорт, млн. т (переважно антрацит і пісне) | 0,50 | 5,10 | 5,2  | 6,0  | 2,6  |
| В т.ч. з РФ, млн. т                         | 0,24 | 3,80 | 4,1  | 5,30 | 2,4  |

Крім того, навіть розвинені країни світу не прагнуть повністю зупиняти вугільні ТЕС лише через необхідність диверсифікації споживання палива, що може бути виправдано з точки зору національної безпеки. Ці тенденції підтверджують необхідність продовження досліджень щодо підвищення енергоефективності використання викопного палива та зменшення негативного впливу теплоенергетики на клімат та навколишнє природне середовище.

Розв'язана Росією в лютому 2022 року війна проти України докорінно змінила роботу Об'єднаної енергетичної системи України, яка вимушена працювати в умовах ракетних бомбардувань електростанцій та дефіциту генерації. В квітні 2023 р. Кабінетом Міністрів України була схвалена Енергетична стратегія України на період до 2050 року [32]. Головне завдання стратегії – це перетворення України на енергетичний європейський хаб, що зможе допомогти Європі остаточно позбутися залежності від російського викопного палива завдяки виробленій в Україні чистій енергії [33].

Стратегія передбачає кілька сценаріїв розвитку безпеки та економіки, які залежать від термінів закінчення війни, темпів зростання ВВП, демографічної ситуації та інтеграції України до Європейського Союзу. Україна включно до 2050 р. має наростити потенціал потужності гідрогенерації – до 9 ГВт, сонячної – до 94 ГВт, вітрової генерації – до 140 ГВт, , накопичувачів енергії – до 38 ГВт, атомної генерації – до 30 ГВт, ТЕЦ та біоенергетичних потужностей – до 18 ГВт [33].

Але після досягнення перемоги над окупантом протягом перехідного періоду не менше 10-15 років твердопаливна енергетика України, яка базується на власних запасах вугілля та продовжуватиме виконання ролі маневрених потужностей в ОЕС України, буде потребувати нових знань для впровадження енергоефективних та природоохоронних заходів. [34]

#### *1.1.3 Шляхи підвищення енергоефективності спалювальних установок.*

Зростання енергоефективності роботи спалювальної установки спрямоване на зменшення споживання палива на виробництво одиниці енергії. Особливо це стосується економії викопного палива, спалювання якого призводить до утворення викидів. Впровадження технологій заходів і підвищення енергоефективності, у першу черг, шляхом економного використання енергетичних ресурсів, стимулюється українським [35] та європейським [36] законодавством.

В 2017 році Європейським Союзом було прийняте Імплементатійне рішення Комісії (ЄС) про встановлення Висновків щодо найкращих доступних технологій – НДТ (Best Available Techniques – BAT) для спалювальних установок [37]. Щодо енергоефективності спалювальних установок, то найкращі доступні технології полягають у використанні відомих на сьогодні технологій або їх комбінацій (BAT 12), частково викладених в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. Енергоефективні технології для спалювальних установок [37]

| Технологія |                                         | Опис                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Застосовність                                                                                                                                                         |
|------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1          | Оптимізація спалювання                  | Заходи, вжиті для максимізації ефективності перетворення енергії, напр. в паливні/котлі, зводячи до мінімуму викиди (зокрема CO). Це досягається поєднанням методів, включаючи хорошу конструкцію обладнання спалювання, оптимізацію температури (наприклад, ефективне змішування палива та повітря для згоряння) і часу перебування в зоні згоряння, а також використання передової системи управління. Оптимізація спалювання мінімізує вміст незгорілих речовин у димових газах і твердих залишках згоряння | Загально-застосовні                                                                                                                                                   |
| 2          | Оптимізація умов робочого середовища    | Робота при максимально можливому тиску та температурі робочого середовища газу або пари в межах обмежень, пов'язаних, наприклад, з контролем викидів NOx або характеристиками необхідної енергії                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                       |
| 3          | Оптимізація парового циклу              | Робота з нижчим тиском вихлопу турбіни з використанням найнижчої можливої температури води для охолодження конденсатора в межах проектних умов                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                       |
| 4          | Мінімізація енерговитрат                | Мінімізація внутрішнього споживання енергії (наприклад, більша ефективність насоса живильної води)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                       |
| 5          | Попередній підігрів повітря для горіння | Повторне використання частини тепла, отриманого від димових газів після спалювання, для попереднього підігріву повітря, що використовується для горіння                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Застосовується загально в межах обмежень, пов'язаних із необхідністю контролю викидів NOX                                                                             |
| 6          | Передова система керування              | Використання комп'ютерної автоматичної системи керування ефективності спалювання та підтримки запобігання та/або скорочення викидів. Це також включає використання високопродуктивного моніторингу. Комп'ютеризоване керування основними параметрами спалювання дозволяє підвищити ефективність згоряння. Загалом застосовується до нових установок. Застосовність до старих установок може бути обмежена необхідністю модернізації системи спалювання та/або системи управління                               | Застосовується загалом до нових установок. Застосовність до старих установок може бути обмежена необхідністю модернізації системи спалювання та/або системи керування |

| Технологія |                                                                         | Опис                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Застосовність                                                                                                                                                                                                                      |
|------------|-------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 7          | Попередній підігрів живильної води з використанням рекуперованого тепла | Попередній нагрів води, що виходить з парового конденсатора, за допомогою рекуперованого тепла, перш ніж повторно використовувати її в котлі                                                                                                                                                                                                                                                   | Застосовується лише до парових котлів, а не до водогрійних котлів. Застосовність до існуючих установок може бути обмежена через обмеження, пов'язані з конфігурацією установки та кількістю рекуперованого тепла                   |
| 8          | Конденсатор димових газів                                               | Теплообмінник, у якому вода попередньо нагрівається димовими газами перед нагріванням у конденсаторі пари. Таким чином, пара в димових газах конденсується, коли вони охолоджуються теплою водою. Конденсатор димових газів використовується як для підвищення енергоефективності паливнєвої установки, так і для видалення забруднюючих речовин, таких як пил, SOx, HCl і HF з димових газів. | Як правило, застосовується до ТЕЦ за умови достатнього попиту на низькотемпературне тепло                                                                                                                                          |
| 9          | Мінімізація втрат тепла                                                 | Зведення до мінімуму втрат залишкового тепла, напр. ті, які виникають через шлак, або ті, які можна зменшити шляхом ізоляції джерел випромінювання                                                                                                                                                                                                                                             | Застосовується лише до установок спалювання на твердому паливі та установок газифікації/IGCC                                                                                                                                       |
| 10         | Передові матеріали                                                      | Використання передових матеріалів, які, як доведено, здатні витримувати високі робочі температури та тиск і, таким чином, досягти підвищення ефективності процесу генерації пари/згоряння                                                                                                                                                                                                      | Застосовується тільки для нових установок                                                                                                                                                                                          |
| 11         | Модернізація парової турбіни                                            | Це включає такі методи, як підвищення температури та тиску пари середнього тиску, додавання турбіни низького тиску та модифікації геометрії лопаток ротора турбіни.                                                                                                                                                                                                                            | Застосовність може бути обмежена попитом, умовами пари та/або обмеженим терміном експлуатації установки                                                                                                                            |
| 12         | Надкритичні та ультра-надкритичні параметри умови пари                  | Використання парового контуру, включаючи системи проміжного підігріву пари, в яких пара може досягати тиску вище 220,6 бар і температури вище 374 °C у разі надкритичних умов і вище 250–300 бар і температури вище 580–600 °C у випадку ультра-надкритичних умов                                                                                                                              | Застосовується лише до нових блоків тепловою потужністю $\geq 600$ МВт, які працюють $> 4000$ год/рік. Для установок, що спалюють біомасу, застосовність може бути обмежена високо-температурною корозією у випадку певної біомаси |

Аналізу усіх аспектів впровадження енергоефективних технологій для спалювальних установок, присвячено цілий ряд оглядів та наукових робіт [38-49]. Підвищення параметрів перегрітої пари до надкритичних та ультра-надкритичних значень дає дуже значне зростання коефіцієнта корисної дії (ККД) пароводяного циклу (від 38 до 44 %) [38-41], але при цьому потрібного спорудження нових енергоблоків, що не буде актуальним для умов енергетики України.

В таблиці 1.6 приведені типові ефективності (брутто) котлів, які відповідають вимогам європейського стандарту EN 12952-15 [38]. Енергоефективні технології сприятимуть досягненню верхніх значень ККД.

Таблиця 1.6. Типові ККД котлів, розраховані згідно EN 12952-15

| Паливо         | ККД, % |
|----------------|--------|
| Природний газ  | 94-95  |
| Мазут          | 92-95  |
| Вугілля        | 88-92  |
| Деревні пелети | 87-91  |
| Кора           | 85-90  |
| Торф           | 85-89  |

В статті [43] експериментально було доведено, що для жаротрубного котла використання рекуперації тепла та сушіння палива зменшують вміст вологи в паливі на 3 %, а ККД котла підвищується на 0,41%. Попередній нагрів повітря означає підвищення температури на 35°C або підвищення ККД котла на 0,72%. Середня точність регулювання витрати повітря становить 89,15%, що свідчить про підвищення ККД котла на 4,34%. При одночасному функціонуванні трьох систем завдяки автоматичній системі керування було досягнуто збільшення ККД котла на 5,15%.

Енергоефективність позитивно впливає на екологічні та економічні характеристики роботи теплоенергетичних установок [38, 44]. Зростання ККД роботи теплоенергетичної установки з  $\eta_1$  до  $\eta_2$  ( $\eta_2 > \eta_1$ ) призводить до [38]:  
– відносної економії палива:

$$\Delta e = 1 - \eta_1/\eta_2 \quad (1.1)$$

– відносних втрат тепла:

$$\Delta a = \Delta e / (1 - \eta_1) = 1 - \{ \eta_1 \cdot (1 - \eta_2) \} / \{ \eta_2 \cdot (1 - \eta_1) \} \quad (1.2)$$

– відносного зниження викидів (CO<sub>2</sub> та забруднюючих речовин)

$$\Delta C = 1 - \eta_1/\eta_2 \quad (1.3)$$

– питомих викидів забруднюючих речовин (мг/кВтгод)

$$\Delta \varepsilon = (3,6 \cdot V_{FG} \cdot x / LHV) \times (1/\eta_1 - 1/\eta_2) \quad (1.4)$$

де  $V_{FG}$  – питомий об'єм димових газів, нм<sup>3</sup>/кг;

$x$  – концентрація забруднюючої речовини, мг/нм<sup>3</sup>;

LHV – нижча теплота згоряння палива, МДж/кг;

1 кВтгод = 3,6 МДж.

В роботах [45, 46] показано, які заходи доцільні в теплоенергетиці для зменшення енергоспоживання на допоміжні установки та пристрої теплоенергетичних установок та як це позитивно впливає на економію палива і скорочення викидів діоксиду вуглецю як основного парникового газу.

В статті [47] показано, термодинамічний аналіз теплотехнологічного комплексу цукрового виробництва, що включає ТЕЦ та тепломасообмінні установки, як єдиної системи дозволяє проаналізувати основні фактори впливу на енергетичну ефективність комплексу безвідносно до перебігу процесів, що реалізуються в ньому. Такий підхід також можна ефективно використовувати для визначення «енергозберігаючого потенціалу» підприємства.

Застосування біомаси для спалювання в котлах окремо або разом з вугіллям може відноситися до енергоефективних технологій [42, 48, 49], оскільки при спалюванні відбувається утилізація біомаси як відходів та джерела утворення метану CH<sub>4</sub> як парникового газу і зменшуються викиди забруднюючих речовин, бо біомаса має низьку зольність (до 5 %) та практично не містить сірки. Високий вихід летких ( $V^{daf} > 50$  %) для біомаси покращує умови займання палива. Біомаса вважається кліматично

нейтральним паливом з нульовими викидами CO<sub>2</sub> [50], оскільки при рості рослин йде поглинання вуглекислого газу.

Але основна увага при виборі енергоефективних технологій має приділятися оптимізації процесу спалювання палива з досягненням мінімально можливих втрат хімічної енергії палива тепла палива: втрат тепла з гарячими димовими газами, з наявністю незгорілого вуглецю в золі, наявністю горючих газів в димових газах, емісією тепла в довкілля, з викидами гарячої золи та шлаку [38].

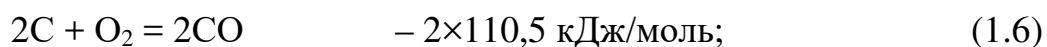
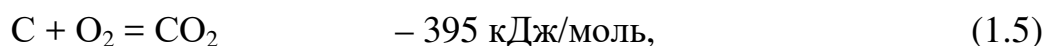
## 1.2 Особливості горіння палив

### 1.2.1. Фізико-хімічні особливості горіння частинки твердого палива.

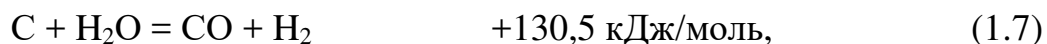
Процес горіння твердого палива представляє собою комплекс складних фізико-хімічних явищ: теплообмін частинок з середовищем, вихід і горіння летких, горіння коксового залишку. Процес горіння можна розбити на відносно незалежні стадії: прогрів частинки до виходу або займання летючих, горіння летких речовин поблизу поверхні частинки, що сприяє швидкому прогріванню частинки, горіння коксового залишку, що складається практично тільки з вуглецю та мінеральної частини. Горіння летких, як і прогрівання частинок, є досить швидким процесом у порівнянні з горінням коксового залишку. Горіння коксового залишку шляхом взаємодії між вуглецем коксу та газовими компонентами: киснем, вуглекислим газом та водяною парою, які дифундують з об'єму до поверхні частинки. Воно становить до 90% загального часу горіння вугільної частинки [51, 52, 53].

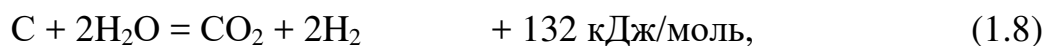
Горіння вуглецю як основного компонента палива можна формально характеризувати такими хімічними реакціями [53]:

- первинні реакції вуглецю з киснем:

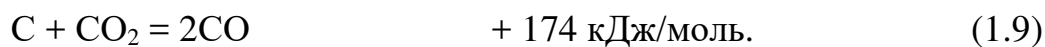


- первинні реакції вуглецю з водяною парою:

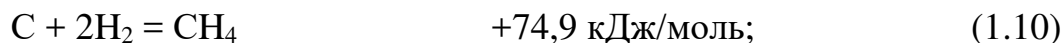




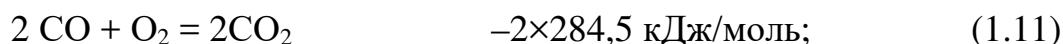
- вторинна гетерогенна ендотермічна реакція взаємодії діоксиду вуглецю з вуглецем



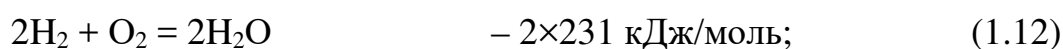
- вторинна гетерогенна ендотермічна реакція взаємодії водню з вуглецем



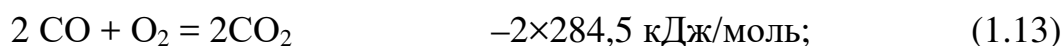
- вторинна гомогенна реакція горіння оксиду вуглецю в пограничному шарі:



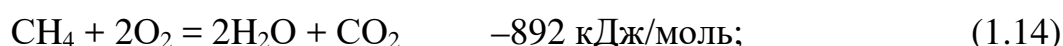
- вторинна гомогенна реакція горіння водню вуглецю в пограничному шарі:



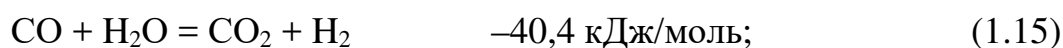
- вторинна гомогенна реакція горіння оксиду вуглецю в пограничному шарі:



- вторинна гомогенна реакція горіння метану в пограничному шарі:



- вторинна гомогенна реакція взаємодії оксиду вуглецю та водяної пари в пограничному шарі (реакція водяного зсуву):



При гетерогенному горінні вуглецевої частинки можна виділити два основних процеси, що визначають швидкість вигорання: дифузію кисню аь іншого газу-реагенту з об'єму до поверхні вуглецевої частинки, і власне швидкість хімічного реагування кисню з вуглецем на поверхні частинки палива (рис. 1.1).

Потік газу-реагенту, що поглинається за рахунок хімічного реагування, може бути розрахований за формулою, кг/(м<sup>2</sup>·с):

$$j = kc_{\text{п}}, \quad (1.16)$$

де  $k$  – константа швидкості хімічного реагування, м/с;  $c_{\text{п}}$  – концентрація газу-реагенту на поверхні частинки, кг/м<sup>3</sup>.

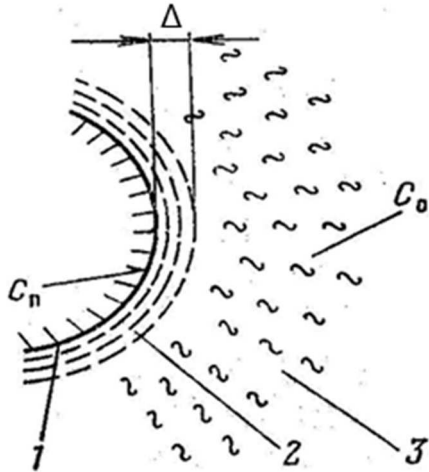


Рис. 1.1. Схема горіння вуглецевої частинки: 1 – поверхня частинки; 2 – погранична плівка; 3 – зона турбулентного потоку;  $c_0$  – концентрація кисню в об'ємі газу;  $c_n$  – концентрація кисню на поверхні частинки;  $\delta$  – товщина дифузійного пограничного шару.

З іншого боку, потік кисню, що доставляється за рахунок дифузії до реагуючої поверхні,  $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ ,

$$j = \alpha_D (c_0 - c_n), \quad (1.17)$$

де  $\alpha_D$  – коефіцієнт дифузійного масообміну,  $\text{м}/\text{с}$ ,

$$\alpha_D = Sh D / \delta;$$

$Sh$  – число Шервуда (дифузійний Нусельт  $Nu_D$ );

$D$  – коефіцієнт дифузії,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\delta$  – розмір частинки,  $\text{м}$ ;

$c_0$  – концентрація кисню в об'ємі газу,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Прирівнюючи потоки та виключаючи невідоме значення концентрації вуглецю на поверхні  $c_n$ , отримаємо вираз для константи узагальнюючої швидкості взаємодії кисню з палаючої вуглецевої часткою, що включає як дифузійний опір, так і опір хімічної реакції,  $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ :

$$j = \alpha_{\text{ef}} \cdot c_0 = \frac{c_0}{\frac{1}{k} + \frac{1}{\alpha_D}}, \quad (1.18)$$

де  $\alpha_{\text{ef}}$  – коефіцієнт реакційного газообміну,  $\text{м}/\text{с}$ .

В області низьких температур швидкість хімічних реакцій, яка описується законом Арреніуса  $k = k_0 \cdot \exp[-E/(RT)]$ , є малою і в багато разів менше швидкості, з якою кисень може бути доставлений дифузією до поверхні ( $k \ll \alpha_D$ ). Концентрація кисню на поверхні частинки дорівнює концентрації кисню в об'ємі газу ( $c_n = c_0$ ). Процес обмежується швидкістю самого хімічного реагування ( $j = k \cdot c_0$ ). Тому ця область протікання реакції отримала назву кінетичної. При високих температурах горіння в кінетичній області може наступити при великих швидкостях потоку і малих розмірах частинок палива.

При високих температурах швидкість реакції, яка визначається законом Арреніуса, настільки зростає, що процес горіння починає лімітувати швидкістю доставки кисню до частинки ( $k \gg \alpha_D$ ). Швидкість реакції настільки велика, що доставляється дифузією кисень миттєво вступає в хімічну реакцію ( $c_n \rightarrow 0$ ). Швидкість горіння в цьому випадку визначається швидкістю дифузії кисню до поверхні частки ( $j = \alpha_D \cdot c_0$ ), режим горіння називається дифузійним.

При спалюванні твердого палива в щільному або киплячому шарі, горіння великих частинок йде звичайно в дифузійній області. При пилоподібному спалюванні відносна швидкість між газом і паливною частинкою невелика, при цьому число Шервуда (дифузійний Нуссельт  $Nu_D$ )  $Sh = \alpha_D \cdot \delta / D$  прямує до 2. Коефіцієнт молекулярної дифузії  $D$ ,  $m^2/s$ , розраховують як коефіцієнт взаємодифузії кисню і азоту за формулою [49]:

$$D = 0,16 \cdot 10^{-4} (T/273)^{1,9} \quad (1.19)$$

Зі зменшенням діаметра частинки  $d_p$ , падає дифузійний опір, тобто зменшення діаметра пилових частинок, дозволяє підвищити швидкість їх горіння.

### *1.2.2 Схеми пограничного шару в рамках теорії приведеної плівки.*

При горінні вуглецевої частинки кисень витрачається та неперервно підводиться навколишнього газового об'єму. Продукти згоряння відводяться від поверхні. Таким чином, хімічний процес горіння (високотемпературна

взаємодія кисню з вуглецем) супроводжується фізичним процесом зустрічної дифузії. Наслідком одночасного протікання цих процесів є певний розподіл концентрацій (парціальних тисків) продуктів згоряння біля поверхні палаючої частинки. Розподіл концентрацій пов'язаний з умовами протікання процесу.

На рис. 1.2 представлено розподіл концентрацій, температур та потоків поблизу поверхні палаючої частинки коксу [53].

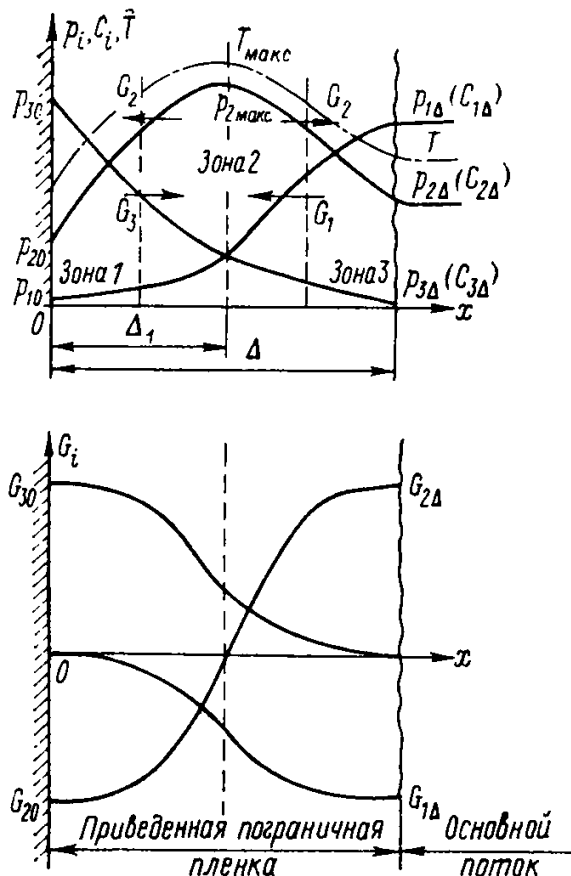


Рисунок 1.2 – Розподіл парціальних тисків  $p_i$  (концентрацій  $C_i$ ), температур  $T$  та потоків  $G_i$  газових компонентів біля поверхні палаючої вуглецевої частинки за відсутності водяної пари (1 –  $\text{O}_2$ , 2 –  $\text{CO}_2$ , 3 –  $\text{CO}$ ).

Процеси, що відбуваються в пограничному шарі біля поверхні палаючої частинки зручно враховувати методом приведеної плівки, коли вважається, що в ядрі потоку, який оточує частинку, має місце молярне перенесення, що викликане турбулентними пульсаціями, а в умовах пограничної плівки здійснюється лише молекулярне дифузійне перенесення. Тому до плівки газовий потік є однорідним (відсутні градієнти температур та концентрацій), а

їх зміна має місце в межах плівки товщиною  $\Delta$ . На рис. 1.2 також показано відстань  $\Delta_1$  від поверхні частинки до зони, в якій відбувається догорання горючих продуктів газифікації вуглецю CO і  $H_2$  до діоксиду вуглецю  $CO_2$  та водяної пари  $H_2O$ , відповідно.

У міру зростання температури, тобто швидкості догорання CO і  $H_2$ , а також збільшення товщини пограничного шару кисень все більшою мірою витрачається на догорання CO і  $H_2$  в приведеній плівці. При цьому можна розглядати три випадки.

1. Кисень, незважаючи на взаємодію з CO та  $H_2$  досягає поверхні, і може протікати його пряма взаємодія з вуглецем. Цей випадок зазвичай називають схемою палаючого пограничного шару. Схема палаючого пограничного шару має місце при значеннях критерію Семенова  $0,4 < Se < 2$ , коли при аналізі слід враховувати горіння CO та  $H_2$  в межах приведеної пограничної плівки. Критерій Семенова  $Se$  визначається як

$$Se = \sqrt{k_4 D} / \alpha_D \quad (1.20)$$

де  $k_4$  – константа гомогенної реакції догорання CO за реакцією (1.11) в межах пограничного шару,  $s^{-1}$ .

2. Кисень не досягає вуглецевої поверхні, повністю витрачаючись в межах приведеної плівки на догорання CO і  $H_2$ . У такому разі витрачання вуглецю відбувається тільки за відновними реакціями (1.9) і (1.10), а пограничний шар ділиться на непалаючі та палаючі зони, причому палаюча зона розташовується всередині приведеної плівки між двома зонами, в яких горіння відсутнє (рис.1.2). Таку схему вигорання називають схемою подвійного палаючого пограничного шару. Зазвичай вона має місце при високій температурі та досить великих вуглецевих частинках або при шаровому горінні. Перехід до схеми подвійного палаючого пограничного шару починається при значенні критерію Семенова  $Se > 2$ . Якщо  $Se > 10$ , то зона взаємодії CO з  $O_2$  стає настільки тонкою, що вона перетворюється в поверхню, тобто реакції будуть

проходити не у всьому об'ємі приведеної плавки, а на якій поверхні горіння всередині приведеної плівки ( $Se \rightarrow \infty$ )

3. Швидкість горіння CO і H<sub>2</sub> невелика і, отже, їхнє горіння в межах приведеної плівки практично не впливає на розподіл концентрації компонентів, насамперед кисню, який досягає поверхні, і проходять гетерогенні реакції, а оксид вуглецю та водень виходять із приведеної плівки та згоряють у газовому потоці. У такому випадку в межах приведеної плівки відбуваються тільки дифузійні процеси. Цю схему називають схемою з непалаючим пограничним шаром. Схему непалаючого пограничного шару можна застосовувати для аналізу процесу горіння при  $Se < 0,4$ , коли горінням CO і H<sub>2</sub> в межах приведеної плівки можна знехтувати. Такий випадок має місце при горінні дрібних вуглецевих частинок в умовах помірних температур (1200-1600 К), характерних для існуючих пиловугільних паливель.

На рис. 1.3 приведено розрахункові області процесу горіння для діапазону частинок вуглецевого палива  $10^{-1}$ – $10^{-5}$  м і діапазону температур 500–1500 К. [53]

Як показано на рис. 1.3 горіння вуглецевих частинок розміром менше  $0,5 \times 10^{-3}$  м проходить в області непалаючого пограничного шару практично у всьому інтервалі температур паливні. Для частинок розміром  $\delta \leq 0,5 \times 10^{-3}$  м і з температурою  $T \leq 1800$  К факельне горіння буде відповідати кінетичній та проміжній областям та проходити по схемі з непалаючим пограничним шаром.

Зміна температури палаючої одиночної частки палива в часі може бути знайдена з рівняння теплового балансу, записаного для нестационарної умови

$$c_p V \rho_p \frac{dT_p}{dt} = -\alpha F (T_p - T_g) - \sigma_0 \varepsilon_p F (T_p^4 - T_g^4) + G_c F Q_k \quad (1.21)$$

де  $c_p$  – масова теплоємність частинки коксу, кДж/(кг·К);  $V$  – об'єм частинки коксу, м<sup>3</sup>;  $\rho_p$  – густина частинки коксу, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – конвективний коефіцієнт тепловіддачі, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $F$  – площа поверхні коксу, м<sup>2</sup>;  $\sigma_0$  – стала Стефана-Больцмана, Вт/(м<sup>2</sup>·К<sup>4</sup>);  $\varepsilon_p$  – наведений ступінь чорноти;  $T_p$ ,  $T_g$  – температура

частки та газового потоку, відповідно,  $K$ ;  $G_c$  – масова швидкість витрати реагуючого вуглецю,  $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ ,  $G_c = k \cdot C_{O_2}$ . Тут  $k$  – константа швидкості хімічного реагування,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $C_{O_2}$  – масова концентрація кисню,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

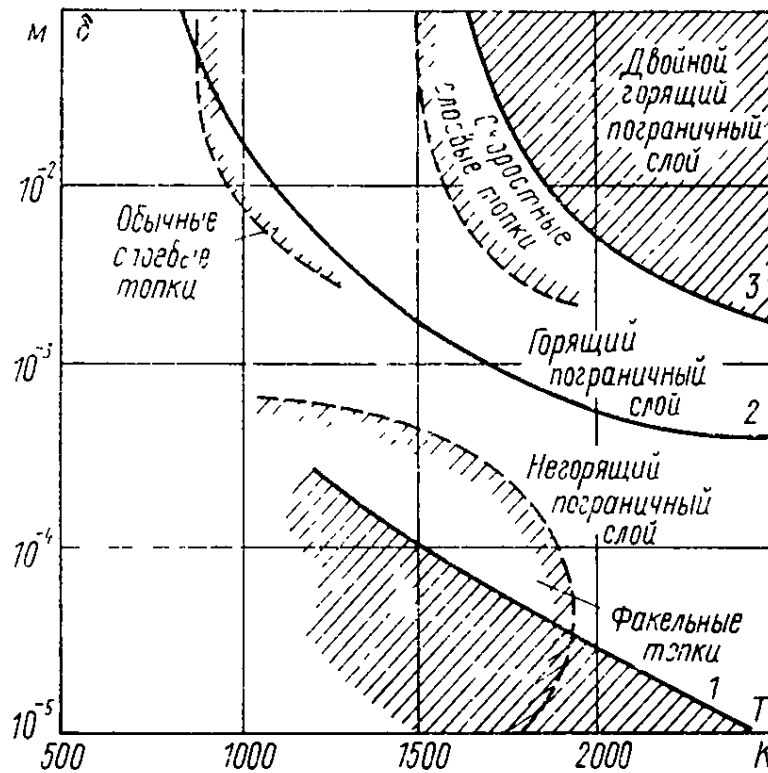


Рисунок 1.3 – Розрахункові області процесу горіння частинок деревного вугілля (без урахування водяної пари). 1 – верхня межа кінетичної області горіння; 2 – нижня межа палаючого пограничного шару; 3 – нижня межа дифузійної області горіння [53].

Зміна температури  $T_p$  сферичної палаючої частинки палива об'ємом  $V$  (площа поверхні  $F$ ) обумовлено виділенням теплоти окислення коксового залишку  $Q_k$  при протіканні реакцій і відведенням (підведенням) теплоти за рахунок конвективного і радіаційного потоків.

У схемі подвійного палаючого пограничного шару температура в пограничному шарі вище, ніж на поверхні частинки коксу (рис. 1.2). Частинка коксу буде нагріватися від енергії, що виділяється в пограничному шарі.

В схемі з палаючим пограничним шаром нагрівання частинки палива відбуватиметься за рахунок гетерогенних реакцій окислення вуглецю та

гомогенних реакцій догоряння оксиду вуглецю і водню в пограничному шарі поблизу поверхні частинки.

### *1.2.3 Особливості горіння оксиду вуглецю*

Утворений оксид вуглецю повинен бути спалений у газовому середовищі шляхом реагування з киснем, що є в димових газах, за газофазною реакцією (1.13). Але горіння чадного газу має свої особливості.

Експериментально було встановлено, що суха суміш оксиду вуглецю з повітрям до температури 700 °С практично не реагує, а при більш високих температурах повільно згоряє в гетерогенних реакціях на поверхні твердих матеріалів. Швидкість горіння СО дуже зростає при наявності в газовій суміші невеликої кількості водяної пари чи водню. В такому випадку при температурі вище 300 °С має місце інтенсивне гомогенне горіння [54]. Цей процес описується радикальними ланцюговими реакціями, характерними для горіння газового палива (водню, метану та інших газів) [55].

Молекули водяної пари під дією високої температури можуть розпадатися з утворенням атомарного водню  $H^*$  та гідроксильного радикалу  $OH^*$  за реакцією



а швидкість даної реакції описується відомим законом Арреніуса:

$$k = k_0 \cdot \exp[-E_H/(RT)]$$

де  $E_H$  – енергія активації процесу розкладання молекули води, кДж/моль.

Утворені вільні радикали беруть участь у проходженні ланцюгової реакції горіння оксиду вуглецю (рис. 1.3) за участю радикалів, які є набагато хімічно активніші за молекули.

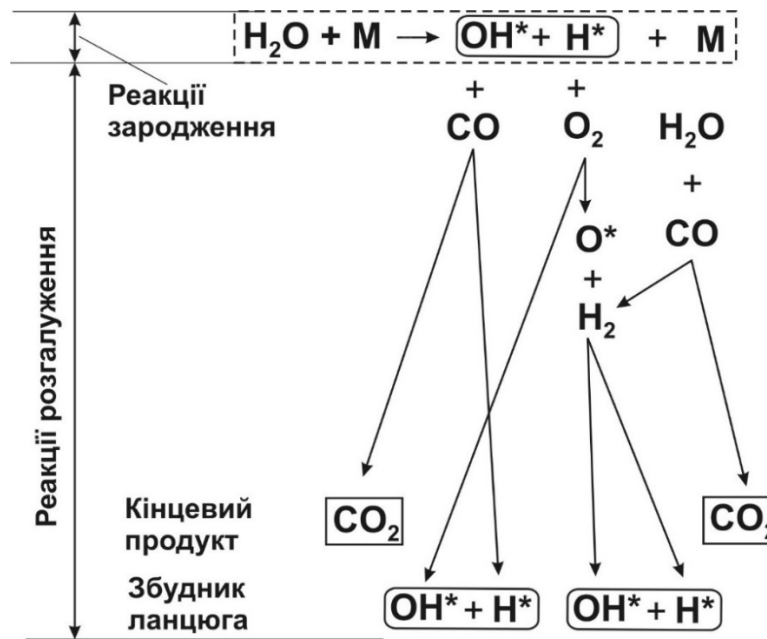


Рис. 1.4. Схема ланцюгової реакції горіння чадного газу [56].

Молекулярний водень  $H_2$  буде утворюватися в результаті газофазної реакції зсуву водяного газу:



Очевидно, що після проходження радикальних реакцій з'являються не тільки продукти горіння, але і ініціативні речовини в подвійній кількості. Але можливий обрив ланок ланцюгового процесу горіння оксиду вуглецю за реакціями:  $H^* + OH^* \leftrightarrow H_2O$ ,  $H_2 + O^* \leftrightarrow H_2O$ ,  $CO + O^* \leftrightarrow CO_2$ , тому швидкість горіння чадного газу виходить на стаціонарне значення.

А для зменшення часу горіння оксиду вуглецю необхідно збільшити у димових газах концентрацію вільних  $H^*$  і  $OH^*$ . Найкращим шляхом зростання степені дисоціації молекул води є застосування каталітичних паливних добавок (присадок), дія яких спрямована на суттєве зменшення енергії активації процесу утворення радикалів ( $E_H^* \ll E_H$ ), наприклад, гідроксильного радикалу  $OH^*$ , який має набагато нижче значення ентальпії утворення ( $\Delta H_f = +39$  кДж/моль), ніж радикал атомарного водню ( $\Delta H_f = +218$  кДж/моль) [57].

Швидкість генерації радикалів виросте як

$$\frac{k_{\kappa}}{k} = \exp\left(\frac{(E_H - E_H^{\kappa})}{R \cdot T}\right) \quad (1.23)$$

і можна отримати вище стаціонарне значення швидкості горіння  $CO$ , що забезпечить перехід від схеми горіння з непалаючим пограничним шаром до схеми з палаючим пограничним шаром в нижній частині паливні при одночасному зростанні температури як частинок палива, так і димових газів, а також догоряння чадного газу в об'ємі паливні.

### **1.3 Аналіз застосування паливних добавок для прискорення горіння**

Одним із способів підвищення енергоефективності котла є оптимізація умов спалювання палива [37, 38], наприклад, шляхом каталітичного спалювання [58-61] або використання спеціальних каталітичних добавок (присадок) до палива [62-75].

Спалювання палива в каталітичних реакторах відбувається при більш низьких температурах (до 500 °C), при цьому утворюється мала кількість викидів оксидів азоту. Процес горіння на каталізаторі сприяє різкому зниженню викидів оксидів вуглецю (до 50 %) та більш повному догорянню частинок палива. Через високу ціну каталізаторів теплова потужність таких теплогенераторів є малою (до 5 кВт). Каталізатори піддаються абразивному стиранню, тому цей спосіб придатний для рідкого палива або малозольного твердого палива.

Каталітичні добавки дозволяють підвищити ефективність і інтенсивність спалювання палива. Найчастіше паливні добавки розроблялися для твердопаливних котлів, оскільки це сприяє зниженню значних втрат тепла за рахунок наявності у відходах незгорілого вуглецю.

При надходженні в зону горіння паливні добавки нагріваються до високих температур, внаслідок чого в них розриваються молекулярні зв'язки з утворенням хімічно активних атомів і радикалів, які сприяють інтенсифікації процесу згоряння палива [62]. Цей процес супроводжується численними вибухами і виділенням додаткової енергії, що можна візуально визначити за збільшенням яскравості вогняної кулі (ефект Ленарда). Волога, що міститься в присадці, інтенсивно розкладається на радикали: атомарні водень ( $H^*$ ) та

кисень ( $O^*$ ) і гідроксильний радикал ( $OH^*$ ), підвищуючи реакційну здатність палива та інтенсифікуючи процес його горіння.

При використанні органічних добавок до палива температура полум'я підвищується в початковій частині камери згорання і знижується на виході з неї. Органічні присадки до палива Omstar-DX1 і Open Flame являють собою суміші легких ефірів. Органічні присадки до палива напилювали на висушений вугільний порошок, рівномірно розподіляючи на плоскій поверхні шаром товщиною 3–5 мм. Застосування цих присадок витратою до  $5 \text{ см}^3/\text{кг}$  вугілля призводить до більш ефективного спалювання екібастузького низькосортного вугілля та сприяє зниженню викидів CO та оксидів азоту  $NO_x$ , збільшенню концентрації  $CO_2$  і більш повне згорання палива [63].

У статті [64] досліджено зразки паливних присадок – модифікаторів на основі солей (300 ppm в розчині):  $CuSO_4 \cdot 2H_2O$ , NaCl,  $NH_4Cl$ ,  $MgSO_4 \cdot 7H_2O$ ,  $CaCl_2$  та карбаміду. Модифікатор для спалювання дрібного вугілля являє собою водний розчин, що містить 25% активних речовин, який розпилювався на паливо перед подачею в котел. Витрата водного розчину була в межах 2-3 л/т вугілля. Випробування проводили в лабораторному котлі тепловою потужністю 12 кВт, обладнаному колосниковою паливною. Спостерігало зниження викидів забруднюючих речовин та зростання ККД. Викиди CO,  $NO_x$  і  $SO_2$  були знижені приблизно на 9%, 12% і 10% відповідно порівняно з випробуванням на спалювання без модифікатор. При цьому ККД котла збільшився з 65% до 76%.

У статті [66] добавкою був 20% водний розчин чотирьох різних сполук. Він містив тетрагідрат ацетату мангану II, ізопропанол, крижану оцтову кислоту та N,N-диметилетаноламін. Дослідження з використанням техніки STA (одночасного термічного аналізу), яка дозволяє одночасно вимірювати зміни маси TGA (термогравіметричний аналіз) і теплових ефектів DSC (диференціальної скануючої калориметрії), показали, що добавка впливає на температуру займання  $T_i$ , яка стає нижчою на 10 К. У дослідях на промисловому водогрійному котлі WR-10 використання добавки витратою 0,1

л/кг вугілля призвело до зменшення втрат тепла з димовими газами і втрат тепла через мехнедопал 2%. ККД котла збільшився з 86,05% до 88,15%. Ріст ефективності сприяє економії палива та зменшує викиди CO<sub>2</sub> на 5%.

В Китаї було виконано цикл досліджень реакційності здатності вугілля та коксів методом TGA при додаванні до зразків пиловидного вугілля від 1,0-1,5% до 3-5 % добавок: *CeO<sub>2</sub>* і *Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>* [65], *CaO*, *Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>* і *MnO<sub>2</sub>* [63], продуктів випалу сидериту [67], мулу стічних вод [68]. Результати експериментів показують зростання температури займання та швидкості горіння зразків палива. Особливо позитивно добавки впливають на горіння антрациту.

В статті [69] приведено результати досліджень використання твердої паливної добавки (залізо, алюміній, оксиди на основі кальцію та кремнію) до палива на твердопаливному котлі 210 т/год. Витрата паливної добавки становила 6.8 % від масової витрати вугілля. Технологія показала, зниження 42 % втрат при займанні, скорочення на 20 % викидів твердих частинок та на 8 % викидів NO<sub>x</sub>. При цьому зросла температура фронту полум'я на 11 °C.

В посиланнях [70-75] приведена рекламна інформація деяких компаній-виробників каталітичних паливних добавок. В цій інформації не розкривається склад добавок та отримані результати промислових чи лабораторних дослідів.

#### **1.4 Викиди парникових газів на ТЕС: Моніторинг, звітність і безвуглецеве паливо.**

Угодою про асоціацію між Україною та Європейським Союзом 2014 р. перебачено поступове наближення законодавства України до політики і законодавства ЄС у сфері охорони навколишнього середовища, у тому числі в секторі зміни клімату та захисту озонового шару. В ній заплановано також імплементацію ряду положень Директиви 2003/87/ЄС про впровадження системи торгівлі квотами на викиди парникових газів (ПГ) [76], в тому числі *створення системи моніторингу, звітності, верифікації парникових газів (МЗВ)* від спалювальних установок на викопному паливі. *Крім того, Україна 22.04.2016 підписала Паризьку угоду щодо боротьби зі зміною клімату на 2021-2030 рр. [27] в рамках конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну*

клімату. Паризька угода регулює процес моніторингу викидів парникових газів –  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{SF}_6$  та  $\text{NF}_3$ .

Методика розрахунку викидів ПГ розроблена Міжурядовою групою експертів зі зміни клімату (The Intergovernmental Panel on Climate Change Guidelines, IPCC) [77]. Закон України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» від 12.12.2019 № 377-IX спрямований на виконання зобов'язань України за Угодою про асоціацію та Паризькою угодою [78]. Цей закон є рамковим, він визначає правові та організаційні основи функціонування системи МЗВ. Методика розрахунку ПГ викладена в «Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів» затвердженому постановою Кабінету Міністрів України №960 від 23.09.2020 України [79]. Згідно постанови Кабінету Міністрів України № 880 від 23.09.2020 викиди ПГ на українських теплових електростанціях (ТЕС) підлягають моніторингу, звітності та верифікації [80].

Одним з найбільших джерел викидів ПГ є спалювання органічного палива, в тому числі на ТЕС. На українські ТЕС у 1990-2019 рр. припадало від 19 до 13% від загальнонаціональних промислових викидів ПГ [3, 81]. Парникові гази, що утворюються при спалюванні органічного палива, – це  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  та  $\text{N}_2\text{O}$ . У 2017-2018 рр. 99.5% від всього обсягу ПГ на ТЕС становив діоксид вуглецю [3, 82], тому оцінка та прогнозування викидів ПГ, в першу чергу  $\text{CO}_2$ , є цікавою як для фахівців, так і для громадськості.

Інформацію про викиди діоксиду вуглецю на теплових електростанціях можна отримати або за допомогою супутникових даних [82] або безперервним вимірюванням його концентрації та об'ємної витрати димових газів [83] або розрахунковими методами [84, 85].

Постійні безперервні вимірювання потребують відповідного вимірювального обладнання, якого сьогодні немає на ТЕС України. Розрахувати викиди діоксиду вуглецю на ТЕС можна за методикою розробленою IPCC [77] та викладеною в Порядку здійснення моніторингу [79],

яка базується на використанні коефіцієнта викиду діоксиду вуглецю та ступеня окислення вуглецю палива в котлі:

$$E_{CO_2} = 10^{-6} k_{CO_2} \cdot B \cdot Q_i^r \cdot \varepsilon_c, \quad (1.24)$$

де  $E_{CO_2}$  – викид  $CO_2$ , тис. т;

$k_{CO_2}$  – коефіцієнт викиду діоксиду вуглецю, г/ГДж;

$B$  – витрата спожитого викопного палива (вугілля або природного газу чи мазуту) за певний проміжок часу, наприклад рік, тис. т або тис.  $m^3$ ;

$Q_i^r$  – нижча теплота згоряння на робочий стан палива (lower heating value of the fuel, LHV), МДж/кг або МДж/ $m^3$ ;

$\varepsilon_c$  – ступінь окислення вуглецю палива.

Ступінь окислення вуглецю  $\varepsilon_c$  вугілля можна розрахувати за формулами, викладеними в статтях [86, 87]:

$$\varepsilon_c = 1 - \frac{q_4}{c^r} \cdot \frac{Q_i^r}{Q_c}, \quad (1.25)$$

де  $q_4$  – втрати теплоти через механічну неповноту згоряння палива (Unburned Carbon), %;

$Q_c$  – теплота згоряння вуглецю до  $CO_2$ , яка дорівнює 32,68 МДж/кг.

Ступені окислення вуглецю  $\varepsilon_c$  мазуту та природного газу згідно [77, 88] приймаються такими, що дорівнюють 1.

Коефіцієнт викиду характеризує кількість речовини, яка викидається установкою спалювання в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється при згорянні палива. Коефіцієнт викиду  $CO_2$  є питомою величиною викиду, його значення визначається за індивідуальними характеристиками органічного палива. Значення  $k_{CO_2}$  обирається або за замовчуванням, або розраховується за елементним складом відповідного палива, визначеного на основі лабораторних аналізів. Значення  $k_{CO_2}$  за замовчуванням для різних видів викопного палива наведено в табл. 1.6. ІРСС рекомендує для розрахунків застосовувати унікальний для країни або регіону коефіцієнт викидів, який відображає особливості спожитого палива. Директива 2003/87/ЄС також вимагає використання  $k_{CO_2}$  визначеного за

елементним складом вугілля. В табл. 1.6 також наведено значення таких коефіцієнтів для енергетичного вугілля України [89], Великої Британії та Німеччини [90], Південної Кореї [91], Індонезії [92], США [93]. Значення цих коефіцієнтів викиду для антрациту для різних джерел порівняно зі значеннями ІРПС мають розбіжність в межах 12.9%, для кам'яного вугілля – в межах 3.7%, природного газу – 0.7%, мазуту – 5%. Суттєві розбіжності у визначенні викидів діоксиду вуглецю розрахованими за коефіцієнтами ІРПС та визначеними за елементним складом вугілля також фіксуються і в інших дослідженнях, наприклад для американського вугілля [94].

Теплові електростанції України згідно Порядку здійснення моніторингу [79] відносяться до спалювальних установок категорії В, обсяг викидів парникових газів яких перевищує 500 тис. т CO<sub>2</sub> еквіваленту на рік. Вугілля на українських ТЕС відноситься до «значного» матеріального потоку, оскільки обсяги викидів CO<sub>2</sub>, які утворюються при його спалюванні, є більшим за 90% сумарного обсягу діоксиду вуглецю [3].

Таблиця 1.6

Коефіцієнти викиду CO<sub>2</sub> за замовчуванням та розраховані за елементним складом палива, визначеного на основі лабораторних аналізів

| Вид палива      | ІРПС, Порядок здійснення моніторингу [77, 79] |                | Україна*, для 2019 р. [89] |                | Південна Корея [91] |                | Індонезія [92]     |                | США [93]           | Велика Британія [90] | Німеччина [90]     |
|-----------------|-----------------------------------------------|----------------|----------------------------|----------------|---------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------------|--------------------|
|                 | $k_{CO_2}$ , г/ГДж                            | $Q_i$ , МДж/кг | $k_{CO_2}$ , г/ГДж         | $Q_i$ , МДж/кг | $k_{CO_2}$ , г/ГДж  | $Q_i$ , МДж/кг | $k_{CO_2}$ , г/ГДж | $Q_i$ , МДж/кг | $k_{CO_2}$ , г/ГДж | $k_{CO_2}$ , г/ГДж   | $k_{CO_2}$ , г/ГДж |
| Антрацит        | 98300                                         | 26.7           | 94500                      | 22.0           | 111100              | н/д            | н/д                | н/д            | 98900              | 95900                | 96800              |
| Кам'яне вугілля | 96100                                         | 18.9           | 94500                      | 22.0           | 95600               | 19.7           | 97700              | 21.9           | 92000              | 95900                | 96800              |
| Природний газ   | 56100                                         | 48.0           | 55900                      | 47.9           | н/д                 | н/д            | н/д                | н/д            | н/д                | 55700 – 55900        |                    |
| Мазут           | 77400                                         | 40.4           | 77300                      | 40.2           | н/д                 | н/д            | н/д                | н/д            | н/д                | 79000 – 81300        |                    |

\*Деталізовані довідкові значення розрахункових  $k_{CO_2}$  публікуються щороку на офіційному веб-сайті Міндовкілля відповідно до п. 34 Порядку здійснення моніторингу, URL: <https://menr.gov.ua/news/37927.html>

Для спалювальних установок категорії В при розрахунку викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюються при спалюванні «значних» матеріальних потоків, слід застосовувати такі методики, які дозволяють отримати результати з похибкою менше 2.5% [95]. Мазут і газ відносяться до «незначних» та «мінімальних» матеріальних потоків, оскільки обсяги викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюються при їх спалюванні, є меншими за 10% та 2% сумарного обсягу  $\text{CO}_2$ , відповідно. Для їх розрахунків допускаються похибки розрахунків менше 5.0% та 7.5%, відповідно, які досягаються при використанні коефіцієнтів викидів за замовчуванням, наведених в табл. 1.6 [96]. Тому становить інтерес питання створення методики розрахунку викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюються при спалюванні вугілля, яка б враховувала дані технічного аналізу вугілля і дозволяла отримувати результати з похибкою менше 2.5%.

Альтернативою вугільному паливу може стати використання безвуглецевого палива, наприклад, амоніаку  $\text{NH}_3$ , який містить 17,6 % водню, [97]. Його спалювання замість вугілля в існуючих котлах могло б подовжити терміни роботи теплових електростанцій, при цьому будуть відсутні викиди діоксиду сірки, а також діоксиду сірки і золи [98, 99]. Але потребує вивчення техніко-економічна доцільність спалювання амоніаку на ТЕС [99].

### **1.5 Висновки до розділу 1**

1. Сучасні технології спалювання твердого палива, яке залишиться основним джерелом енергії для виробництва електричної і теплової енергії у світі, мають перспективи технологічного розвитку. Аналіз стану енергетики в Україні за останні десять років свідчить про тенденцію підвищення ролі відновлювальних джерел енергії та атомної в майбутньому. Але протягом перехідного періоду на 10-15 років вугільні енергоблоки будуть продовжувати виконувати роль маневрених потужностей в енергосистемі України
2. Енергоефективність має стати основним показником роботи енергетичних установок. Для існуючих теплоенергетичних установок вона, насамперед, пов'язана з оптимізацією процесу спалювання.

Високотемпературне спалювання вуглецевого палива пов'язане з утворенням оксиду вуглецю та наступним його спалюванням в газовому об'ємі, тому прискорення горіння чадного газу є актуальною задачею.

3. Аналіз літературних даних про дослідження каталітичних паливних добавок показав початковий період досліджень без визначення важелів впливу добавки на характеристики роботи енергетичних установок.
4. Необхідність проведення моніторингу, звітності та верифікації викиду парникових газів ставить питання дотримання точності в 2,5 % при розрахунку на основі даних технічного чи елементного аналізу палива.
5. Амоніак як безвуглецеве паливо має перспективи замінити традиційні палива на ТЕС, але потребують вивчення особливості його горіння та техніко-економічна доцільність такого заходу.
6. Для відповідей на викладені вище проблеми були поставлені такі задачі:
  - дослідити механізм дії каталітичної дії паливної добавки REDUXCO на процес горіння палива;
  - експериментально дослідити вплив подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO на ефективність вугільних котлів в залежності від типу котла, його потужності та марки вугілля;
  - експериментально дослідити вплив подачі паливної добавки REDUXCO на ефективність газового котла;
  - експериментальні дослідити вплив каталітичної добавки REDUXCO на параметри клінкерної печі;
  - експериментально дослідити вплив добавки REDUXCO на характеристики дизельного двигуна;
  - розробити метод оцінки та прогнозу викиду вуглекислого газу на базі даних технічного аналізу вугілля
  - дослідити доцільність переведення вугільних котлів ТЕС на спалювання амоніаку як безвуглецевого палива

## РОЗДІЛ 2. МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

### 2.1 Опис каталітичної паливної добавки REDUXCO.

Каталітична паливна добавка REDUXCO представляє собою водний розчин продукту реакції оцтової кислоти і ацетилфероцену і бутан-1-олу і 2-метилпропан-1-олу і пропан-1-олу і пропан-2-олу та зареєстрована в Європейського агентстві хімічних речовин REACH ECHA [100]. Її хімічна формула:  $C_5H_5FeC_5H_4COC_mH_n$ . Вона є джерелом утворення гідроксильних радикалів  $OH^*$  в газовому середовищі. Цей продукт як модифікатор горіння твердих, рідких та газоподібних палив має польський патент [101] та міжнародний патент [102]. Права на його використання має компанія DAGAS LLC (Польща).

Застосування каталітичної добавки REDUXCO сприяє меншій енергії активації хімічних реакцій [103]. В результаті ланцюгові радикальні реакції газофазного окислення CO та вуглеводнів відбуваються з більшою швидкістю. На рис. 2.1 представлено схему ланцюгового радикального високотемпературного окислення оксиду вуглецю за допомогою джерела радикалу  $OH^*$  [56, 103]. Позитивний вплив даної паливної добавки за рахунок ланцюгових радикальних реакцій в газовому середовищі на підвищення ефективності роботи вугільного водогрійного котла описано в статті [104].

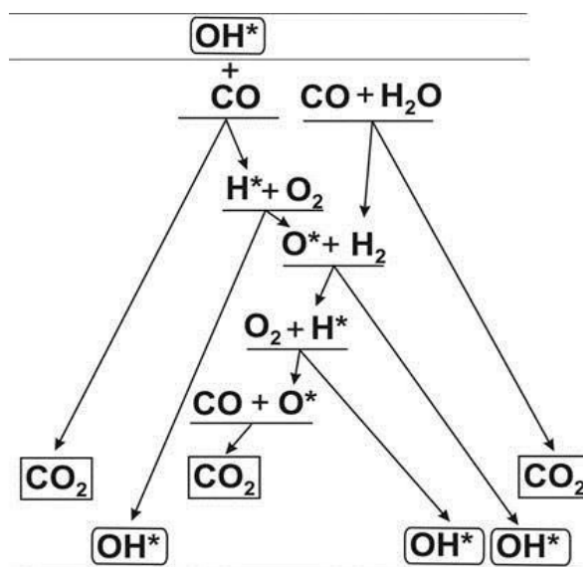


Рис. 2.1 – Ланцюговий механізм радикального горіння оксиду вуглецю

## 2.2 Методика та експериментальне обладнання для подавання каталітичної паливної добавки на енергетичних установках.

Спосіб застосування каталітичної добавки полягає у введенні водного розчину до випарника (розприскувача) з наступним випаровуванням дрібних крапель у повітряному каналі первинного повітря та скидних пальниках [105].

Схема випарника для подавання каталізатора наведена на рисунку 2.2.

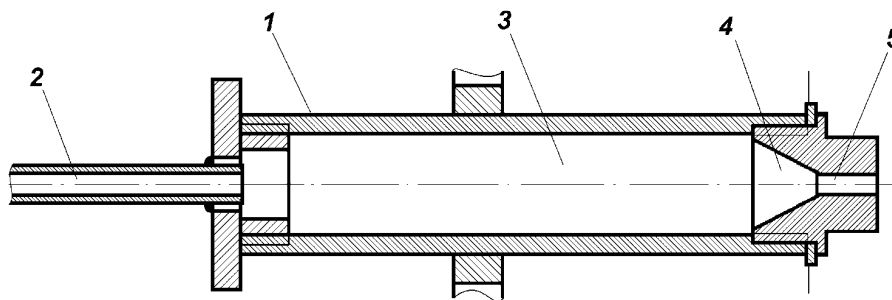


Рисунок 2.2 – Випарник для розприскування каталітичної добавки [106]:

1 – корпус випарника (нержавіюча труба діаметром 20-40 мм); 2 – вхідний патрубок; 3 – порожнина випарника; 4 – конфузор; 5 – вихідний отвір.

Випарник включає корпус 1 з вхідним каналом 2, порожнину випарника 3 для потоку рідини та здійснення теплообміну, вихідний розподільний стабілізуючий пристрій у вигляді конфузора 4, встановлений перед зоною розприскування, яке забезпечується соплом з отвором 5. Працює випарник таким чином. Рідина подається через вхідний канал 2, поступаючи у порожнину 3, вона нагрівається гарячим повітрям через стінку корпусу 1 та частково випаровується. Проходячи через конфузор 4, потік рідини незважаючи на її фазовий стан стабілізується, що забезпечує покращення його наступного розприскування через отвір 5 сопла у зону подавання. Конструкція випарника забезпечує гідродинамічну стабілізацію потоку рідини перед отвором сопла при здійсненні розпилювання, що забезпечує сталість параметрів частинок розпиленої рідини у порожнині у яку вони вприскуються та стабілізацію повноти заповнення ними порожнини у яку вони вприскуються. При цьому забезпечена стабілізація потоку рідини перед отвором сопла вже не накладає обмеження на процес попереднього підігріву рідини, що надає можливість змінювати його в широких межах для вирішення пов'язаних з

розприскуванням інших технологічних завдань процесів, в яких такий випарник застосовується для розприскування відповідних рідин.

Таким чином, забезпечується густина розпиленої рідини в порожнині, в яку вприскується рідина, частинками розпиленої рідини менш, ніж  $0,4 \text{ г/см}^3$ . Завдяки зовнішньому підігріву та пропуску рідини через конфузори щонайменше, 75% частинок розпиленої рідини мають фракцію дрібних частинок крапель менше  $6,8 \text{ мкм}$ , що забезпечує повніше та рівномірне осідання крапель розпиленої рідини на поверхні пиловидного вугілля.

Схема подавання каталітичної добавки проста і не потребує ніяких конструкційних змін в існуючій схемі експлуатації котла. Загальна схема установки для подачі каталізатора до котла наведена на рис. 2.3.

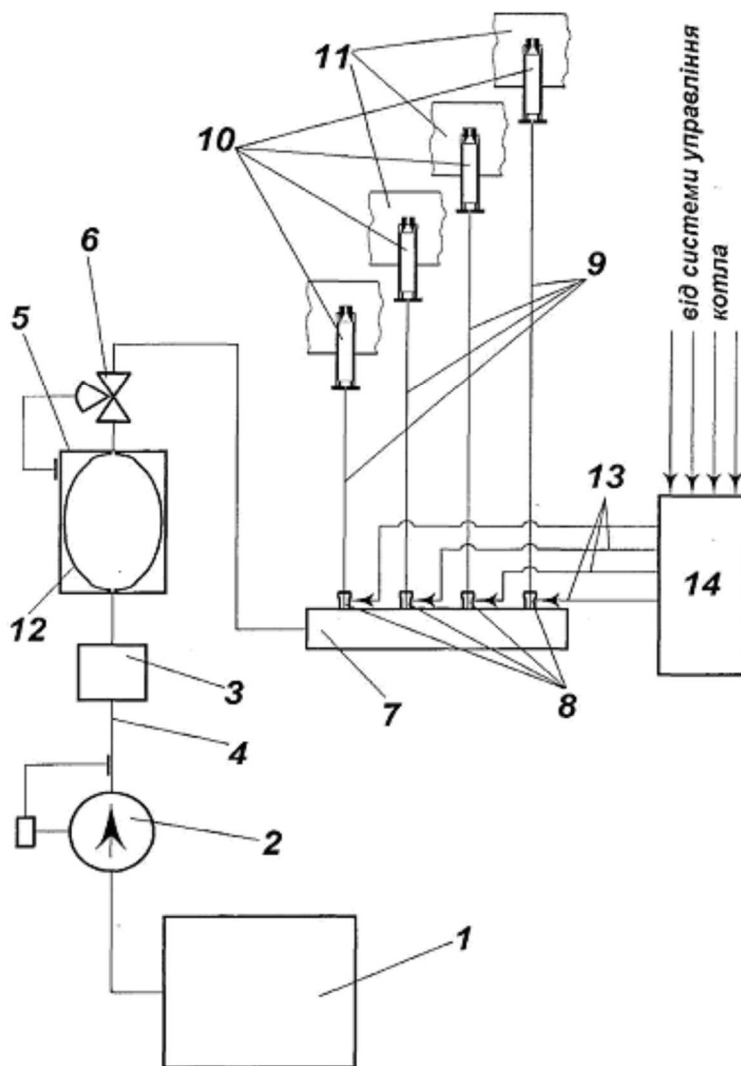


Рисунок 2.3 – Схема подачі каталітичної добавки в котел

Наведена схема включає ємність 1 з розчином присадки, нагнітальну помпу 2, фільтр 3 та трубку 4, для сполучення помпи з накопичувальною ємністю 5 з регулюючим засобом підтримання стабільності тиску у вигляді регулюючого клапана 6, гребінку 7 з розміщеними на ній форсунками 8, вихід яких з'єднано трубками 9 з випарниками 10, встановленими у порожнині повітропроводу 11, з'єданого з пальниками (не показано) для спалювання палива в котлі. Накопичувальна ємність 5 може мати розміщену у ній місткість 12, виконану з пружного еластичного матеріалу. Форсунки 8 лініями 13, що управляють їх роботою, зв'язані з блоком дистанційного управління 14, який підключено до системи управління котла (не показано).

Наведена схема працює таким чином. Розчин присадки з ємності 1 нагнітальною помпою 2 та трубою 4 подається у накопичувальну ємність 5. Завдяки регулятору 14 забезпечується підтримання стабільності тиску у ємності 5. Розчин добавки зі стабільним тиском подається у гребінку 7 та на форсунки 8, у яких дроселюється та подається по трубках 9 у випарники 10, в яких розчин присадки розприскується до повітропроводу 11, і збагачене присадкою повітря подається у пальники для спалювання палива у топці котла. Робота форсунок 8 управляється в залежності від роботи спалювання палива по сигналах, що передаються по лініях управління 13 від системи управління котла через блок управління 14, у якому сигнали управління перетворюються у сигнали управління форсунками 8.

Розприскування водного розчину в повітропроводі здійснюється форсунками випарника під тиском до 2,5 бар. Кількість форсунок для розпилення та їх розташування залежить від площі поперечного січення та конфігурації повітроводів.

Для пиловугільних котлів паливна добавка разом з первинним повітрям та вугільним пилом по пилопроводах надходить у пальники.

Схеми подавання каталізатора до котлоагрегатів різних типів наведені на рисунках 2.4-2.6.

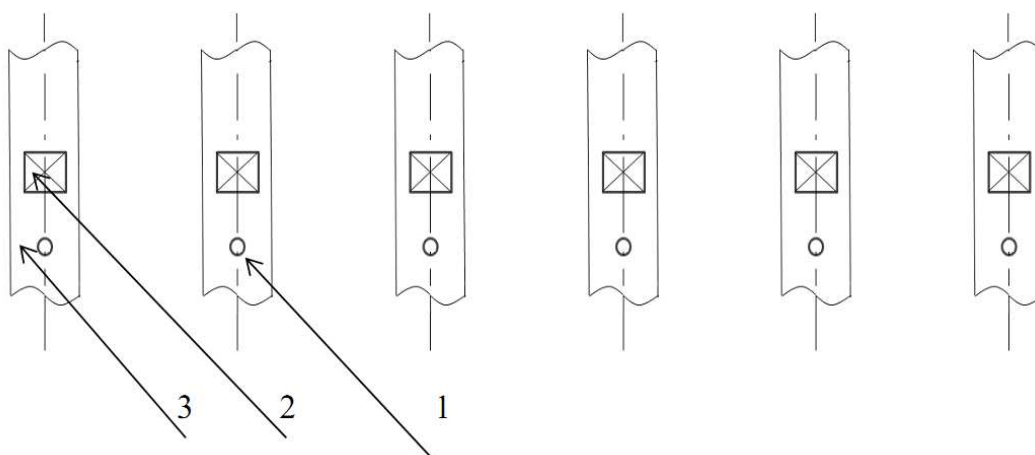


Рисунок 2.4 – Схема системи подавання добавки в потік первинного повітря:

1 – місця встановлення випарників для подачі каталізатора (врізка випарників виконується на відстані 4–10 м до аероживильників вугільного пилу); 2 – аероживильники вугільного пилу; 3 – повітропроводи первинного повітря за вентиляторами гарячого дуття (ВГД).

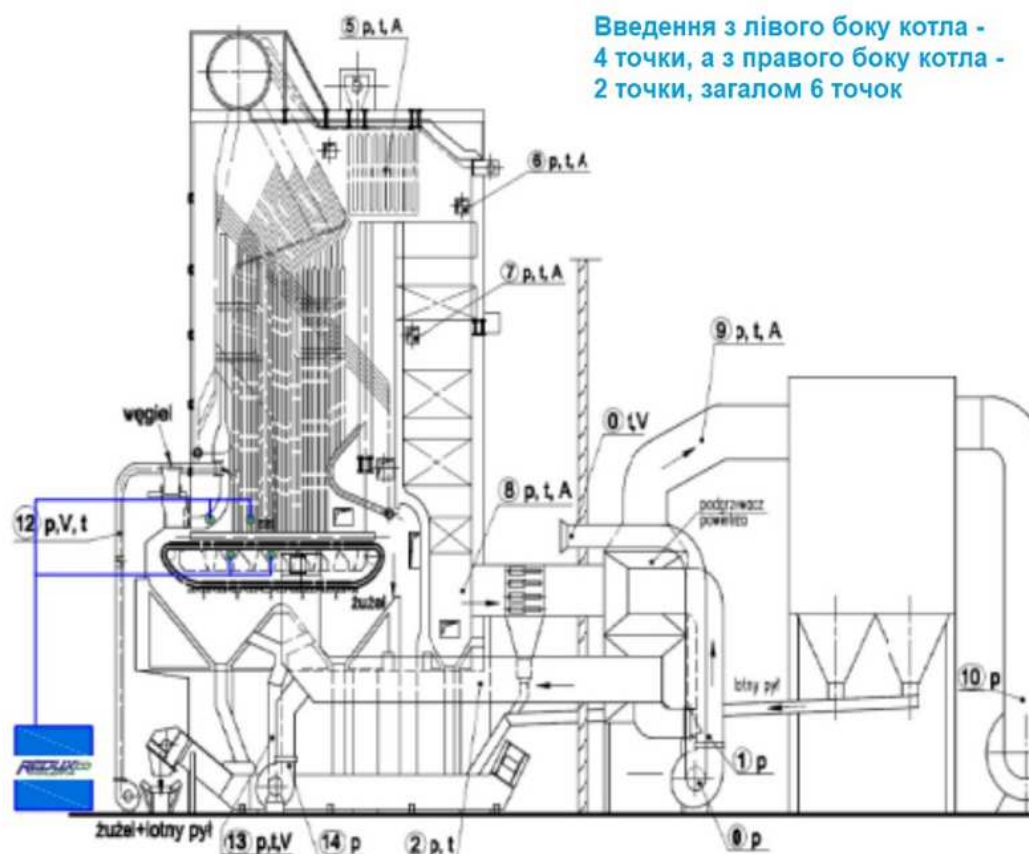


Рисунок 2.5 – Місця подавання каталізатора REDUXCO в котлі WR12

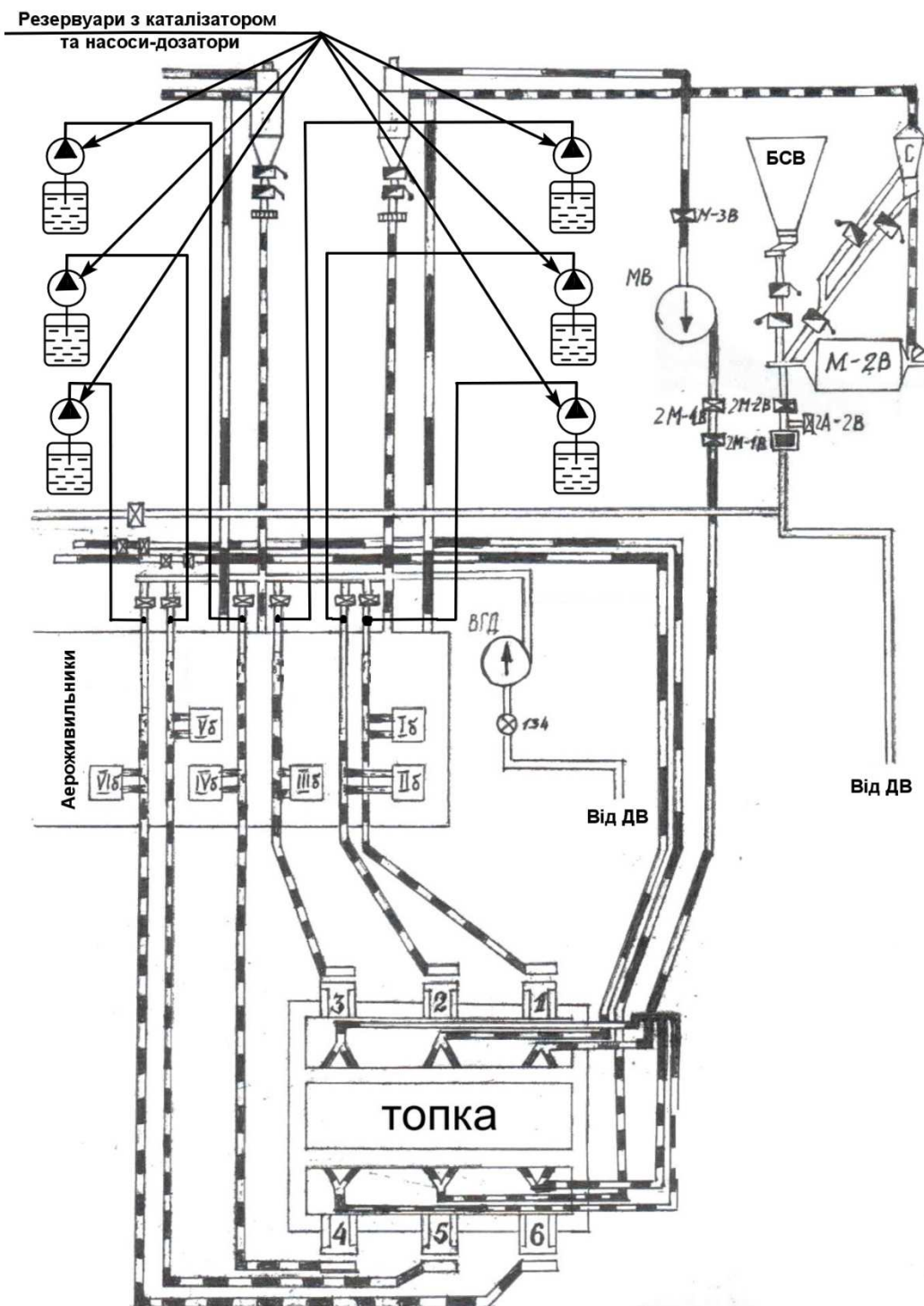


Рисунок 2.6 – Схема введення каталітичної добавки на котлі ТПП-210А

Оптимальні місця введення каталітичної паливної добавки REDUXCO розміщені в каналах первинного та транспортного повітря для камерних котлів (рис. 2.6) та пальників клінкерних печей. Для вугільних колосникових котлів водний розчин REDUXCO подавався, головним чином, в канал повітря під решітку над шаром вугілля (рис. 2.5).

## 2.3 Методика проведення випробувань на промислових котлах

### 2.3.1 Загальні відомості щодо методики проведення випробувань.

Оцінка впливу застосування каталітичної добавки на ефективності процесу спалювання палива може проводитись на підставі порівняльного аналізу фактичних вимірних значень режимних параметрів процесу як штатними приладами, так і за залученими додатково.

Випробування, як правило, проводяться у два етапи та складаються з низки дослідів на обраному котлоагрегаті, на одному з корпусів дубль-блоку, або котлоагрегатах при роботі на всьому діапазоні навантажень, як без, так і з подачею паливної добавки, з подальшим порівнянням отриманих результатів випробувань відносно його технологічних, економічних та екологічних характеристик роботи.

Проведення вимірювань на котлоагрегаті проводились на штатних точках. Температура відхідних газів замірялась в балансових перетинах газоходу за повітропідігрівником. Відбір та аналіз газів на вміст  $O_2$  в режимній точці за пароперегрівником здійснювався штатними киснемірами та газоаналізаторами. Відбір проб для визначення тонкості і вологості пилу здійснювався з відбірних точок під циклонами пиłosистем. Відбір проб золи для визначення вмісту горючих у леткій золі (виносі) здійснювався з постійно діючих експлуатаційних відбірних пристроїв. Характеристики палива за технічним аналізом ( $Q_i^r$ ,  $A^r$ ,  $W^r$ ,  $S^r$ ,  $V^{daf}$ ) та вміст горючих у леткій золі  $\Gamma_{fa}$  визначався паливною лабораторією станції.

Основною оцінкою впливу каталізатора на процес горіння є визначення ККД брутто за прямим, або за зворотнім балансом котлоагрегату та характеристика процесу горіння за характером виходу рідкого шлаку, температурою ядра факелу, зміни утворення шкідливих викидів, зміни у тепло сприйнятті поверхонь нагріву тощо.

Таким чином, в залежності від поставлених задач проводяться серії випробувань з розрахунком ККД за зворотнім балансом, або розрахунок ККД за прямим балансом, або проводиться дослід з "відпущеною потужністю".

Всі випробування на промислових котлоагрегатах проводились згідно робочих програм проведення випробувань з визначенням вимог до проведення випробувань, методів вимірювання, порядку проведення вимірювань, точності приладів, вимог до відбору проб тощо.

### *2.3.2 Методика проведення випробувань за зворотнім балансом*

Метою проведення дослідів за зворотнім балансом є визначення впливу подавання каталізатора на характер горіння палива, визначення кількісної оцінки зміни режимних параметрів роботи котлоагрегату, визначення зміни його ККД, оцінка екологічних характеристик тощо.

Перший етап випробувань передбачав проведення дослідів на котлоагрегаті без подавання каталітичної добавки з метою визначення його початкового стану та техніко-економічних показників. Тривалість періоду першого етапу становила, як правило, 5-8 діб.

Другий етап випробувань передбачав проведення дослідів на котлоагрегаті з подаванням каталітичної добавки, визначення впливу подавання на зміну режимних параметрів роботи котла та тривав 7-10 діб.

Між першим та другим етапом випробувань передбачався проміжок часу тривалістю 3-4 доби під час якого до котлоагрегату подавалася паливна добавка з метою стабілізації можливих змін в роботі котлоагрегату під дією каталізатора.

Розрахунок ККД котла (брутто)  $\eta_k^{бр}$  за зворотнім балансом визначався за формулою [107]:

$$\eta_k^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (2.1)$$

де:  $q_2$  – втрати тепла з відхідними газами;

$q_3$  – втрати тепла с хімічним недопалом;

$q_4$  – втрати з механічним недопалом;

$q_5$  – втрати тепла в навколишнє середовище;

$q_6$  – втрати тепла з фізичним теплом шлаку.

**Розрахунок втрат тепла з відхідними газами** виконувався за формулою [107]:

$$q_2 = (K\alpha_{\text{відх}} + C) \{ t_{\text{відх}} - (\alpha_{\text{відх}} / (\alpha_{\text{відх}} + b)) \} \times t_{\text{хп}} \times A_r \times (1 - q_4 / 100) \times 10^{-2}, \% \quad (2.2)$$

де:

а) коефіцієнти  $K$ ,  $C$ ,  $b$ , які залежать від марки палива та приведеної вологості, наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнтів  $K$ ,  $C$ ,  $b$

| Паливо          | Значення коефіцієнтів |                  |                    |
|-----------------|-----------------------|------------------|--------------------|
|                 | $K$                   | $C$              | $b$                |
| Кам'яне вугілля | $3,50 + 0,02 W^n$     | $0,4 + 0,04 W^n$ | $0,12 + 0,014 W^n$ |

$W^n = W^r \times 10^3 / Q_i^r$  – приведена вологість, % кг/ккал;

$W^r$  – вологість палива на робочий стан палива, %;

$Q_i^r$  – нижча теплота згоряння палива на робочий стан, (ккал/кг або МДж/кг) – визначається лабораторним способом;

б)  $t_{\text{хп}} = t_{\text{зп}} + \Delta t_{\text{дв}}$  – температура холодного повітря, °C

$t_{\text{зп}}$  – температура зовнішнього повітря, °C;

$\Delta t_{\text{дв}}$  – збільшення температури повітря в дуттьовому вентиляторі, °C, може бути виміряно інструментально або визначено за формулою:

$$\Delta t_{\text{дв}} = 2,72(t_{\text{зп}} + 273) \times H_{\text{дв}} \times 10^{-3} / \eta_{\text{дв}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.3)$$

$H_{\text{дв}}$  – повний напір вентилятора, мм. вод. ст.;

$\eta_{\text{дв}}$  – ККД дуттьового вентилятора, %.

в)  $\alpha_{\text{відх}}$  – коефіцієнт надлишку повітря в відхідних газах за повітропідігрівником підраховувався за формулою:

$$\alpha_{\text{відх}} = (21 - \rho_{\text{O}_2}) / \{ 21 - (\text{O}_2 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4) \}, \quad (2.4)$$

$\text{O}_2$  – об'ємний вміст кисню в сухих продуктах згоряння, % (визначається газовим аналізом);

$\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  – вміст в димових газах відповідно оксиду вуглецю, водню і метану, % (визначається газовим аналізом);

$\rho_{O_2}$  – коефіцієнт, який враховує відношення теоретичних об'ємів сухих продуктів згоряння і повітря і має таке значення: 0,02 – для твердого палива.

г)  $t_{відх}$  – температура відхідних газів за повітропідігрівником, °С.

д)  $A_t$  – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив температури на теплоємність продуктів згоряння, визначається за формулою:

$$A_t = 1 + 0,013 ((t_{відх} - 150)/100) \quad (2.5)$$

**Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння** розраховувалися за формулою:

$$q_3 = 0,11(\alpha - 0,2)Q_{н.зг.}(1 + 0,006W^n) \times (1 - 0,01q_4), \% \quad (2.6)$$

де  $Q_{н.зг.}$  – сумарна теплота згоряння газових горючих компонентів, які містяться в 1 м<sup>3</sup> сухих продуктів згоряння та визначається за формулою:

$$Q_{н.зг.} = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,55CH_4, \text{ ккал/м}^3 \quad (2.7)$$

**Втрати тепла від механічного недопалу** розраховувалися за формулою:

$$q_4 = a_{fa} ((\Gamma_{fa} A^r)/(100 - \Gamma_{fa})) \times (7800/Q_i^r), \% \quad (2.8)$$

де  $a_{fa}$  – частка золи палива, яке виноситься з паливні у вигляді леткої золи (приймається  $a_{fa} = 0,85$  згідно нормативного методу теплового розрахунку котельних агрегатів);

$\Gamma_{fa}$  – вміст горючих в кзолі виносу, %;

$A^r$  – зольність вугілля на робочий стан, %;

**Втрати тепла в навколишнє середовище** визначалися за формулою:

$$q_5 = q_{5ном} \times (D_{ном}/D_{факт}) \quad (2.9)$$

де:  $D_{ном}, D_{факт}$  – паропродуктивність котла на номінальному та фактичному навантаженні відповідно, т/год;

$q_{5ном}$  – втрати тепла в навколишнє середовище при номінальному навантаженні, які приймаються згідно нормативним характеристикам.

**Втрати тепла з фізичним теплом шлаку** визначалися за формулою:

$$q_6 = (a_{sl} \times (cv)_{sl} \times A^r)/Q_i^r, \% \quad (2.10)$$

де:  $a_{sl}$  – частка золи палива, яка видаляється з топки в вигляді шлаку (приймається  $a_{sl} = 0,15$  згідно нормативного методу теплового розрахунку котельних агрегатів);

$(cv)_{sl}$  – ентальпія шлаків визначається по температурі шлаку ( $v_{sl}$  = температура початку рідкоплавкого стану золи  $t_3 + 100^\circ\text{C}$ );

### 2.3.3 Методика проведення дослідів за прямим балансом.

Метою проведення дослідів за прямим балансом є визначення величини економічного ефекту від зменшення питомих витрат палива на виробництво теплової енергії котлоагрегатами за рахунок подачі каталізатора в умовах, максимально наближених до його промислового використання, при експлуатаційних режимах роботи устаткування згідно заданих диспетчерським графіком електричних навантажень.

При проведенні дослідів за прямим балансом проводять аналіз техніко-економічних показників роботи вже не окремого котлоагрегату, а електростанції в цілому за період проведення випробувань, який може тривати до трьох-чотирьох місяців.

Паралельно з визначенням економічного ефекту роботи електростанції проводяться лабораторні аналізи зразків палива, розрахункові аналізи режимних параметрів, дослідні короткочасні випробування на енергоблоках.

### 2.3.4 Методика обчислення питомих витрат палива на виробництво одиниці теплової енергії.

Методика полягає у порівнянні середніх питомих витрат умовного палива на виробництво одиниці теплової енергії котлами станції за період роботи котлоагрегатів без каталізатора та за період роботи котлоагрегатів з подачею каталітичної добавки. На підставі порівняння розраховується економія умовного палива за період подачі присадки за формулою [108, 109]:

$$\Delta B_{\text{уп}} = \Delta b_{\text{уп}}^{\text{ср}} \times \Sigma Q_{\text{к ппк}}^{\text{бр}}, \text{ т.у.п.} \quad (2.11)$$

де:  $\Sigma Q_{\text{к ппк}}^{\text{бр}}$  – кількість тепла виробленого всіма працюючими котлами за період подачі каталізатора, Гкал;

$\Delta b_{\text{уп}}^{\text{ср}}$  – зміна середньої питомої витрати умовного палива на вироблення тепла котлоагрегатами, визначається за формулою:

$$\Delta b_{\text{уп}}^{\text{ср}} = b_{\text{уп бпк}}^{\text{ср}} - b_{\text{уп пк}}^{\text{ср}} \quad (2.12)$$

де  $b_{\text{уп бпк}}^{\text{ср}}$  – середня питома витрата умовного палива на вироблення тепла котлоагрегатами без подачі каталізатора, кг у.п./Гкал;

$b_{\text{уп пк}}^{\text{ср}}$  – середня питома витрата умовного палива на вироблення тепла котлоагрегатами за період подачі каталізатора, кг у.п./Гкал.

Середня питома витрата умовного палива за період без подавання каталітичної добавки визначається за формулою:

$$b_{\text{уп бпк}}^{\text{ср}} = \frac{B_{\text{уп бпк}}^{\text{сум}} \times 1000}{\Sigma Q_{\text{к бпк}}^{\text{бр}}}, \text{ кг у.п./Гкал} \quad (2.13)$$

де  $B_{\text{уп бпк}}^{\text{сум}}$  – витрата умовного палива за період роботи станції без подачі добавки, т.у.п.;

$\Sigma Q_{\text{к бпк}}^{\text{бр}}$  – кількість тепла, виробленого всіма працюючими котлами за період роботи станції без подачі каталізатора.

Середня питома витрата умовного палива за період подачі каталізатора, визначалась за формулою:

$$b_{\text{уп пк}}^{\text{ср}} = \frac{B_{\text{уп пк}}^{\text{сум}} \times (1 - \Delta \eta) \times 1000}{\Sigma Q_{\text{к пк}}^{\text{бр}}}, \text{ кг у.п./Гкал}, \quad (2.14)$$

де  $B_{\text{уп пк}}^{\text{сум}}$  – витрата умовного палива на вироблення тепла котлоагрегатами за період подачі каталізатора, т.у.п.;

$\Sigma Q_{\text{к пк}}^{\text{бр}}$  – кількість тепла виробленого всіма працюючими котлоагрегатами за період подачі каталізатора, Гкал.

Поправка на  $B_{\text{уп}}^{\text{сум}}$  внаслідок відхилення нормативного ККД брутто за рахунок зовнішніх факторів за період подачі каталізатора відносно періоду без подачі каталізатора визначається за формулою:

$$\Delta \eta = \eta_{\text{к пк}}^{\text{ср}} - \eta_{\text{к бпк}}^{\text{ср}} \quad (2.15)$$

де  $\eta_{\text{к бпк}}^{\text{ср}}$  – середній ККД працюючих котлів станції за зворотнім балансом, розрахований за макетом розрахунку питомих витрат та заощаджень палива станції за період роботи без подачі каталізатора;

$\eta_{\text{к пк}}^{\text{ср}}$  – середній ККД працюючих котлів станції за зворотнім балансом, розрахований за макетом розрахунку питомих витрат та заощаджень палива станції за період роботи з каталізатором;

Для розрахунку ККД приймаються фактичні показники спаленого палива:

- середні робочі характеристики палива (зазвичай за 5 діб):
  - вугілля ( $Q_i^r, A^d, W^r, S^d, V^{daf}$ );
  - мазуту ( $Q_i^r, W^r, S^d$ );
  - природного газу ( $Q_i^r, G_g$ );
- вміст горючих у леткій золі  $\Gamma_{fa}$  (усереднені дані з усіх точок відбору для кожного котлоагрегату);

Витрата натурального палива згідно станційних приладів обліку (як правило, за 5 діб):

- $B_{н.в.}$  – натурального вугілля, поданого в бункери сирого вугілля котлів (за стрічковими лічильниками поданого до головного корпусу ТЕС);
- $B_{н.г.}$  – натурального газу, спаленого в суміші з вугіллям (за показаннями комерційного лічильника газу, поданого на працюючі котли);
- $B_{н.м.}$  – натурального мазуту спаленого в суміші з вугіллям (різниця між показниками лічильників на прямому та зворотному мазутопроводі).

Для визначення кількості спаленого палива за період використання каталізатора горіння в момент початку подачі добавки доопаливні котлів та в момент закінчення її подачі здійснюється зняття показів стрічкових лічильників обсягу поданого до головного корпусу вугілля, визначення залишків палива (сирого вугілля та вугільного пилу), показання станційного комерційного лічильника газу та витрати мазуту станом на 00 год. 00 хв.

Витрата умовного палива визначалась за формулою:

$$B_{\text{уп}}^{\text{сум}} = \frac{B_{\text{нв}} \times Q_{\text{лнв}}^r + B_{\text{нг}} \times Q_{\text{лнг}}^r + B_{\text{нм}} \times Q_{\text{лнм}}^r}{7000}, \text{ т у.п.} \quad (2.16)$$

Теплова продуктивність, Гкал/год, кожного працюючого котельного агрегату за даними 5 діб визначалась за формулою:

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = D_{\text{пе}} \times (i_{\text{пе}} - i_{\text{жв}}) + D_{\text{пп}} \times (i_{\text{пп}}'' - i_{\text{пп}}') + D_{\text{впр}} \times (i_{\text{пп}}'' - i_{\text{впр}}) \times 10^{-3}, \quad (2.17)$$

де  $D_{\text{пе}}$  – витрата перегрітої пари, приймається рівної сумарної витрати живильної води поданої на котел за 5 діб, т/год. Витрата живильної води визначається або за діаграмами приладів обліку, або за архівними даними електронної системи вимірювання. Якщо дані отримані з діаграм приладів, приводяться до розрахункових параметрів витратомірних діафрагм за формулою [106]:

$$D_{\text{жв}}^{\text{пр}} = D_{\text{жв}} \times \sqrt{g_{\text{жв}}^{\text{факт}} / g_{\text{жв}}^{\text{розр}}} = D_{\text{пе}}, \text{ т}, \quad (2.18)$$

$g_{\text{жв}}^{\text{факт}}$  – густина живильної води фактична (визначається за фактичним середнім тиском і температурі живильної води за 5 діб);

$g_{\text{жв}}^{\text{розр}}$  – густина живильної води розрахункова (приймається згідно параметрів витрато мірної діафрагми);

$D_{\text{пп}}$  – сума витрати пари, що надходить до вторинного (проміжного) пароперегрівника;

$i_{\text{пе}}$  – ентальпія перегрітої пари, ккал/кг (визначається за середнім тиском і температурі перегрітої пари на виході з котла за 5 діб);

$i_{\text{жв}}$  – ентальпія живильної води, ккал/кг (визначається за середнім тиском і температурі живильної води за 5 діб);

$i_{\text{пп}}', i_{\text{пп}}''$  – ентальпія пари промперегріву на вході та виході у вторинний (проміжний) пароперегрівник (визначаються за середнім тиском та температурі пари на вході та виході у вторинний (проміжний) пароперегрівник за 5 діб);

$D_{\text{впр}}$  – сума витрати води на впорсни, що надходять у вторинний (проміжний) пароперегрівник;

$i_{\text{впр}}$  – ентальпія води впорсків, ккал/кг (визначається за середнім тиском і температурою води на впорск за 5 діб).

Густина та ентальпія живильної води, ентальпія гострої пари та пари промперегріву визначались за допомогою програми для розрахунків властивостей води, водяної пари, газів та їх сумішей WaterSteamPro®.

Витрати пари, живильної води, температури і тиску по пароводяному і газоповітряному трактах вимірювались штатними експлуатаційними приладами. При обробці результатів випробувань вносились поправки на відхилення від нормативних температур живильної води, повітря, характеристик палива.

#### 2.3.5 Методика врахування похибки вимірювання.

Згідно з [107] необхідні для розрахунку показників теплової ефективності витратні характеристики приймають як точні значення. Однак у даній роботі оцінювалась точність похідних величин, виходячи з наближень округлення первинних даних і з урахуванням вимог [110].

Для розрахунку теплової продуктивності котлоагрегату температури пари і води, тиск пари і витрату живильної води приймають з округленням до цілих значень, тобто з точністю  $\pm 0,5$  °C,  $\pm 0,5$  кг/см<sup>2</sup>, та  $\pm 0,5$  т/год, відповідно. Зміна температури води на 0,5°С викликає зміну ентальпії на 0,5 ккал/кг, пари – на 0,4 ккал/кг, а зміною ентальпії води і пари при зміні тиску на 0,5 кг/см<sup>2</sup> можна знехтувати.

За загальною формулою для обчислення похибки похідних вимірів, максимальне значення стандартної похибки обчислення ентальпії:

$$S_i = ((\Delta i / \Delta P)^2 \times \Delta P^2 + ((\Delta i / \Delta T)^2 \times \Delta T^2))^{0,5} \approx (0,5^2)^{0,5} \text{ ккал/кг}, \quad (2.19)$$

різниці ентальпій:

$$S_{i1-i2} = (S_{i1}^2 + S_{i2}^2)^{0,5} = (0,5^2 + 0,5^2)^{0,5} \approx 0,7 \text{ ккал/кг}.$$

Максимальне значення стандартної похибки денної теплової продуктивності котлоагрегату за парою (при середньодобовій витраті живильної води 10000 т):

$$S_{Q1} = (D_{\text{жсв}}^2 \times S_{i1-i2}^2 + (i_1 - i_2)^2 \times \Delta D_{\text{жсв}}^2)^{0,5} = (10000^2 \times 0,5 + 530^2 \times 0,25)^{0,5} \approx 7000 \text{ ккал},$$

за парою промперегріву  $S_{Q2} \approx 5600$  ккал, сумарної денної теплової продуктивності котла за формулою:

$$S_{Q\Sigma} = (S_{Q1}^2 + S_{Q2}^2)^{0,5} \approx 9000 \text{ ккал},$$

або 0,16%.

В [109] допустиму похибку технічного обліку палива (на відпуск теплової та електричної енергії) не встановлено. Аналіз обчислення витрати умовного палива показує, що вона включає такі складові похибки:

- похибку подачі сирого палива на виробництво, яка визначається класом точності стрічкових ваг. Ця похибка має систематичний характер, тому при порівнянні результатів випробувань за близькі періоди може не розглядатись;
- похибку залишку маси вугілля в бункерах, що в даній роботі складала  $\pm 1$  т на один бункер,  $\pm 9$  т на бункери сирого вугілля, що були в роботі під час випробувань (середня відносна похибка за кожен окремий період випробувань не перевищує  $9/100000 \approx 0,01\%$ ;
- похибку випробування за калорійністю, яка при усередненні за великою кількістю точкових проб протягом п'ятиденного періоду може бути прийнята такою, що дорівнює стандартній похибці повторюваності калориметричного аналізу в одній лабораторії. За [109] вона дорівнює 20 ккал/кг, або в середньому  $20/5500 = 0,36\%$  для п'ятиденки, 0,21% для окремого періоду випробувань, що в середньому складався з трьох п'ятиденок.

Таким чином, загальна похибка витрати умовного палива за кожний окремий період випробувань визначається похибкою калориметричного аналізу і не перевищує 0,21%.

Тоді максимальна відносна похибка обчислення середньої питомої витрати умовного палива становить:

$$\delta_b = (\delta_{Q\Sigma}^2 + \delta_B^2)^{0,5} = (0,16^2 + 0,21^2)^{0,5} = 0,26\%. \quad (2.20)$$

Таким чином, порівняння результатів можуть бути визнані представницькими, якщо середня питома витрата умовного палива за порівняльні періоди відрізняється більше ніж на 0,26%.

Наведена методика проведення дослідів за прямим балансом є більш досконалою, ніж оцінка економії палива за зворотнім балансом, оскільки зворотній баланс, наприклад, не враховує поправку у визначенні втрат з механічним недопалом, що виникає за рахунок перерозподілу часток виведення золи палива зі шлаком та леткою золою та інші фактори, які неможливо оцінити стандартними методами випробувань, що можуть впливати на економічність роботи котлоагрегату.

#### *2.3.6 Методика проведення дослідів з "відпущеною потужністю".*

Метою проведення дослідів з "відпущеною потужністю" є миттєве візуальне визначення впливу каталітичної паливної добавки на зміни в режимних параметрах роботи котлоагрегату, таких як зміна паропродуктивності, зміна температури ядра факелу, тощо без проведення техніко-економічних розрахунків з визначення ККД.

Дослід з "відпущеною потужністю" проводиться на обраному котлоагрегаті, або на одному з корпусів блоку з відключеною системою регулювання потужності.

Перед початком випробувань визначається середнє значення відкриття шиберів пилососів, або їх оберти за попередній час роботи орієнтовно за 4 години, відключається система керування потужності (САР або РТП) після чого виставляються визначені середні оберти або ступінь відкриття шиберів пилососів. Таким чином, система керування потужності котлоагрегату не буде змінювати витрату вугілля задля тримання її на постійному рівні.

Після стабілізації параметрів роботи котлоагрегату до нього розпочинається подавання каталізатору з наступним спостереженням за зміною паропродуктивності.

Загальна тривалість експерименту становить 3-5 годин. За цей час проводять відбирання проб пилу з інтервалом 30 хвилин для визначення можливої зміни калорійності подаваного вугілля з метою коригування результатів експерименту за рахунок впливу зміни калорійності палива.

Якщо дослід з "відпущеною потужністю" проводиться на одному з корпусів дубль-блоку, то система керування потужністю відключається на одному з корпусів до якого буде подаватись каталізатор, та в подальшому, в ручному режимі регулюється подача палива пропорційно узгоджено з витратою вугілля на корпус який працює в автоматичному режимі. У такий спосіб виключається вплив зміни калорійності вугілля на отримані результати при роботі корпусу під час подавання каталізатора.

Величина впливу каталізатора на процес горіння визначається у зміні паропроодуктивності у відсотковому співвідношенні при роботі котлоагрегату до подачі каталітичної паливної добавки ora та після, у дубль-блоку – в порівнянні паропроодуктивності між корпусами.

#### *2.3.7 Визначення питомих викидів забруднюючих речовин*

Приведення об'ємних концентрацій оксидів азоту, сірки та вуглецю, виміряних приладом, до масових концентрацій за нормальних умов проводилося за формулою:

$$1 \text{ ppm NO}_x = 2,05 \text{ мг/нм}^3$$

$$1 \text{ ppm SO}_2 = 2,85 \text{ мг/нм}^3$$

$$1 \text{ ppm CO} = 1,25 \text{ мг/нм}^3$$

$$C_{ny} = C_{вим} \times \rho ((273 + t_{від}) \times 760) / (P_6 \times 273), \text{ мг/нм}^3 \quad (2.21)$$

де  $C_{ny}$  – концентрація газу, приведена до нормальних умов, мг/нм<sup>3</sup>

$C_{вим} \times \rho$  – концентрація газу, виміряна приладом і переведена у мг/м<sup>3</sup>

Годинний викид забруднюючих речовин:

$$\underline{M} = C_{ny} \times V_2 \times B \quad (2.22)$$

де  $V_2$  – об'єм сухих димових газів за котлом;

$B$  – витрата палива за зворотнім балансом.

Питомий викид оксидів азоту, сірки та вуглецю, на 1 Гкал виробленого тепла:

$$E_{\partial} = M/Q_{\kappa}^{\partial p}, \text{ г/Гкал} \quad (2.23)$$

де  $M$  – годинний викид забруднюючих речовин, г/год;

$Q_{\kappa}^{\partial p}$  – теплопродуктивність котла, Гкал/год.

Питомий викид оксидів азоту, азоту, сірки та вуглецю на 1 т (1 м<sup>3</sup>) спаленого палива:

$$E_{\partial} = M/B, \text{ г/т (г/м}^3\text{)} \quad (2.24)$$

де  $B$  – витрата палива на котел, т/год (м<sup>3</sup>/год).

## 2.4 Висновки до розділу 2

1. Каталітична паливна добавка REDUXCO є зареєстрованим і запатентованим хімічним продуктом (модифікатором горіння) у вигляді водного розчину
2. Розроблено схему подавання паливної добавки в повітропроводи котла шляхом використання спеціального випарника (розприскувача), Визначено оптимальні місця введення водного розчину каталітичної добавки через повітропроводи в котли і печі.
3. Для проведення промислових досліджень впливу подавання паливної добавки REDUXCO на ефективність роботи теплоенергетичної установки використовувалися стандартні методики проведення випробувань, а також розроблена методика проведення дослідів з відпущеною потужністю.

## РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ СПАЛЮВАННЯ РІЗНИХ ВИДІВ ПАЛИВА З ПОДАЧЕЮ ПАЛИВНОЇ ДОБАВКИ

### 3.1 Дослідження процесу спалювання твердого палива в котлах з використанням паливної добавки.

Для визначення закономірностей впливу каталітичної паливної добавки на процес спалювання різних видів палива була проведена низка дослідних теплотехнічних експериментів на котельних установках, які використовували як паливо вугілля, мазут або природний газ.

Загалом, було проведено більше 32-х повномасштабних випробувань на різних типах котлів, що працюють за технологіями спалювання твердого палива як в пиловугільних паливнях, так і спалювання на решітці, а також на різному типі палива – від антрациту до природного газу. Типи котлів та види палива, що у них використовувалися, приведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Перелік ТЕС і ТЕЦ, на яких були виконані випробування з використанням каталітичної паливної добавки REDUXCO.

|    | Назва                           | Період дослідів                                           | Тип котла                                 | Паливо           |
|----|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------|
| 1  | Чернігівська ТЕЦ                | 28.03-03.04.2009<br>04-13.06.2014                         | БКЗ-210-100 ПТ                            | Антрацит + газ   |
| 2  | Краматорська ТЕЦ                | 06-10.11.2009                                             | БКЗ-160-100 ПТ                            | Антрацит + газ   |
| 3  | ТЕЦ -2 «Есхар»                  | 13-15.04.2010                                             | 67-2-СП-230/100                           | Антрацит         |
| 4  | Трипільська ТЕС                 | 14.09-28.10.2010<br>14.03-16.05.2011<br>01.10-20.11. 2012 | ТПП-210А                                  | Антрацит + газ   |
| 5  | DEVA ЕС (Румунія)               | 02-05.12.2010                                             | Пп 660/140 П-55                           | Кам'яне + газ    |
| 6  | Криворізька ТЕС                 | 14-28.08.2011                                             | ТПП-210А                                  | Антрацит, пісне  |
| 7  | Зміївська ТЕС                   | 02.12-15.12.2011                                          | ТП-100                                    | Антрацит + газ   |
| 8  | Новочеркаська ГРЕС (Росія)      | 20-31.08.2013                                             | ТПП-210                                   | Антрацит + газ   |
| 9  | Hải Phòng EPS (В'єтнам)         | 05-19.05.2020                                             | 300 MW                                    | Антрацит + мазут |
| 10 | Маріца-Істок II ТЕРС (Болгарія) | 10-20.10.2009                                             | ЕП 670-140                                | Буре вугілля     |
| 11 | Bełchatów ТЕРС (Польща)         | 14.07-18.08.2011                                          | ВВ-1150                                   | Буре вугілля     |
| 12 | Одеська ТЕЦ                     | 11-18.03.2011                                             | ТП-170                                    | Природний газ    |
| 13 | Каунаська ТЕЦ (Литва)           | 25.02-05.03.2013                                          | Е-420-13,8-560 ГМН<br>(БКЗ-420-140 НГМ-4) | Природний газ    |
| 14 | Калінінградська ГРЕС-2 (Росія)  | 12-30.12.2009                                             | Шихау – Эльбинг<br>75/85                  | Мазут            |
| 15 | Жидачівська ТЕЦ                 | 08-18.03.2014                                             | СП-100                                    | Газове + газ     |

|    | Назва                       | Період дослідів  | Тип котла | Паливо          |
|----|-----------------------------|------------------|-----------|-----------------|
| 16 | Staleva Wola TEPS (Польща)  | 07-30.07.2009    | OP-380    | Кам'яне вугілля |
| 17 | Bydgoszcz TEPS (Польща)     | 12-13.05.2010    | OP-230    | Кам'яне вугілля |
| 18 | Siersza TPES (Польща)       | 28.08-06.09.2012 | OP-120    | Кам'яне вугілля |
| 19 | Kędzierzyn Koźle EC         | 29.06-09.07.2015 | OP-140    | Кам'яне вугілля |
| 20 | Janikowo EC (Польща)        | 16.11-07.12.2016 | OP-80     | Кам'яне вугілля |
| 21 | Inowrocław EC (Польща)      | 03-24.07.2016    | OP-110    | Кам'яне вугілля |
| 22 | Lublin EC (Польща)          | 2013-2018        | EKM-50    | Кам'яне вугілля |
| 23 | Łomża EC (Польща)           | 02-15.04.2013    | WR-25     | Кам'яне вугілля |
| 24 | Legionowo EC (Польща)       | 16-26.03.2014    | WR-25     | Кам'яне вугілля |
| 25 | Suwałki EC (Польща)         | 09-30.06.2014    | WR-25     | Кам'яне вугілля |
| 26 | Starachowice EC (Польща)    | 24.11-08.12.2015 | WR-12     | Кам'яне вугілля |
| 27 | Radom EC (Польща)           | 16.08-07.09.2016 | WR-12     | Кам'яне вугілля |
| 28 | Tarnowskie Góry EC (Польща) | 23.01-13.02.2018 | WR-25     | Кам'яне вугілля |

Всі випробування та розрахунки характеристик котлів виконувались за методикою, що викладена у Розділі 2.

### *3.1.1 Результати експериментів з каталітичною паливною добавкою на антрацитовому прямоточному котлі.*

В даному пункті наведено результати експериментальних досліджень, що були проведені на котлоагрегатах типу ТПП-210А Трипільської ТЕС. Теплотехнічні експериментальні дослідження проводились з метою визначення впливу додавання каталітичної паливної добавки REDUXCO на ефективність котла з визначенням техніко-економічних параметрів роботи котла, а також на можливість зниження підсвічування природним газом.

Котел типу ТПП-210А (Рис. 3.1) прямоточний двохкорпусний, розрахований для роботи в дубль-блоці з турбіною К-300-240, за схемою з проміжним перегрівом пари.

Пароводяний тракт котельного агрегату розділений на чотири самостійних потоки (по два на корпус), кожен з яких має самостійне регулювання.

У межах котла встановлюються всі поверхні нагріву, що працюють під тиском, регенеративний повітропідігрівник, винесений і встановлюється на самостійному каркасі.

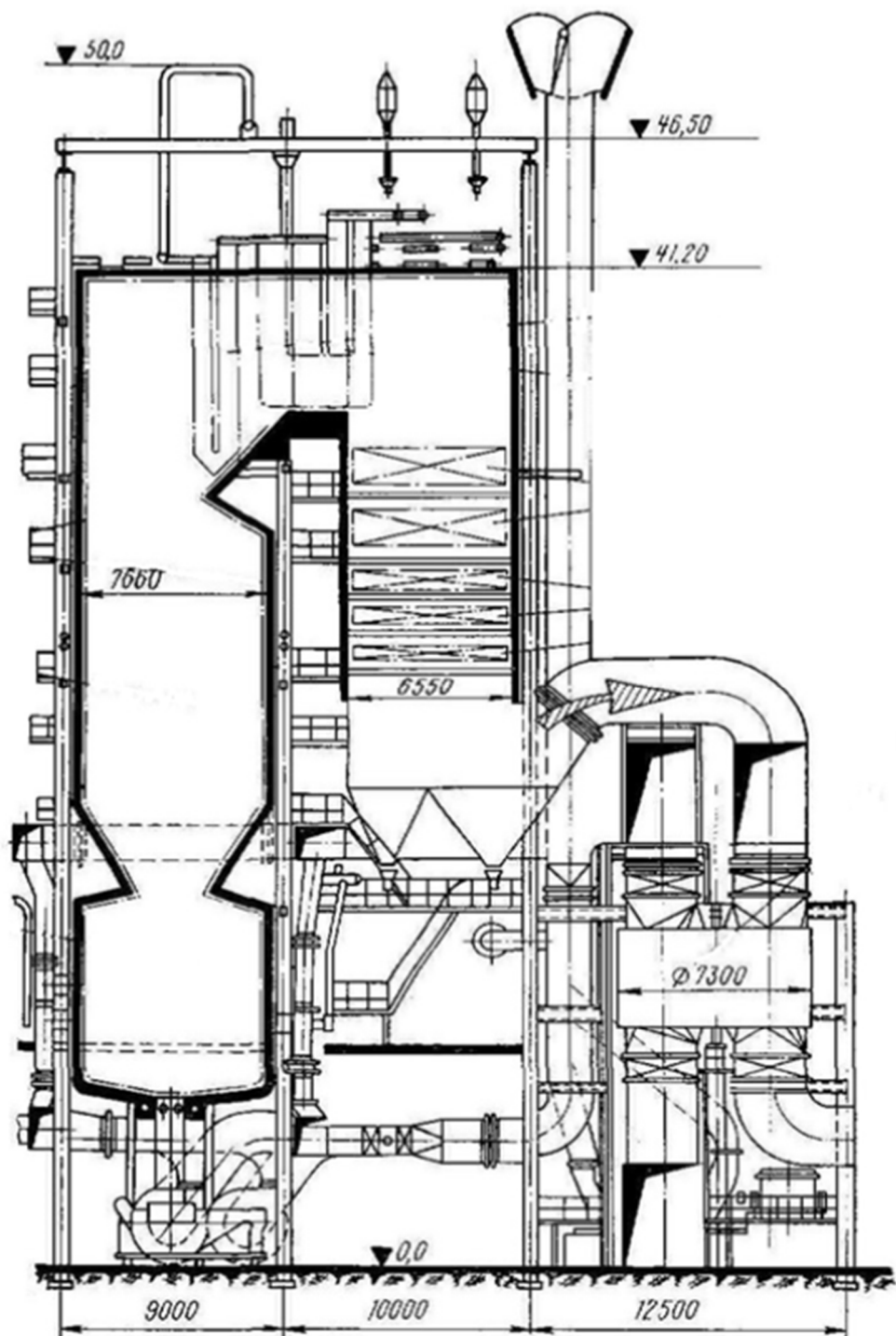


Рисунок 3.1– Поперечний розріз котла ТПП 210А (один корпус)

Проектним паливом для котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС є вугілля донецького басейну марки АШ (антрацитовий штиб). Котлоагрегати розраховані також на спалювання природного газу Шебелинського родовища. В зв'язку з цим пальники виконані пилогазовими, а пилосистема обладнана захисними вибуховими клапанами.

Компоновкою котла прийнята індивідуальна схема пилоприготування, з одним для обох корпусів пиловим бункером, об'ємом до 440 м<sup>3</sup> і трьома пиłosистемами. Кожна пиłosистема містить у собі бункер сирого вугілля на 310 м<sup>3</sup>, млин ШБМ-370-850, сепаратор типу СП-2 Ø5500 мм, циклон типу «НІОГАЗ» Ø3750 мм. Гаряче повітря до млинів А і В подається від своїх корпусів котла – А і Б відповідно. До млина Б повітря може подаватися, як від корпусу А, так і від корпусу Б.

Частково запилене повітря (відпрацьований сушильний агент) млиновими вентиляторами МВ-160-850П подається в паливню через 6 скидних сопел, розташованих на фронтних і задніх стінках паливневих камер. Пил з пилового бункера за допомогою 6 аераційних живильників пилу надходить у 6 пилогазових пальників продуктивністю по 10 т/год кожен.

Транспортування пилу в паливню відбувається гарячим повітрям за допомогою вентиляторів гарячого дуття. Вторинне повітря в пальники котла подається дуттьовими вентиляторами.

Для механізованого видалення шлаку застосовуються ванни з роторними транспортерами, у яких рідкий шлак гранулюється, розмелюється ротором і після подрібнення скидається в канал гідро золовидалення (ГЗВ). В якості установки для уловлення золи передбачені електрофільтри ПГДС-4-50. Видалення газів із котла здійснюється двома осьовими димососами ДО-31,5 у димову трубу, розраховану на чотири блоки.

Випробування проводились відповідно до другого класу точності вимірювань і оброблення результатів випробувань. Тривалість витримування стабільного навантаження, встановленого під час режимно-налагоджувальної роботи, безпосередньо перед проведенням балансового дослідження становила 2 години. Тривалість балансового дослідження становила 4 годин. Реєстрація параметрів режиму упродовж балансового дослідження – кожні 30 хв. Паропроductивність корпусів котлів впродовж усіх дослідів залишалась незмінною.

Допустимі коливання основних параметрів роботи котлів під час проведення балансових дослідів у відношенні до номінальних значень:

- паропроодуктивність  $\pm 3\%$ ;
- тиск гострої пари і пари промперегріву  $\pm 6\%$ ;
- температура гострої пари і пари промперегріву  $\pm 2\%$ .

Допустимі коливання додаткових режимних показників роботи котла під час проведення балансових дослідів у відношенні до номінальних значень:

- надлишок повітря за пароперегрівником  $\pm 7\%$ ;
- температура живильної води, гарячого повітря  $\pm 5\%$ ;
- тонина помелу пилу  $R_{90} \pm 20\%$ .

Перед балансовими дослідями проводились підготовчі та режимно-налагоджувальні роботи.

Випробування виконувались у два етапи. На першому етапі були проведені теплотехнічні випробування з визначення режимних параметрів роботи котла ТПП-210А блоку ст. №3 при спалюванні антрациту на різних навантаженнях блоку: 255, 225 та 211 МВт (ел.) без додавання каталітичної паливної добавки. Результати цих досліджень є визначальними для оцінки початкового стану котлоагрегату. В подальшому вони використовуються для порівняння роботи енергоблоку при подаванні присадки REDUXCO.

Результати балансових випробувань, які отримані під час спалювання антрациту на котлоагрегаті ТПП-210А бл. ст. №3 без подавання каталізатору на навантаженнях 255 МВт, 211 МВт, 225 МВт, 255 МВт, наведені відповідно в таблицях 3.2 – 3.5.

Таблиця 3.2. Результати балансових випробувань при спалюванні антрациту на котлоагрегаті ТПП-210А енергоблоку ст. №3 Трипільської ТЕС  
( $N_e = 255$  МВт) без подачі каталітичної добавки

| № | Найменування параметрів       | Позначення | Од. вим. | Значення |
|---|-------------------------------|------------|----------|----------|
| 1 | Дата дослідів                 | 14.09.10   |          |          |
| 2 | Тривалість дослідів           |            | год.     | 4        |
| 3 | Електричне навантаження блока | $N_e$      | МВт      | 255      |
|   | <b>Параметри палива</b>       |            |          |          |

|    |                                                    |               |                           |        |
|----|----------------------------------------------------|---------------|---------------------------|--------|
| 4  | Вид палива                                         |               |                           | АШ     |
| 5  | Теплота згоряння палива                            | $Q_i^r$       | ккал/кг                   | 5281   |
| 6  | Зольність на робочий стан к. А                     | $A^r$         | %                         | 21,6   |
|    | к. Б                                               |               |                           | 22,2   |
| 7  | Вологість на робочий стан к. А                     | $W^r$         | %                         | 9,7    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 9,7    |
| 8  | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А              |               | %                         | 34,0   |
|    | к. А н. Б                                          |               |                           | 28,9   |
|    | к. Б н. В                                          |               |                           | 25,2   |
|    | к. Б н. Г                                          |               |                           | 27,5   |
| 9  | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А                | $G_{sl}$      | %                         | 0,4    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 0,9    |
| 10 | Витрата газу на корпус (витрати рівні по корпусах) | $G_g$         | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,4    |
| 11 | Густина газу                                       | $\rho_g$      | кг/нм <sup>3</sup>        | 0,7073 |
| 12 | Температура газу                                   | $T_g$         | °С                        | 24     |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>              |               |                           |        |
| 13 | Витрата живильної води на корпус к. А              | $G_{жв}$      | т/год                     | 411    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 411    |
| 14 | Тиск живильної води к. А                           | $P_{жв}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 298    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 298    |
| 15 | Температура живильної води к.А                     | $T_{жв}$      | °С                        | 264    |
|    | Температура живильної води к. Б                    |               |                           | 264    |
| 16 | Витрата перв. пари по приладу к. А н.А             | $D'_{перв.н}$ | т/год                     | 225    |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. А н. Б          |               | т/ год                    | 227    |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В            |               | т/ год                    | 223    |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. Г            |               | т/ год                    | 224    |
| 17 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б            | $D'_{перв.н}$ | т/ год                    | 899    |
| 18 | Температура первинної пари н. А                    | $T_{перв.н}$  | °С                        | 552    |
|    | Температура первинної пари н. Б                    |               | °С                        | 546    |
|    | Температура первинної пари н. В                    |               | °С                        | 545    |
|    | Температура первинної пари н. Г                    |               | °С                        | 544    |
| 19 | Тиск первинної пари к.А                            | $P_{перв.н}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 226    |
|    | Тиск первинної пари к.Б                            | $P_{перв.н}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 225    |
| 20 | Витрата пари промперегріву к.А                     | $D_{nn}$      | т/ год                    | 320    |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                    | $D_{nn}$      | т/ год                    | 333    |
| 21 | Середня температура ГПП к.А                        | $T_{гпп}$     | °С                        | 535    |
|    | Середня температура ГПП к. Б                       | $T_{гпп}$     | °С                        | 536    |
| 22 | Температура ХПП к.А                                | $T_{хпп}$     | °С                        | 305    |
|    | Температура ХПП к. Б                               | $T_{хпп}$     | °С                        | 301    |
| 23 | Середній тиск ГПП к.А                              | $P_{гпп}$     | кгс/см <sup>2</sup>       | 30,0   |
|    | Середній тиск ГПП к.Б                              |               |                           | 30,0   |
| 24 | Тиск ХПП к. А                                      | $P_{хпп}$     | кгс/см <sup>2</sup>       | 33,6   |
|    | Тиск ХПП к. Б                                      |               |                           | 34,0   |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>           |               |                           |        |
| 25 | Температура у поворотній камері к. А               | $T_{нк}$      | °С                        | 863,5  |
|    | Температура у поворотній камері к. Б               |               | °С                        | 895,7  |
| 26 | Температура відхідних газів к. А                   | $T_{від}$     | °С                        | 168    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 175    |

|    |                                                |                |     |              |
|----|------------------------------------------------|----------------|-----|--------------|
| 27 | Температура холодного повітря                  | $T_{xn}$       | °C  | 32           |
| 28 | Коеф. надлишку повітря в балансовій точці к. А | $\alpha$       | -   | 1,59         |
|    | к. Б                                           | $\alpha$       | -   | 1,59         |
| 29 | O <sub>2</sub> в балансовій точці к. А         | O <sub>2</sub> | %   | 7,79         |
|    | к. Б                                           | O <sub>2</sub> | %   | 7,79         |
| 30 | O <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А  | O <sub>2</sub> | %   | 3,77         |
|    | к. Б                                           |                |     | 4,1          |
| 31 | Частка золи палива в леткій золі               | $a_{fa}$       | —   | 0,85         |
| 32 | Частка золи палива в шлаку                     | $a_{sl}$       | —   | 0,15         |
| 33 | Викиди СО к. А                                 | CO             | ppm | 22           |
|    | к. Б                                           | CO             | ppm | 37           |
| 34 | Температура шлаку к.А                          | $T_{sl}$       | °C  | 1491         |
|    | Температура шлаку к. Б                         | $T_{sl}$       | °C  | 1481         |
| 35 | Температура у ядрі факелу к.А                  | $T_{com}$      | °C  | 1735         |
|    | Температура у ядрі факелу к.Б                  | $T_{com}$      | °C  | 1698         |
|    |                                                |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>                  |                |     |              |
| 36 | Втрати тепла з відхідними газами               | $q_2$          | %   | 7,21         |
| 37 | Втрати тепла з хімнедопалом                    | $q_3$          | %   | 0,04         |
| 38 | Втрати тепла з мехнедопалом                    | $q_4$          | %   | 12,50        |
| 39 | Втрати тепла в навколишнє середовище           | $q_5$          | %   | 0,42         |
| 40 | Втрати тепла зі шлаком                         | $q_6$          | %   | 0,25         |
| 41 | <b>ККД брутто</b>                              | $\eta_{br}^K$  | %   | <b>79,57</b> |
|    |                                                |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>                  |                |     |              |
| 42 | Втрати тепла з відхідними газами               | $q_2$          | %   | 7,83         |
| 43 | Втрати тепла з хімнедопалом                    | $q_3$          | %   | 0,049        |
| 44 | Втрати тепла з мехнедопалом                    | $q_4$          | %   | 9,78         |
| 45 | Втрати тепла в навколишнє середовище           | $q_5$          | %   | 0,40         |
| 46 | Втрати тепла зі шлаком                         | $q_6$          | %   | 0,25         |
| 47 | <b>ККД брутто</b>                              | $\eta_{br}^K$  | %   | <b>81,68</b> |

З наведених у таблиці 3.2. даних видно, що основні теплові втрати для кожного корпусу пов'язані з втратами: тепла з механічним недопалом – 12,50% та 9,78% (на корпусі 3А та 3Б, відповідно) та теплом відхідних газів – 7,21% та 7,83% (к. 3А та к. 3Б, відповідно). Значні втрати тепла з механічним недопалом обумовлені високим умістом горючих у леткій золі: 34-29% для корпусу 3А та 25-27% у корпусі 3Б, що набагато більше у порівнянні з незначними значеннями горючих у шлаку 0,4-0,9%.

За результатами першого та наступних дослідів першого етапу ККД (брутто) корпусу 3Б був вище, ніж корпусу 3А.

Таблиця 3.3. Результати балансових випробувань при спалюванні антрациту на котлоагрегаті ТПП-210А енергоблоку ст. №3 Трипільської ТЕС ( $N_e = 211$  МВт) без подачі каталітичної добавки

| №  | Найменування параметрів                         | Позна-чення   | Од. вим.                  | Значення |
|----|-------------------------------------------------|---------------|---------------------------|----------|
| 1  | Дата дослідю                                    | 15.09.10      |                           |          |
| 2  | Тривалість дослідю                              |               | год.                      | 4        |
| 3  | Електричне навантаження блока                   | $N_e$         | МВт                       | 211      |
|    | <b>Параметри палива</b>                         |               |                           |          |
| 4  | Вид палива                                      |               |                           | АШ       |
| 5  | Теплота згоряння палива                         | $Q_i^r$       | ккал/кг                   | 5157     |
| 6  | Зольність на робочий стан к. А                  | $A^r$         | %                         | 21,6     |
|    | к. Б                                            |               |                           | 22,2     |
| 7  | Вологість на робочий стан к. А                  | $W^r$         | %                         | 9,6      |
|    | к. Б                                            |               |                           | 9,6      |
| 8  | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А           |               | %                         | 27,7     |
|    | к. А н. Б                                       |               |                           | 23,6     |
|    | к. Б н. В                                       |               |                           | 21,4     |
|    | к. Б н. Г                                       |               |                           | 20,8     |
| 9  | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А             | $G_{sl}$      | %                         | 0,6      |
|    | к. Б                                            |               |                           | 0,1      |
| 10 | Витрата газу на корпус (витрати рівні по корп.) | $G_g$         | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,5      |
| 11 | Густина газу                                    | $\rho_g$      | кг/нм <sup>3</sup>        | 0,7052   |
| 12 | Температура газу                                | $T_g$         | °С                        | 11       |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>           |               |                           |          |
| 13 | Витрата живильної води на корпус к. А           | $G_{жв}$      | т/год                     | 331      |
|    | к. Б                                            |               |                           | 338      |
| 14 | Тиск живильної води к. А                        | $P_{жв}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 262      |
|    | к. Б                                            |               |                           | 262      |
| 15 | Температура живильної води к. А                 | $T_{жв}$      | °С                        | 256      |
|    | Температура живильної води к. Б                 |               |                           | 256      |
| 16 | Витрата перв. пари по приладу к. А н. А         | $D'_{перв.п}$ | т/год                     | 205      |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. А н. Б         |               | т/ год                    | 207      |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В         |               | т/ год                    | 202      |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. Б н. Г       |               | т/ год                    | 202      |
| 17 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б         | $D'_{перв.п}$ | т/ год                    | 816      |
| 18 | Температура первинної пари н. А                 | $T_{перв.п}$  | °С                        | 552      |
|    | Температура первинної пари н. Б                 |               | °С                        | 545      |
|    | Температура первинної пари н. В                 |               | °С                        | 552      |
|    | Температура первинної пари н. Г                 |               | °С                        | 545      |
| 19 | Тиск первинної пари к. А                        | $P_{перв.п}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 190      |
|    | Тиск первинної пари к. Б                        | $P_{перв.п}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 188      |
| 20 | Витрата пари промперегріву к. А                 | $D_{пп}$      | т/ год                    | 290      |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                 | $D_{пп}$      | т/ год                    | 320      |
| 21 | Середня температура ГПП к. А                    | $T_{гпп}$     | °С                        | 550      |
|    | Середня температура ГПП к. Б                    | $T_{гпп}$     | °С                        | 545      |

|    |                                                |                |                     |              |
|----|------------------------------------------------|----------------|---------------------|--------------|
| 22 | Температура ХПП к.А                            | $T_{xnn}$      | °C                  | 300          |
|    | Температура ХПП к. Б                           | $T_{xnn}$      | °C                  | 310          |
| 23 | Середній тиск ГПП к.А                          | $P_{gnn}$      | кгс/см <sup>2</sup> | 25           |
|    | Середній тиск ГПП к.Б                          |                |                     | 26           |
| 24 | Тиск ХПП к. А                                  | $P_{xnn}$      | кгс/см <sup>2</sup> | 27,5         |
|    | Тиск ХПП к. Б                                  |                |                     | 28,5         |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>       |                |                     |              |
| 25 | Температура у поворотній камері к. А           | $T_{нк}$       | °C                  | 817,2        |
|    | Температура у поворотній камері к. Б           |                | °C                  | 858,9        |
| 26 | Температура відхідних газів к. А               | $T_{від}$      | °C                  | 164          |
|    | к. Б                                           |                |                     | 165          |
| 27 | Температура холодного повітря                  | $T_{хп}$       | °C                  | 24           |
| 28 | Коеф. надлишку повітря в балансовій точці к. А | $\alpha$       | -                   | 1,75         |
|    | к. Б                                           | $\alpha$       | -                   | 1,78         |
| 29 | O <sub>2</sub> в балансовій точці к. А         | O <sub>2</sub> | %                   | 8,98         |
|    | к. Б                                           | O <sub>2</sub> | %                   | 9,20         |
| 30 | O <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А  | O <sub>2</sub> | %                   | 5,14         |
|    | к. Б                                           |                |                     | 5,55         |
| 31 | Частка золи палива в леткій золі               | $a_{fa}$       | —                   | 0,85         |
| 32 | Частка золи палива в шлаку                     | $a_{sl}$       | —                   | 0,15         |
| 33 | Викиди СО к. А                                 | CO             | ppm                 | 22           |
|    | к. Б                                           | CO             | ppm                 | 37           |
| 34 | Температура шлаку к.А                          | $T_{sl}$       | °C                  | 1491         |
|    | Температура шлаку к. Б                         | $T_{sl}$       | °C                  | 1481         |
| 35 | Температура у ядрі факелу к.А                  | $T_{corn}$     | °C                  | 1735         |
|    | Температура у ядрі факелу к.Б                  | $T_{corn}$     | °C                  | 1698         |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>                  |                |                     |              |
| 36 | Втрати тепла з відхідними газами               | $q_2$          | %                   | 7,21         |
| 37 | Втрати тепла з хімнедопалом                    | $q_3$          | %                   | 0,04         |
| 38 | Втрати тепла з мехнедопалом                    | $q_4$          | %                   | 12,50        |
| 39 | Втрати тепла в навколишнє середовище           | $q_5$          | %                   | 0,42         |
| 40 | Втрати тепла зі шлаком                         | $q_6$          | %                   | 0,25         |
| 41 | <b>ККД брутто</b>                              | $\eta_{бр}^K$  | %                   | <b>79,57</b> |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>                  |                |                     |              |
| 42 | Втрати тепла з відхідними газами               | $q_2$          | %                   | 7,83         |
| 43 | Втрати тепла з хімнедопалом                    | $q_3$          | %                   | 0,049        |
| 44 | Втрати тепла з мехнедопалом                    | $q_4$          | %                   | 9,78         |
| 45 | Втрати тепла в навколишнє середовище           | $q_5$          | %                   | 0,40         |
| 46 | Втрати тепла зі шлаком                         | $q_6$          | %                   | 0,25         |
| 47 | <b>ККД брутто</b>                              | $\eta_{бр}^K$  | %                   | <b>81,68</b> |

Таблиця 3.4.Результати балансових випробувань при спалюванні антрацити  
на котлоагрегаті ТПП-210А енергоблоку ст. №3 Трипільської ТЕС  
( $N_e = 225$  МВт) без подавання каталітичної добавки

| № | Найменування параметрів | Позна-<br>чення | Од.<br>вим. | Значення |
|---|-------------------------|-----------------|-------------|----------|
|---|-------------------------|-----------------|-------------|----------|

|    |                                                    |               |                           |        |
|----|----------------------------------------------------|---------------|---------------------------|--------|
| 1  | Дата досліджу                                      | 16.09.10      |                           |        |
| 2  | Тривалість досліджу                                |               | год.                      | 4      |
| 3  | Електричне навантаження блока                      | $N_e$         | МВт                       | 225    |
|    | <b>Параметри палива</b>                            |               |                           |        |
| 4  | Вид палива                                         |               |                           | АШ     |
| 5  | Теплота згоряння палива                            | $Q_i^r$       | ккал/кг                   | 5087   |
| 6  | Зольність на робочий стан к. А                     | $A^r$         | %                         | 21,7   |
|    | к. Б                                               |               |                           | 21,6   |
| 7  | Вологість на робочий стан к. А                     | $W^r$         | %                         | 11,7   |
|    | к. Б                                               |               |                           | 11,7   |
| 8  | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А              |               | %                         | 31,1   |
|    | к. А н. Б                                          |               |                           | 23,1   |
|    | к. Б н. В                                          |               |                           | 20,4   |
|    | к. Б н. Г                                          |               |                           | 19,3   |
| 9  | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А                | $G_{sl}$      | %                         | 2,7    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 1,0    |
| 10 | Витрата газу на корпус (витрати рівні по корпусах) | $G_g$         | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,4    |
| 11 | Густина газу                                       | $\rho_g$      | кг/нм <sup>3</sup>        | 0,7052 |
| 12 | Температура газу                                   | $T_g$         | °С                        | 25     |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>              |               |                           |        |
| 13 | Витрата живильної води на корпус к. А              | $G_{жв}$      | т/год                     | 357    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 357    |
| 14 | Тиск живильної води к. А                           | $P_{жв}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 261    |
|    | к. Б                                               |               |                           | 261    |
| 15 | Температура живильної води к.А                     | $T_{жв}$      | °С                        | 258    |
|    | Температура живильної води к. Б                    |               |                           | 258    |
| 16 | Витрата перв. пари по приладу к. А н. А            | $D'_{перв.п}$ | т/год                     | 212    |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. А н. Б            |               | т/ год                    | 217    |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В            |               | т/ год                    | 206    |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. Б н. Г          |               | т/ год                    | 204    |
| 17 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б            | $D'_{перв.п}$ | т/ год                    | 839    |
| 18 | Температура первинної пари к. А                    | $T_{перв.п}$  | °С                        | 551    |
|    | Температура первинної пари к. Б                    |               | °С                        | 545    |
| 19 | Тиск первинної пари к.А                            | $P_{перв.п}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 199    |
|    | Тиск первинної пари к.Б                            | $P_{перв.п}$  | кгс/см <sup>2</sup>       | 198    |
| 20 | Витрата пари промперегріву к.А                     | $D_{пп}$      | т/ год                    | 298    |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                    | $D_{пп}$      | т/ год                    | 323    |
| 21 | Середня температура ГПП к.А                        | $T_{гпп}$     | °С                        | 542    |
|    | Середня температура ГПП к. Б                       | $T_{гпп}$     | °С                        | 541    |
| 22 | Температура ХПП к.А                                | $T_{хпп}$     | °С                        | 300    |
|    | Температура ХПП к. Б                               | $T_{хпп}$     | °С                        | 305    |
| 23 | Середній тиск ГПП к.А                              | $P_{гпп}$     | кгс/см <sup>2</sup>       | 26     |
|    | Середній тиск ГПП к.Б                              |               |                           | 27     |
| 24 | Тиск ХПП к. А                                      | $P_{хпп}$     | кгс/см <sup>2</sup>       | 29,1   |
|    | Тиск ХПП к. Б                                      |               |                           | 29,7   |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>           |               |                           |        |
| 25 | Температура у поворотній камері к. А               | $T_{пк}$      | °С                        | 830,6  |
|    | Температура у поворотній камері к. Б               |               | °С                        | 877,9  |
| 26 | Температура відхідних газів к. А                   | $T_{від}$     | °С                        | 180    |

|    |                                               |                |     |              |
|----|-----------------------------------------------|----------------|-----|--------------|
|    | к. Б                                          |                |     | 170          |
| 27 | Температура холодного повітря                 | $T_{xn}$       | °C  | 26           |
| 28 | Коеф. надлишку повітря в балансовій точці к.А | $\alpha$       | -   | 1,66         |
|    | к. Б                                          | $\alpha$       | -   | 1,69         |
| 29 | O <sub>2</sub> в балансовій точці к. А        | O <sub>2</sub> | %   | 8,40         |
|    | к. Б                                          | O <sub>2</sub> | %   | 8,62         |
| 30 | O <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А | O <sub>2</sub> | %   | 4,34         |
|    | к. Б                                          |                |     | 4,87         |
| 31 | Частка золи палива в леткій золі              | $a_{fa}$       | —   | 0,85         |
| 32 | Частка золи палива в шлаку                    | $a_{sl}$       | —   | 0,15         |
| 33 | Викиди СО к. А                                | CO             | ppm | 28           |
|    | к. Б                                          | CO             | ppm | 28           |
| 34 | Температура шлаку к.А                         | $T_{sl}$       | °C  | 1476         |
|    | Температура шлаку к. Б                        | $T_{sl}$       | °C  | 1492         |
| 35 | Температура у ядрі факелу к.А                 | $T_{com}$      | °C  | 1677         |
|    | Температура у ядрі факелу к.Б                 | $T_{com}$      | °C  | 1636         |
|    |                                               |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>                 |                |     |              |
| 36 | Втрати тепла з відхідними газами              | $q_2$          | %   | 8,74         |
| 37 | Втрати тепла з хімнедопалом                   | $q_3$          | %   | 0,047        |
| 38 | Втрати тепла з мехнедопалом                   | $q_4$          | %   | 10,71        |
| 39 | Втрати тепла в навколишнє середовище          | $q_5$          | %   | 0,44         |
| 40 | Втрати тепла зі шлаком                        | $q_6$          | %   | 0,26         |
| 41 | <b>ККД брутто</b>                             | $\eta_{бр}^K$  | %   | <b>79,81</b> |
|    |                                               |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>                 |                |     |              |
| 42 | Втрати тепла з відхідними газами              | $q_2$          | %   | 8,62         |
| 43 | Втрати тепла з хімнедопалом                   | $q_3$          | %   | 0,049        |
| 44 | Втрати тепла з мехнедопалом                   | $q_4$          | %   | 7,05         |
| 45 | Втрати тепла в навколишнє середовище          | $q_5$          | %   | 0,46         |
| 46 | Втрати тепла зі шлаком                        | $q_6$          | %   | 0,26         |
| 47 | <b>ККД брутто</b>                             | $\eta_{бр}^K$  | %   | <b>83,56</b> |

Виконані балансові дослідження показали, що при близькій калорійності АШ ( $Q_{ir} = 5090-5200$  ккал/кг) ККД котлоагрегату ТПП-210А (корпус 3Б) практично не змінювався при зниженні навантаження енергоблоку з 255 МВт до 211 МВт і становить 83,0-83,6%, що є задовільним результатом для парогенераторів, які відпрацювали більше 200 тис. годин.

Для вугілля з теплотою згоряння  $Q_{i'} = 5281$  ккал/кг при навантаженні 255 МВт ККД брутто корпусу 3Б був 81,7%. Це, скоріше за все, пояснюється тим, що ступінь конверсії вуглецю визначається не тільки кінцевою зольністю леткої золи, а й початковою зольністю вугілля, а також меншою часткою леткої золи та більшою часткою шлаку, що виникає при спалюванні малозольного вугілля.

На другому етапі досліджень були проведені теплотехнічні випробування з визначення режимних параметрів роботи котлоагрегата ТПП-210А бл. ст. №3 при спалюванні антрациту на різних електричних навантаженнях енергоблоку: 255, 225, 220 та 210 МВт з використанням каталітичної паливної добавки при її додаванні у первинне повітря. Подавання добавки проводилося лише в один з корпусів котлоагрегату (корпус 3Б) з метою порівняння режимних параметрів роботи майже ідентичних корпусів, в які синхронно подається одне і теж саме вугілля. Останнє – подавання вугілля ідентичної якості одночасно в обидва корпуси котлоагрегату – є важливою особливістю проведених теплотехнічних випробувань, оскільки виключає вплив зміни якості вугілля на порівняльний аналіз режимних параметрів роботи корпусів котлоагрегату, отриманих впродовж рознесених у часі дослідів. Слід зауважити, що впродовж вказаних випробувань витрата природного газу здійснювалась лише в корпус 3А.

Результати балансових дослідів при спалюванні антрациту на різних навантаженнях з додаванням каталітичної паливної добавки у паливну корпусу 3Б котлоагрегату ТПП-210 енергоблоку ст. №3 Трипільської ТЕС наведені в таблицях 3.5, 3.6, 3.7.

Таблиця 3.5. Результати балансових випробувань при спалюванні антрациту на котлоагрегаті ТПП-210А блоку ст. №3 Трипільської ТЕС

$N_e$  (= 255 МВт) з подаванням каталітичної добавки

| № | Найменування параметрів               | Позначення | Од. вим. | Значення |
|---|---------------------------------------|------------|----------|----------|
| 1 | Дата дослідів                         | 09.10.10   |          |          |
| 2 | Тривалість дослідів                   |            | год.     | 4        |
| 3 | Електричне навантаження блока         | $N_e$      | МВт      | 255      |
|   | <b>Параметри палива</b>               |            |          |          |
| 4 | Вид палива                            |            |          | АШ       |
| 5 | Теплота згоряння палива               | $Q_i^r$    | ккал/кг  | 5338     |
| 6 | Зольність на робочий стан к. А        | $A^r$      | %        | 22,9     |
|   | к. Б                                  |            |          | 23,3     |
| 7 | Вологість на робочий стан к. А        | $W^r$      | %        | 8,2      |
|   | к. Б                                  |            |          | 8,2      |
| 8 | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А |            | %        | 21,2     |
|   | к. А н. Б                             |            |          | 14,9     |
|   | к. Б н. В                             |            |          | 19,5     |

|    |                                                                                       |                |                           |       |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------|---------------------------|-------|
|    | к. Б н. Г                                                                             |                |                           | 16,3  |
| 9  | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А                                                   | $G_{sl}$       | %                         | 4,1   |
|    | к. Б                                                                                  |                |                           | 0,1   |
| 10 | Витрата газу на корпус А (подавання газу на корпус Б було припинено під час дослідів) | $G_g$          | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,4   |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>                                                 |                |                           |       |
| 11 | Витрата живильної води на корпус к. А                                                 | $G_{жв}$       | т/год                     | 359   |
|    | к. Б                                                                                  |                |                           | 352   |
| 12 | Тиск живильної води к. А                                                              | $P_{жв}$       | кгс/см <sup>2</sup>       | 252   |
|    | к. Б                                                                                  |                |                           | 252   |
| 13 | Температура живильної води к. А                                                       | $T_{жв}$       | °С                        | 257   |
|    | Температура живильної води к. Б                                                       |                |                           | 257   |
| 14 | Витрата перв. пари по приладу к. А н. А                                               | $D'_{перв.н}$  | т/год                     | 208   |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. А н. Б                                               |                | т/ год                    | 201   |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В                                               |                | т/ год                    | 211   |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. Б н. Г                                             |                | т/ год                    | 212   |
| 15 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б                                               | $D'_{перв.н}$  | т/ год                    | 832   |
| 16 | Температура первинної пари к. А                                                       | $T_{перв.н}$   | °С                        | 548   |
|    | Температура первинної пари к. Б                                                       |                | °С                        | 547,5 |
| 17 | Тиск первинної пари к. А                                                              | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 196   |
|    | Тиск первинної пари к. Б                                                              | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 197   |
| 18 | Витрата пари промперегріву к. А                                                       | $D_{nn}$       | т/ год                    | 305   |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                                                       | $D_{nn}$       | т/ год                    | 319   |
| 19 | Середня температура ГПП к. А                                                          | $T_{гпп}$      | °С                        | 546   |
|    | Середня температура ГПП к. Б                                                          | $T_{гпп}$      | °С                        | 544   |
| 20 | Температура ХПП к. А                                                                  | $T_{хпп}$      | °С                        | 302   |
|    | Температура ХПП к. Б                                                                  | $T_{хпп}$      | °С                        | 305   |
| 21 | Середній тиск ГПП к. А                                                                | $P_{гпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 27,0  |
|    | Середній тиск ГПП к. Б                                                                |                |                           | 27,0  |
| 22 | Тиск ХПП к. А                                                                         | $P_{хпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 30,0  |
|    | Тиск ХПП к. Б                                                                         |                |                           | 30,0  |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>                                              |                |                           |       |
| 23 | Температура у поворотній камері к. А                                                  | $T_{нк}$       | °С                        | 832,4 |
|    | Температура у поворотній камері к. Б                                                  |                | °С                        | 868,6 |
| 24 | Температура відхідних газів к. А                                                      | $T_{від}$      | °С                        | 156   |
|    | к. Б                                                                                  |                |                           | 162   |
| 25 | Температура холодного повітря                                                         | $T_{хп}$       | °С                        | 25    |
| 26 | Коеф. надлишку повітря в баланс. точці к. А                                           | $\alpha$       | -                         | 1,7   |
|    | к. Б                                                                                  | $\alpha$       | -                         | 1,67  |
| 27 | O <sub>2</sub> в балансовій точці к. А                                                | O <sub>2</sub> | %                         | 8,6   |
|    | к. Б                                                                                  | O <sub>2</sub> | %                         | 8,46  |
| 28 | O <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А                                         | O <sub>2</sub> | %                         | 4,9   |
|    | к. Б                                                                                  |                |                           | 4,8   |
| 29 | Частка золи палива в леткій золі                                                      | $a_{fa}$       | —                         | 0,85  |
| 30 | Частка золи палива в шлаку                                                            | $a_{sl}$       | —                         | 0,15  |
| 31 | Викиди СО к. А                                                                        | СО             | ppm                       | 57    |
|    | к. Б                                                                                  | СО             | ppm                       | 36    |
| 32 | Температура шлаку к. А                                                                | $T_{sl}$       | °С                        | 1490  |
|    | Температура шлаку к. Б                                                                | $T_{sl}$       | °С                        | 1504  |

|    |                                      |               |    |              |
|----|--------------------------------------|---------------|----|--------------|
| 33 | Температура у ядрі факелу к.А        | $T_{corn}$    | °C | 1662         |
|    | Температура у ядрі факелу к.Б        | $T_{corn}$    | °C | 1746         |
|    |                                      |               |    |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>        |               |    |              |
| 34 | Втрати тепла з відхідними газами     | $q_2$         | %  | 7,79         |
| 35 | Втрати тепла з хімнедопалом          | $q_3$         | %  | 0,05         |
| 36 | Втрати тепла з мехнедопалом          | $q_4$         | %  | 6,44         |
| 37 | Втрати тепла в навколишнє середовище | $q_5$         | %  | 0,46         |
| 38 | Втрати тепла зі шлаком               | $q_6$         | %  | 0,26         |
| 39 | <b>ККД брутто</b>                    | $\eta_{бр}^K$ | %  | <b>84,99</b> |
|    |                                      |               |    |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>        |               |    |              |
| 40 | Втрати тепла з відхідними газами     | $q_2$         | %  | 8,10         |
| 41 | Втрати тепла з хімнедопалом          | $q_3$         | %  | 0,049        |
| 42 | Втрати тепла з мехнедопалом          | $q_4$         | %  | 6,41         |
| 43 | Втрати тепла в навколишнє середовище | $q_5$         | %  | 0,45         |
| 44 | Втрати тепла зі шлаком               | $q_6$         | %  | 0,27         |
| 45 | <b>ККД брутто</b>                    | $\eta_{бр}^K$ | %  | <b>84,73</b> |

Під час першого випробування з подаванням каталітичної добавки з питомою витратою 50 мл/т вугілля при вимірюванні температури у ядрі факелу на корпусі 3Б були зафіксовані короточасні значні величини збільшення температури ядра факелу (понад 1800°C). Це призвело до необхідності припинення (через 3 год. після початку подавання) використання природного газу на “підсвічування” на цей корпус.

Впродовж подальшої експлуатації котлоагрегату блоку ст. №3 (з 09.10.2010 по 27.10.2010) подавання природного газу на корпус 3Б не здійснювалось у зв’язку з стабільним виходом рідкого шлаку при застосуванні каталітичної добавки на цьому корпусі, а також для запобігання перевищення температур у нижній радіаційній частині (НРЧ) паливні корпусу 3Б.

Таблиця 3.6. Результати балансових випробувань при спалюванні антрацити  
на котлоагрегаті ТПП-210А блоку ст. №3 Трипільської ТЕС  
( $N_e = 225$  МВт) з подаванням каталітичної добавки

| № | Найменування параметрів       | Позначення | Од. вим. | Значення |
|---|-------------------------------|------------|----------|----------|
| 1 | Дата дослід                   | 12.10.10   |          |          |
| 2 | Тривалість дослід             |            | год.     | 4        |
| 3 | Електричне навантаження блока | $N_e$      | МВт      | 225      |
|   | <b>Параметри палива</b>       |            |          |          |
| 4 | Вид палива                    |            |          | АШ       |

|    |                                                            |                |                           |       |
|----|------------------------------------------------------------|----------------|---------------------------|-------|
| 5  | Теплота згоряння палива                                    | $Q_i^r$        | ккал/кг                   | 4943  |
| 6  | Зольність на робочий стан к. А                             | $A^r$          | %                         | 23,7  |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 23,8  |
| 7  | Вологість на робочий стан к. А                             | $W^r$          | %                         | 10,8  |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 10,8  |
| 8  | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А                      |                | %                         | 22,2  |
|    | к. А н. Б                                                  |                |                           | 17,3  |
|    | к. Б н. В                                                  |                |                           | 18,6  |
|    | к. Б н. Г                                                  |                |                           | 14    |
| 9  | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А                        | $I_{sl}$       | %                         | 0,9   |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 0     |
| 10 | Витрата газу на корпус А<br>(газ на корпус Б не подавався) | $G_g$          | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,4   |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>                      |                |                           |       |
| 11 | Витрата живильної води на корпус к. А                      | $G_{жв}$       | т/год                     | 367   |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 361   |
| 12 | Тиск живильної води к. А                                   | $P_{жв}$       | кгс/см <sup>2</sup>       | 250   |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 250   |
| 13 | Температура живильної води к. А                            | $T_{жв}$       | °С                        | 259   |
|    | Температура живильної води к. Б                            |                |                           | 259   |
| 14 | Витрата перв. пари по приладу к. А н. А                    | $D'_{перв.н}$  | т/год                     | 212   |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. А н. Б                    |                | т/ год                    | 205   |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В                    |                | т/ год                    | 211   |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. Б н. Г                  |                | т/ год                    | 212   |
| 15 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б                    | $D'_{перв.н}$  | т/ год                    | 840   |
| 16 | Температура первинної пари к. А                            | $T_{перв.н}$   | °С                        | 548   |
|    | Температура первинної пари к. Б                            |                | °С                        | 546   |
| 17 | Тиск первинної пари к. А                                   | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 201   |
|    | Тиск первинної пари к. Б                                   | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 200   |
| 18 | Витрата пари промперегріву к. А                            | $D_{nn}$       | т/ год                    | 300   |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                            | $D_{nn}$       | т/ год                    | 324   |
| 19 | Середня температура ГПП к. А                               | $T_{гпп}$      | °С                        | 545   |
|    | Середня температура ГПП к. Б                               | $T_{гпп}$      | °С                        | 545   |
| 20 | Температура ХПП к. А                                       | $T_{хпп}$      | °С                        | 300   |
|    | Температура ХПП к. Б                                       | $T_{хпп}$      | °С                        | 305   |
| 21 | Середній тиск ГПП к. А                                     | $P_{гпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 27,0  |
|    | Середній тиск ГПП к. Б                                     |                |                           | 27,0  |
| 22 | Тиск ХПП к. А                                              | $P_{хпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 30,0  |
|    | Тиск ХПП к. Б                                              |                |                           | 30,0  |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>                   |                |                           |       |
| 23 | Температура у поворотній камері к. А                       | $T_{нк}$       | °С                        | 838,3 |
|    | Температура у поворотній камері к. Б                       |                | °С                        | 860,0 |
| 24 | Температура відхідних газів к. А                           | $T_{від}$      | °С                        | 160   |
|    | к. Б                                                       |                |                           | 165   |
| 25 | Температура холодного повітря                              | $T_{хп}$       | °С                        | 24    |
| 26 | Коеф. надлишку повітря в баланс. точці к. А                | $\alpha$       | -                         | 1,65  |
|    | к. Б                                                       | $\alpha$       | -                         | 1,65  |
| 27 | О <sub>2</sub> в балансовій точці к. А                     | О <sub>2</sub> | %                         | 8,31  |
|    | к. Б                                                       | О <sub>2</sub> | %                         | 8,30  |

|    |                                               |                |     |              |
|----|-----------------------------------------------|----------------|-----|--------------|
| 28 | O <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А | O <sub>2</sub> | %   | 4,75         |
|    | к. Б                                          |                |     | 4,76         |
| 29 | Частка золи палива в леткій золі              | $a_{fa}$       | –   | 0,85         |
| 30 | Частка золи палива в шлаку                    | $a_{sl}$       | –   | 0,15         |
| 31 | Викиди СО к. А                                | СО             | ppm | 29           |
|    | к. Б                                          | СО             | ppm | 27           |
| 32 | Температура шлаку к.А                         | $T_{sl}$       | °C  | 1507         |
|    | Температура шлаку к. Б                        | $T_{sl}$       | °C  | 1532         |
| 33 | Температура у ядрі факелу к.А                 | $T_{corn}$     | °C  | 1714         |
|    | Температура у ядрі факелу к.Б                 | $T_{corn}$     | °C  | 1799         |
|    |                                               |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>                 |                |     |              |
| 34 | Втрати тепла з відхідними газами              | $q_2$          | %   | 7,88         |
| 35 | Втрати тепла з хімнедопалом                   | $q_3$          | %   | 0,048        |
| 36 | Втрати тепла з мехнедопалом                   | $q_4$          | %   | 7,91         |
| 37 | Втрати тепла в навколишнє середовище          | $q_5$          | %   | 0,46         |
| 38 | Втрати тепла зі шлаком                        | $q_6$          | %   | 0,30         |
| 39 | <b>ККД бруто</b>                              | $\eta_{бр}^K$  | %   | <b>83,41</b> |
|    |                                               |                |     |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>                 |                |     |              |
| 40 | Втрати тепла з відхідними газами              | $q_2$          | %   | 8,32         |
| 41 | Втрати тепла з хімнедопалом                   | $q_3$          | %   | 0,049        |
| 42 | Втрати тепла з мехнедопалом                   | $q_4$          | %   | 6,22         |
| 43 | Втрати тепла в навколишнє середовище          | $q_5$          | %   | 0,45         |
| 44 | Втрати тепла зі шлаком                        | $q_6$          | %   | 0,31         |
| 45 | <b>ККД бруто</b>                              | $\eta_{бр}^K$  | %   | <b>84,66</b> |

Таблиця 3.7. Результати балансових випробувань при спалюванні антрациту на котлоагрегаті ТПП-210А блоку ст. №3 Трипільської ТЕС ( $N_e = 210$  МВт) з подаванням каталітичної добавки

| № | Найменування параметрів               | Позначення | Од. вим. | Значення |
|---|---------------------------------------|------------|----------|----------|
| 1 | Дата досліджу                         | 13.10.10   |          |          |
| 2 | Тривалість досліджу                   |            | год.     | 4        |
| 3 | Електричне навантаження блока         | $N_e$      | МВт      | 210      |
|   | <b>Параметри палива</b>               |            |          |          |
| 4 | Вид палива                            |            |          | АШ       |
| 5 | Теплота згоряння палива               | $Q_i^r$    | ккал/кг  | 4826     |
| 6 | Зольність на робочий стан к. А        | $A^r$      | %        | 25,4     |
|   | к. Б                                  |            |          | 25,3     |
| 7 | Вологість на робочий стан к. А        | $W^r$      | %        | 10,8     |
|   | к. Б                                  |            |          | 10,8     |
| 8 | Вміст горючих у леткій золі к. А н. А |            | %        | 14,3     |
|   | к. А н. Б                             |            |          | 12,8     |
|   | к. Б н. В                             |            |          | 10,9     |
|   | к. Б н. Г                             |            |          | 14,0     |
| 9 | Вміст горючих у шлаку (жужелі) к. А   | $G_{sl}$   | %        | 1,9      |
|   | к. Б                                  |            |          | 1,5      |

|    |                                                          |                |                           |       |
|----|----------------------------------------------------------|----------------|---------------------------|-------|
| 10 | Витрата газу на корпус А<br>(газ на корпус Б не подався) | $G_g$          | тис. нм <sup>3</sup> /год | 1,4   |
|    | <b>Параметри паро-водяного тракту</b>                    |                |                           |       |
| 11 | Витрата живильної води на корпус к. А                    | $G_{жв}$       | т/год                     | 348   |
|    | к. Б                                                     |                |                           | 342   |
| 12 | Тиск живильної води к. А                                 | $P_{жв}$       | кгс/см <sup>2</sup>       | 250   |
|    | к. Б                                                     |                |                           | 250   |
| 13 | Температура живильної води к. А                          | $T_{жв}$       | °С                        | 257   |
|    | Температура живильної води к. Б                          |                |                           | 257   |
| 14 | Витрата перв. пари по приладу к. А н. А                  | $D'_{перв.н}$  | т/год                     | 205   |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. А н. Б                |                | т/ год                    | 194   |
|    | Витрата перв. пари по приладу к. Б н. В                  |                | т/ год                    | 210   |
|    | Витрата первин. пари по приладу к. Б н. Г                |                | т/ год                    | 210   |
| 15 | Загалом витрата перв. пари к. А та к. Б                  | $D'_{перв.н}$  | т/ год                    | 819   |
| 16 | Температура первинної пари к. А                          | $T_{перв.н}$   | °С                        | 549   |
|    | Температура первинної пари к. Б                          |                | °С                        | 545,5 |
| 17 | Тиск первинної пари к. А                                 | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 192   |
|    | Тиск первинної пари к. Б                                 | $P_{перв.н}$   | кгс/см <sup>2</sup>       | 192   |
| 18 | Витрата пари промперегріву к. А                          | $D_{nn}$       | т/ год                    | 308   |
|    | Витрата пари промперегріву к. Б                          | $D_{nn}$       | т/ год                    | 315   |
| 19 | Середня температура ГПП к. А                             | $T_{гпп}$      | °С                        | 546   |
|    | Середня температура ГПП к. Б                             | $T_{гпп}$      | °С                        | 546   |
| 20 | Температура ХПП к. А                                     | $T_{хпп}$      | °С                        | 301   |
|    | Температура ХПП к. Б                                     | $T_{хпп}$      | °С                        | 302   |
| 21 | Середній тиск ГПП к. А                                   | $P_{гпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 26,0  |
|    | Середній тиск ГПП к. Б                                   |                |                           | 26,0  |
| 22 | Тиск ХПП к. А                                            | $P_{хпп}$      | кгс/см <sup>2</sup>       | 28,0  |
|    | Тиск ХПП к. Б                                            |                |                           | 28,0  |
|    | <b>Параметри газо-повітряного тракту</b>                 |                |                           |       |
| 23 | Температура у поворотній камері к. А                     | $T_{нк}$       | °С                        | 862,9 |
|    | Температура у поворотній камері к. Б                     |                | °С                        | 875,4 |
| 24 | Температура відхідних газів к. А                         | $T_{від}$      | °С                        | 161   |
|    | к. Б                                                     |                |                           | 166   |
| 25 | Температура холодного повітря                            | $T_{хп}$       | °С                        | 19    |
| 26 | Коеф. надлишку повітря в баланс. точці к. А              | $\alpha$       | -                         | 1,69  |
|    | к. Б                                                     | $\alpha$       | -                         | 1,76  |
| 27 | О <sub>2</sub> в балансовій точці к. А                   | О <sub>2</sub> | %                         | 8,6   |
|    | к. Б                                                     | О <sub>2</sub> | %                         | 9,05  |
| 28 | О <sub>2</sub> в поворотній камері (КПП) к. А            | О <sub>2</sub> | %                         | 4,6   |
|    | к. Б                                                     |                |                           | 5,46  |
| 29 | Частка золи палива в леткій золі                         | $a_{fa}$       | —                         | 0,85  |
| 30 | Частка золи палива в шлаку                               | $a_{sl}$       | —                         | 0,15  |
| 31 | Викиди СО к. А                                           | СО             | ppm                       | 32    |
|    | к. Б                                                     | СО             | ppm                       | 22    |
| 32 | Температура шлаку к. А                                   | $T_{sl}$       | °С                        | 1440  |
|    | Температура шлаку к. Б                                   | $T_{sl}$       | °С                        | 1490  |
| 33 | Температура у ядрі факелу к. А                           | $T_{corn}$     | °С                        | 1685  |
|    | Температура у ядрі факелу к. Б                           | $T_{corn}$     | °С                        | 1775  |
|    |                                                          |                |                           |       |
|    | <b>Втрати тепла, корпус А</b>                            |                |                           |       |

|    |                                      |               |   |              |
|----|--------------------------------------|---------------|---|--------------|
| 34 | Втрати тепла з відхідними газами     | $q_2$         | % | 8,62         |
| 35 | Втрати тепла з хімінедопалом         | $q_3$         | % | 0,05         |
| 36 | Втрати тепла з мехнедопалом          | $q_4$         | % | 5,62         |
| 37 | Втрати тепла в навколишнє середовище | $q_5$         | % | 0,48         |
| 38 | Втрати тепла зі шлаком               | $q_6$         | % | 0,31         |
| 39 | <b>ККД брутто</b>                    | $\eta_{бр}^K$ | % | <b>84,93</b> |
|    |                                      |               |   |              |
|    | <b>Втрати тепла, корпус Б</b>        |               |   |              |
| 40 | Втрати тепла з відхідними газами     | $q_2$         | % | 9,28         |
| 41 | Втрати тепла з хімінедопалом         | $q_3$         | % | 0,052        |
| 42 | Втрати тепла з мехнедопалом          | $q_4$         | % | 5,05         |
| 43 | Втрати тепла в навколишнє середовище | $q_5$         | % | 0,45         |
| 44 | Втрати тепла зі шлаком               | $q_6$         | % | 0,32         |
| 45 | <b>ККД брутто</b>                    | $\eta_{бр}^K$ | % | <b>84,84</b> |

Під час проведення теплотехнічних випробувань з подаванням каталітичної добавки витратою 50 мл/т, а також з урахуванням їх результатів було оптимізовано витрату каталітичної паливної добавки на основі вимірюваних температур у ядрі факелу з умови не перевищення її значення понад 1800°C.

В той же час регулювання витрати пари відбувалось в автоматичному режимі (системою автоматичного регулювання – САР) за зворотнім зв'язком по витраті вугілля на обох корпусах: відхилення витрати пари (напр., її збільшення) від встановленого значення для заданого навантаження енергоблоку призводило до зменшення витрати вугілля.

На підставі аналізу результатів режимних параметрів експлуатації котла при довготривалому подаванні каталітичної добавки було виявлено таке:

- на корпусі 3Б (у порівнянні з корпусом 3А) відбувалось суттєве покращення виходу рідкого шлаку у всьому діапазоні навантаження енергоблоку (210-255 МВт);
- температура рідкого шлаку у корпусі 3Б була вище на 55-125 °С у порівнянні з корпусом 3А;
- температура в ядрі факелу у к. 3Б була на 85-120 °С вище по відношенню до корпусу 3А;
- отримано зменшення вмісту горючих у леткій золі на 2-5 % у корпусі 3Б (порівняно з корпусом 3А);

- спостерігався перерозподіл витрати живильної води в корпусі 3Б після подавання каталізатору: зменшення витрати живильної води з одночасним збільшенням витрати води на впорски, що свідчить про підвищення температури гострої пари з подальшою її компенсацією.

На рис. 3.2 представлено залежність температури відхідних газів (перед електрофільтром) корпусу 3Б від потужності енергоблоку в двох режимах роботи (без та з застосуванням каталітичної паливної добавки REDUXCO). На відміну від базового режиму, коли температура димових газів різко зростає при збільшенні електричної потужності енергоблоку від 210 до 255 МВт, в режимі з подаванням каталітичної паливної добавки (КПД) ріст температури дуже повільний. На потужності 255 МВт різниця температур між двома режимами досягає 10 °С. Це свідчить, що в режимі з подаванням каталітичної присадки відбувається більш інтенсивна передача енергії від палива до поверхонь нагріву котла на високих потужностях енергоблоку.

На рис. 3.3. приведено вплив каталітичної паливної добавки на вміст горючих у леткій золі  $\Gamma_{fa}$  для корпусу 3Б. Очевидне зниження величини  $\Gamma_{fa}$  в режимі з подавання каталітичної паливної добавки у всьому діапазоні потужності енергоблоку.

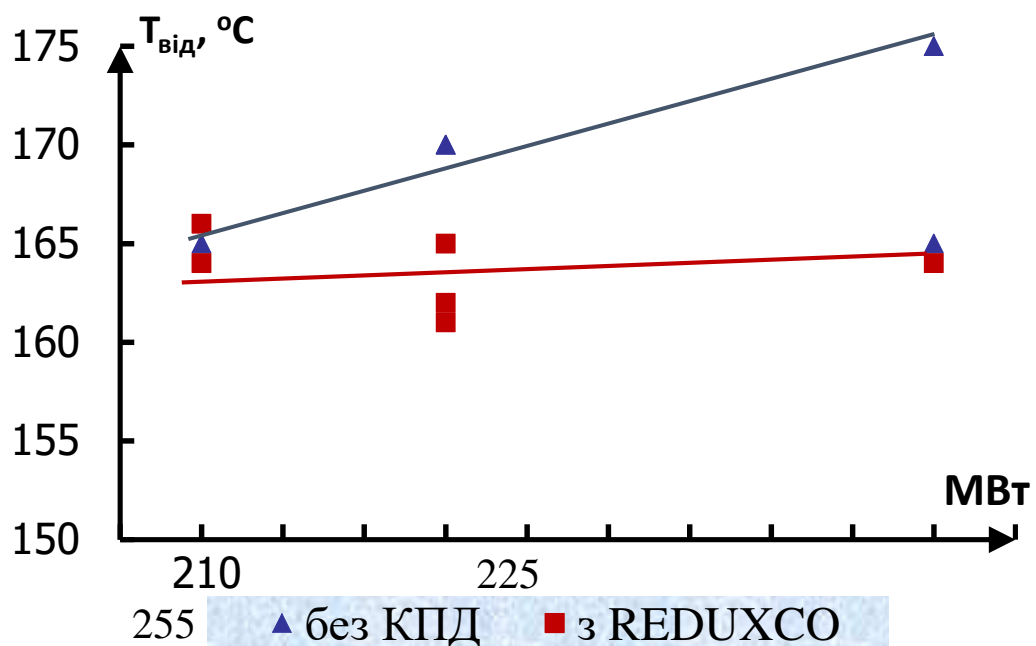


Рисунок 3.2 – Залежність температури відхідних газів від потужності блоку.

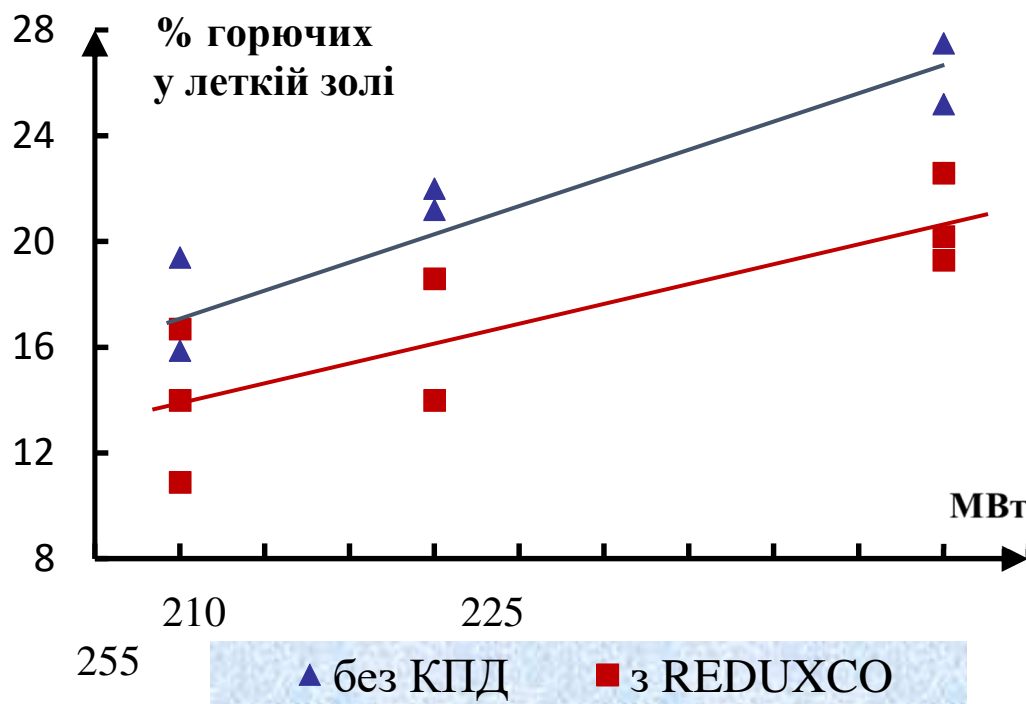


Рисунок 3.3 – Залежність вмісту горючих в леткій золі від потужності блоку.

На рис. 3.4. показано вплив каталітичної паливної добавки на ККД бруто корпусу 3Б при нормативному відношенню маси леткої золи до маси шлаку 85:15.

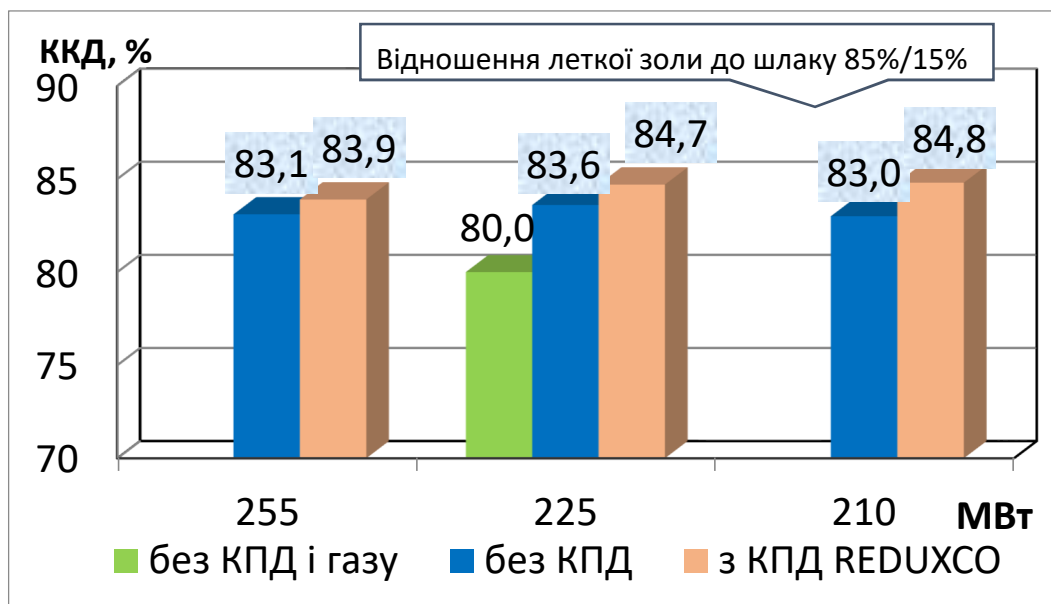


Рисунок 3.4 – Вплив каталітичної добавки на ККД котла (корпус 3Б)

Очевидне зростання з подачею каталітичної паливної добавки в усьому діапазоні потужностей.

Слід відзначити, що в дослідях з подаванням каталітичної паливної добавки спостерігалася вища температура шлаку в корпусі 3Б в порівнянні з

корпусом 3А. Висока температура шлаку є свідченням зростання температури факелу. При цьому більша частина мінеральної складової вугілля буде потрапляти в розплав, і відношення 85/15 між леткою золою та шлаком має бути зміщеним в бік більшої частки шлаку, в якому вміст горючих (вуглецю) набагато менший, ніж в леткій золі. Отже і втрати тепла через механічний недопал будуть меншими, при цьому зросте ККД котла.

Можливість повної відмови від підсвічування пиловугільного факела природним газом є незаперечним свідченням позитивного впливу подачі каталітичної паливної добавки REDUXCO на роботу парового котла, що спалює низько-реакційне паливо калорійністю 4826 ккал/кг (17,94 МДж/кг), хоча проектна калорійність палива для Трипільської була більше 6100 ккал/кг.

Викладені в підпункті 3.1.1 дані були оприлюднені в доповіді на 9-й Міжнародній науково-практичній конференції «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития», яка проходила 25-29 вересня 2013 р. в м. Алушта, Україна, і були опубліковані в статті [111].

### *3.1.2 Результати дослідів з «відпущеною потужністю» при подачі каталітичної паливної добавки.*

В даному підпункті наведено результати дослідів з "відпущеною потужністю" на котлоагрегаті ТПП-210 А енергоблоку ст. №3 Трипільської ТЕС. Методика проведення дослідів з "відпущеною потужністю" наведено у розділі 2. Перед проведенням дослідів (без подавання природного газу в корпуси та каталітичної добавки) було здійснено введення паливної добавки у первинне повітря та відключення системи САР на корпусі 3Б, а також виставлені середні значення відкриття шиберів за останні 5 год. на корпусі 3Б (САР на 3А – включена).

Введення каталітичної добавки REDUXCO витратою 50 мл/т призвело до суттєвого зростання паропродуктивності корпусу 3Б котлоагрегату, яке вийшло за дозволені межі (різниця по витраті гострого пару між корпусами зросла понад 50 т/год.), що в подальшому було вирівняно після включення системи САР на корпусі 3Б (рис. 3.5).

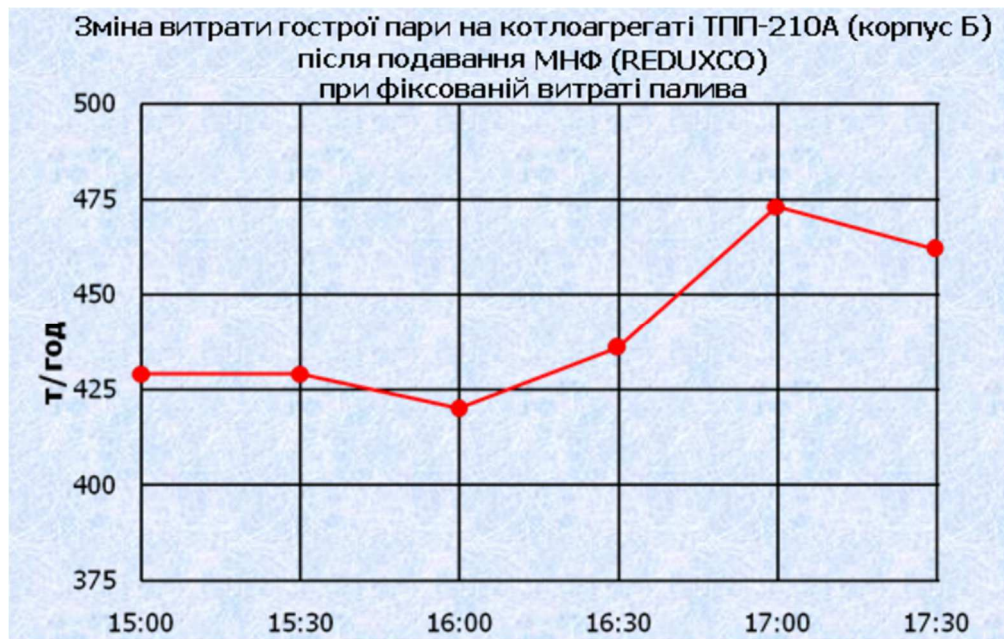


Рисунок 3.5 – Зміна витрати гострої пари на котлоагрегаті ТПП-210А (корпус 3Б) після подачі каталітичної паливної добавки

На підставі подальшого аналізу теплоти згоряння  $Q_i'$  твердого палива, відібраного протягом цього дослідження, було визначено, що таке зростання паропродуктивності могло бути обумовлено як зростанням  $Q_i'$  (рис. 3.6), так і впливом введення добавки REDUXCO.

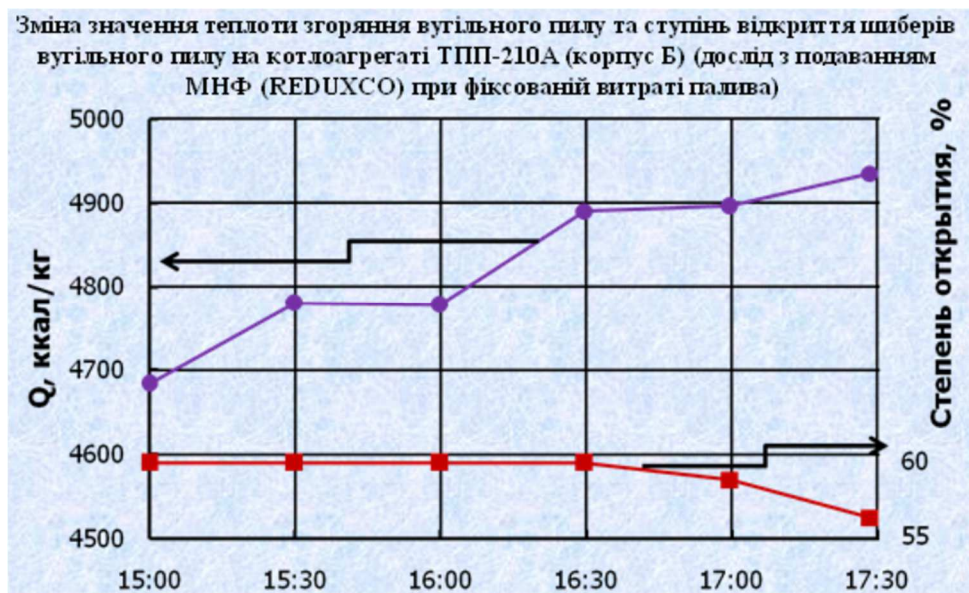


Рисунок 3.6 – Зміна теплоти згоряння вугілля та ступінь відкриття шиберів вугільного пилу (котлоагрегат ТПП-210А, корпус 3Б) під час дослідження з використанням паливної добавки (при фіксованій витраті палива)

З рис. 3.6 видно, що навіть при постійній витраті вугілля, яке забезпечується сталим (незмінним у часі) рівнем відкриття шиберів пило-живильників, теплота, яка надходить до корпусу котла та фактично визначає його паропродуктивність, змінюється з коливанням калорійності вугілля.

Для виключення ефекту впливу зміни теплоти згоряння на зміну паропродуктивності, яка автоматично компенсується системою САР на корпусі 3А шляхом зміни витрати вугілля, було вирішено провести випробування при ручній синхронній з корпусом 3А зміні витрати вугілля на корпусі 3Б з виключеною системою САР на корпусі 3Б.

В такому випадку на вході обох корпусів підтримується практично однаковий та синхронно змінюваний тепловий потік, який підводиться в паливневій камери корпусів. Для цього було обчислено середній ступень відкриття шиберів аероживильників (у відсотках), який визначає витрату вугілля, на корпусі 3А та 3Б при однакових навантаженнях по пару та отримані коефіцієнти пропорційності між ними.

В подальшому при проведенні випробування (з подаванням добавки) САР на корпусі 3Б була знову відключена, а на корпусі 3А включена. При цьому регулювання витрати вугілля здійснювалось на корпусі 3Б у ручному режимі кожні 15 хв. Визначався середній рівень відкриття шиберів на корпусі 3А з подальшим визначенням (на підставі коефіцієнтів пропорційності) та встановленням відкриття шиберів на корпусі 3Б. Під час нього система автоматичного регулювання не обмежувала зростання паропродуктивності корпусу 3Б.

На рис. 3.7 показана зміна ступеню відкриття шиберів на корпусах, яка відбувається під час проведення дослідів з “відпущенням потужності”.

Експлуатація корпусів проходить при подаванні каталітичної добавки в корпус 3Б та синхронній ручній установці шиберів живильників вугільного пилу на цьому ж корпусі (САР була включена на 3А та виключена на 3Б). Зміна витрат живильної води та паропродуктивності корпусу 3Б показана на рис. 3.8.

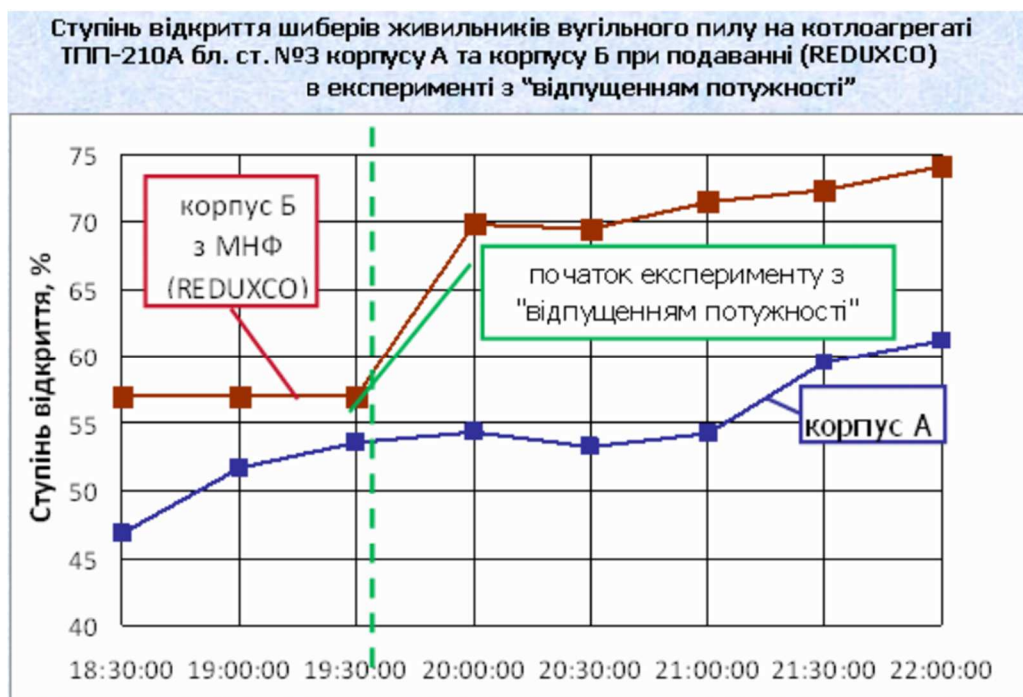


Рисунок 3.7 – Зміна середнього ступеня відкриття шиберів живильників вугільного пилу на котлі ТПП-210А під час проведення експерименту з "відпущенням потужності" при використанні добавки на корпусі 3Б.

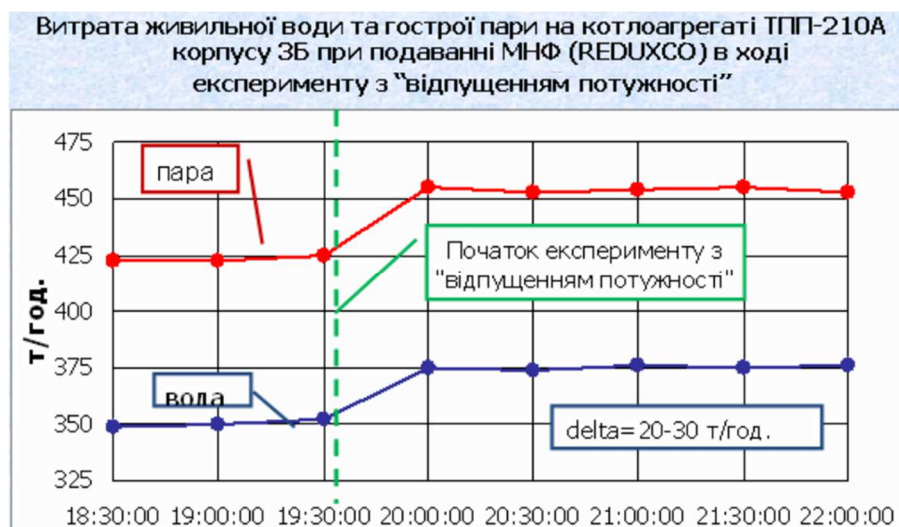


Рисунок 3.8 – Зміна паропроодуктивності корпусу 3Б котла ТПП-210А.

Видно, що в експерименті з відпущенням потужності відбувається збільшення паропроодуктивності корпусу, яке може пояснюватись лише впливом подачі каталітичної добавки на процес спалювання антрациту. Це додатково підтверджується тим, що теплота згоряння вугілля впродовж цього дослідження зменшувалась (рис. 3.9).



Рисунок 3.9 – Зміна теплоти згоряння вугілля (котлоагрегат ТПП-210А, корпус 3Б) під час дослід з “відпущенням потужності”.

У такому режимі роботи спостерігалось поступове збільшення витрати гострої пари на корпусі 3Б з 424-425 т/год та його подальша стабілізація відповідно на рівні 450-455 т/год. (тобто зростання на 25-30 т/год.). Відповідне збільшення електричної потужності енергоблоку наведено на рис. 3.10.

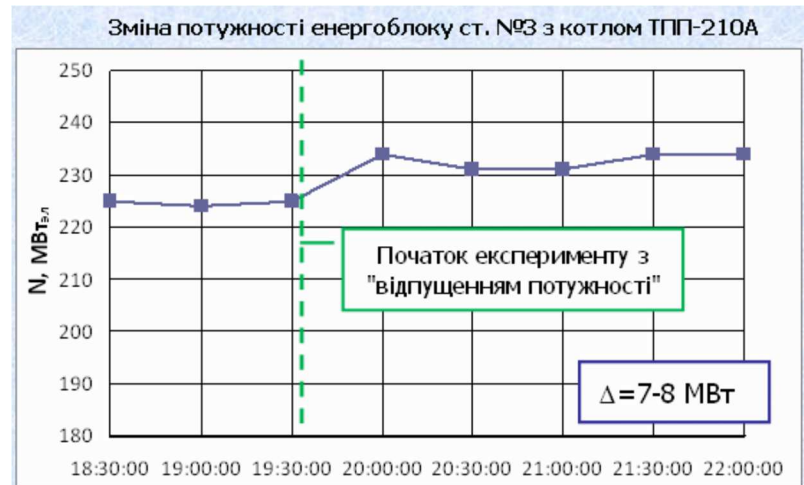


Рисунок 3.10 – Зміна електричної потужності енергоблоку під час дослід з “відпущенням потужності” при подаванні добавки REDUXCO в корпус 3Б.

З приведених на рис. 3.10 результатів експерименту видно, що потужність енергоблоку ст. №3 зростає на 7-8 МВт і це при тому, що каталітична добавка подавалася лише в корпус 3Б. У випадку відпущення потужності та подавання каталітичної паливної добавки можна очікувати при аналогічних умовах збільшення ККД (брутто) енергоблоку на 14-16 МВт, або

зниження питомих витрат палива на 24-26 г у.п./кВтгод. (для випадку, коли до початку експерименту природний газ в котел не подавався). Це відповідає збільшенню ККД котлоагрегату ТПП-210А на 5,2-5,6%.

Викладені в підпункті 3.1.2 дані були оприлюднені в доповіді на 9-й Міжнародній науково-практичній конференції «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития», яка проходила 25-29 вересня 2013 р. в м. Алушта, Україна, і були опубліковані в статті [107].

### *3.1.3 Результати експериментальних досліджень процесу спалювання антрациту в барабанному пилувугільному котлі.*

Експериментальні дослідження на котлоагрегаті типу ТПП-100 Зміївської ТЕС проводились з метою визначення впливу додавання каталітичної паливної добавки REDUXCO на ефективність процесу вигорання низько-реакційного антрациту з визначенням техніко-економічних параметрів роботи котла, а також на можливість зниження підсвічування вугільного факелу природним газом.

Основним паливом для котлів ТП-100 Зміївської ТЕС є вугілля донецького басейну марки АШ. Котлоагрегати розраховані також на спалювання природного газу Шебелинського родовища. В зв'язку з цим пальники виконані пилוגазовими, а пилосистема обладнана захисними вибуховими клапанами.

Котел ТП-100 (ТП-100А) конструкції та виробництва Таганрозького котельного заводу «Красний котельщик» (Росія) и призначений для робіт в блоці з турбіною К-200-130. Він призначений для отримання пари високого тиску при спалюванні у вигляді факелу вугільного пилу, мазуту або природного газу і розрахований на тривалу, надійну і економічну роботу при параметрах, викладених в таблиці 3.8

Однобарабанний котел з природною циркуляцією, рідким шлаковидаленням виготовлений за Т-подібний компоновкою, основною особливістю якої є двосторонній відвід газів з паливни і розміщення

конвективних поверхонь нагріву в двох відділених газоходах. Паливнева камера, розділена двохсвітним екраном, розміщена в середині котла, в вертикальному газоході, а хвостові поверхні нагріву і регулююча ступінь вторинного пароперегрівника (проміжного) в чотирьох опускних шахтах зліва і справа від паливної. (Рис. 3.11)

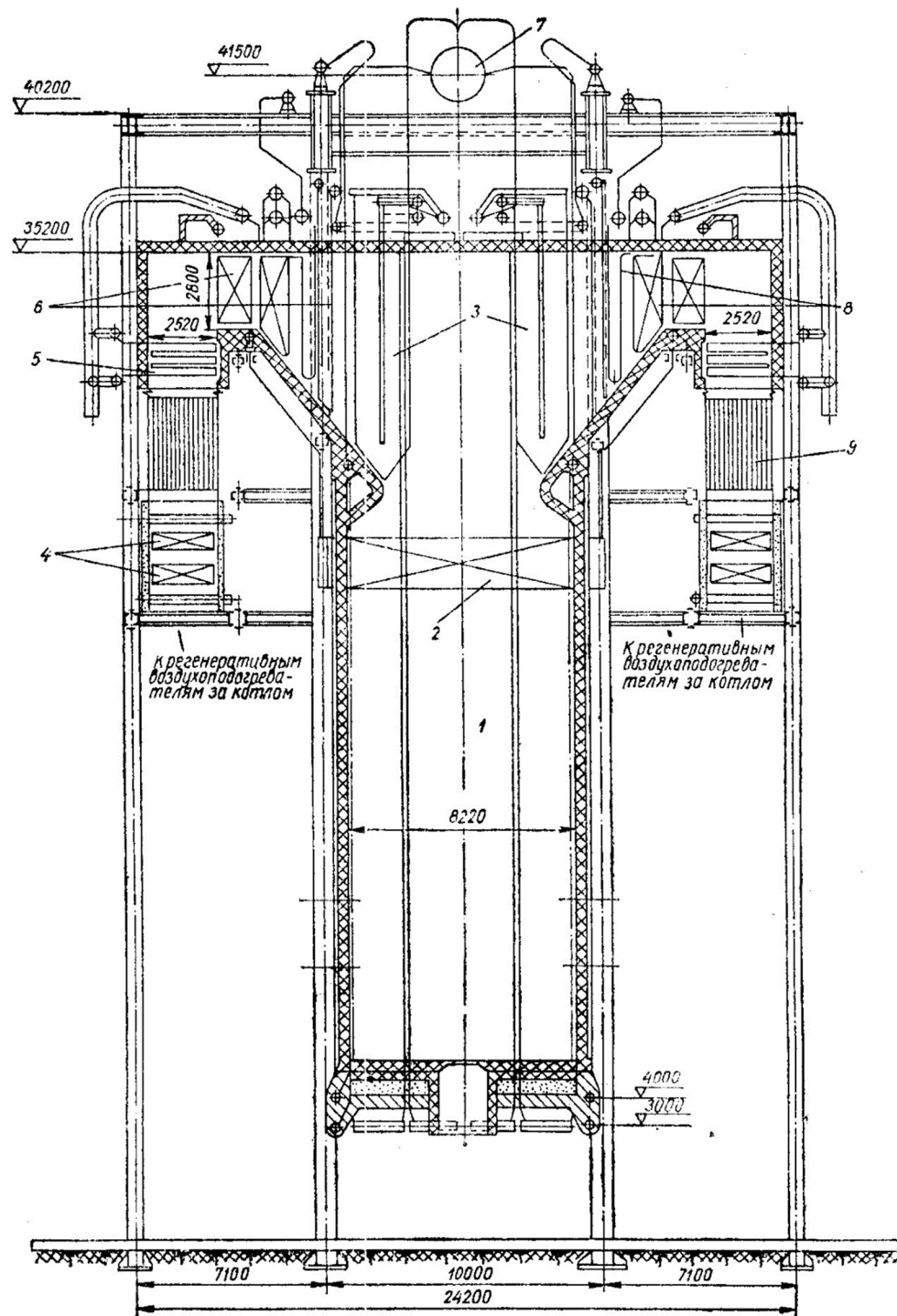


Рисунок 3.11 – Поперечный разрез котла ТП-100

Таблиця 3.8. Основні розрахункові характеристики котла ТП-100.

|                                                      |                          |
|------------------------------------------------------|--------------------------|
| Паропродуктивність                                   | 640 т/год                |
| Тиск первинної пари в барабані                       | 115 кгс/см <sup>2</sup>  |
| Температура первинної пари                           | 545°С                    |
| Витрата вторинної пари                               | 560 т/год                |
| Тиск вторинної пари після проміжного пароперегрівача | 22,5 кгс/см <sup>2</sup> |
| Температура вторинної пари на виході з котла         | 545°С                    |
| Температура вторинної пари на вході в котел          | 340°С                    |
| Тиск вторинної пари на вході в котел                 | 24 кгс/см <sup>2</sup>   |
| Температура гарячого повітря                         | 390°С                    |
| Температура вихідних газів                           | 135°С                    |
| КПД брутто котла                                     | 90,6%                    |

В кожній із опускних шахт послідовно по ходу розміщення: регулювальний ступінь вторинного пароперегрівника, водяний економайзер і регенеративний повітропідігрівник.

На бокових стінках паливневої камери, розділеної двосвітнім екраном на фронтову (передню) напівпаливню (Ф) та тилову (задню) напівпаливню (Т), встановлені два яруси 16 комбінованих пилогазових пальників.

На першому етапі досліджень були проведені теплотехнічні випробування з визначення режимних параметрів роботи котлоагрегату ТП-100 блоку ст. № 1 при спалюванні низько-реакційного вугілля на різних навантаженнях енергоблоку (170, 150 та 130 МВт) без додавання активатора горіння на котлоагрегаті ТП-100 для визначення початкового стану котельного агрегату.

Марка та якість вугілля, що надходило в пальники котла ТП-100 блоку ст. № 1 під час випробувань, визначалися поточним складом твердого палива, що був на місці забору вугілля краном-навантажувачем. Реально на котел надходила суміш антрациту та пісного вугілля в різних пропорціях.

Результати балансових випробувань, які були отримані під час спалювання низькорекційного вугілля на котлоагрегаті ТП-100 бл. ст. № 1

Зміївської ТЕС без подачі каталітично паливної добавки 170 МВт, 150 МВт і 130 МВт, наведені відповідно в зведеній таблиці 3.9.

Таблиця 3.9. Результати балансових випробувань при спалюванні антрациту на котлоагрегаті ТП-100 блоку ст. № 1 Зміївської ТЕС без подавання каталітичної добавки

| Параметр                                | Позн-ня        | Од. вим. | 2.12.11 | 3.12.11 | 4.12.11 |
|-----------------------------------------|----------------|----------|---------|---------|---------|
| Потужність блоку                        | $N_e$          | МВт      | 170     | 130     | 150     |
| Тривалість досліду                      |                |          | 4       | 4       | 4       |
| <b>Параметри палива</b>                 |                |          |         |         |         |
| Зольність на сухий стан                 | $A^d$          | %        | 22,17   | 22,93   | 24,29   |
| Зольність на робочий стан               | $A^r$          | %        | 20,17   | 20,82   | 22,37   |
| Вологість аналітична                    | $W^a$          | %        | 0,55    | 0,46    | 0,43    |
| Вологість на робочий стан               | $W^r$          | %        | 9,0     | 9,2     | 7,9     |
| Вміст сірки на робочий стан             | $S^r$          | %        | 1,73    | 1,42    | 0,94    |
| Вихід летких                            | $V^{daf}$      | %        | 12,18   | 6,1     | 6,4     |
| Теплота згоряння                        | $Q_i^r$        | ккал/кг  | 5688    | 5432    | 5543    |
| Горючі в леткій золі - лівий фронт ЛФ   | $\Gamma_{ЛФ}$  | %        | 11,4    | 21,12   | 25,87   |
| Горючі в леткій золі - лівий тил ЛТ     | $\Gamma_{ЛТ}$  | %        | 17,10   | 24,39   | 26,33   |
| Горючі в леткій золі - правий фронт ПФ  | $\Gamma_{ПФ}$  | %        | 23,23   | 18,48   | 32,76   |
| Горючі в леткій золі - правий тил ПТ    | $\Gamma_{ПТ}$  | %        | 9,81    | 19,33   | 26,43   |
| Витрата природного газу                 | $G_g$          | м³/год   | 0       | 0       | 0       |
| <b>Параметри пароводяного тракту</b>    |                |          |         |         |         |
| Витрата живильної води                  | $D_{жв}$       | т/год    | 469     | 356,7   | 443,3   |
| Тиск живильної води                     | $P_{жв}$       | кгс/см²  | 199     | 216,2   | 205,4   |
| Витрата гострої пари 1                  | $D_{nn1}$      | т/год    | 292     | 241,7   | 336,7   |
| Витрата гострої пари 2                  | $D_{nn2}$      | т/год    | 278     | 230,6   | 225,4   |
| Температура гострої пари                | $T_{гп}$       | °С       | 519     | 480,3   | 511,1   |
| Температура гострої пари                | $T_{гп}$       | °С       | 545     | 443,3   | 526,7   |
| Температура гострої пари                | $T_{гп}$       | °С       | 519,6   | 456,7   | 516,7   |
| Температура гострої пари                | $T_{гп}$       | °С       | 543     | 453,3   | 525,6   |
| Температура вторинної пари              | $T_{вт.п}$     | °С       | 548     | 534,4   | 541,1   |
| Температура вторинної пари              | $T_{вт.п}$     | °С       | 543     | 527,8   | 531,1   |
| Тиск пари перед ЦВТ                     | $P_{сн}^{цвт}$ | кгс/см²  | 120     | 110,4   | 112,4   |
| Тиск пари перед ЦСТ                     | $P_{сн}^{цст}$ | кгс/см²  | 120     | 110,4   | 112,4   |
| <b>Параметри газоповітряного тракту</b> |                |          |         |         |         |
| Кисень, лівий фронт                     | $O_2$          | %        | 6,4     | 7,57    | 6,97    |
| Кисень, лівий тил                       | $O_2$          | %        | 5,13    | 6,8     | 6,31    |
| Кисень, правий фронт                    | $O_2$          | %        | 7,02    | 8,48    | 7,4     |
| Кисень, правий тил                      | $O_2$          | %        | 4,05    | 6,99    | 6,39    |
| Оксид вуглецю, лівий фронт              | $CO$           | ppm      | 102     | 86      | 74      |
| Оксид вуглецю, лівий тил                | $CO$           | ppm      | 91      | 35      | 26      |
| Оксид вуглецю, правий фронт             | $CO$           | ppm      | 78      | 82      | 142     |
| Оксид вуглецю, правий тил               | $CO$           | ppm      | 90      | 133     | 227     |
| Оксиди азоту, лівий фронт               | $NO_x$         | ppm      | 621,5   | 370     | 406     |
| Оксиди азоту, лівий тил                 | $NO_x$         | ppm      | 628     | 419     | 440     |

| Параметр                            | Позн-ня                       | Од. вим. | 2.12.11      | 3.12.11      | 4.12.11      |
|-------------------------------------|-------------------------------|----------|--------------|--------------|--------------|
| Оксиди азоту, правий фронт          | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 730          | 400          | 425          |
| Оксиди азоту, правий тил            | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 730          | 400          | 425          |
| Кисень, лівий РПП                   | O <sub>2</sub>                | %        | 11,2         | 12,1         | 11,2         |
| Оксид вуглецю, лівий РПП            | CO                            | ppm      | 73           | 9            | 0            |
| Оксиди азоту, лівий РПП             | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 438          | 295          | 296          |
| Кисень, правий РПП                  | O <sub>2</sub>                | %        | 10,98        | 12,24        | 11,67        |
| Оксид вуглецю, правий РПП           | CO                            | ppm      | 64           | 83           | 84           |
| Оксиди азоту, правий РПП            | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 393          | 252          | 297          |
| Температура відхідних газів справа  | $T_{від П}$                   | °C       | 124          | 120          | 120          |
| Температура відхідних газів зліва   | $T_{від Л}$                   | °C       | 130          | 118,3        | 125,6        |
| Температура в льотці - лівий фронт  | $T_{л}^{ЛФ}$                  | °C       | 1598         | 1610         | 1599         |
| Температура в льотці - лівий тил    | $T_{л}^{ЛТ}$                  | °C       | 1661         | 1629         | 1610         |
| Температура в льотці - правий тил   | $T_{л}^{ПТ}$                  | °C       | 1687         | 1597         | 1609         |
| Температура в льотці - правий фронт | $T_{л}^{ПФ}$                  | °C       | 1508         | 1625         | 1599         |
|                                     |                               |          |              |              |              |
| Втрати тепла з відхідними газами    | $q_2$                         | %        | 9,26         | 9,21         | 8,22         |
| Втрати тепла з хімнедопалом         | $q_3$                         | %        | 0,044        | 0,06         | 0,05         |
| Втрати тепла з мехнедопалом         | $q_4$                         | %        | 4,301        | 6,7          | 10,36        |
| Втрати тепла в навкол. середовище   | $q_5$                         | %        | 0,463        | 0,56         | 0,47         |
| Втрати тепла зі шлаком              | $q_6$                         | %        | 0,208        | 0,224        | 0,237        |
| <b>ККД котла брутто</b>             | <b><math>\eta_{бр}</math></b> | <b>%</b> | <b>85,72</b> | <b>83,24</b> | <b>80,66</b> |

Проведені балансові дослідження без подачі каталітичної добавки показали, що вугілля, що спалювалося під час експериментів при досліді на потужності 170 МВт відноситься до пісного вугілля ( $V^{daf} = 12,2 \%$ ), а в двох останніх дослідях – до антрациту, коли вихід летких ( $V^{daf}$ ) був близько 6 % .

З даних, наведених у таблиці 3.9, видно, що основні теплові втрати для цих трьох режимів пов'язані з втратами тепла з теплом відхідних газів та з механічним недопалом, а ККД брутто котла змінюється від 80,66 % (при навантаженні блоку 150 МВт) до 85,72 % (при навантаженні блоку 170 МВт).

Витрати природного газу на підсвічування вугільного факела в режимах без додавання каталітичної присадки не було в усіх 3 режимах. Це стало можливим завдяки високим значенням теплоти згоряння вугілля – від 5432 до 5688 ккал/кг.

Вміст кисню в димових газах у режимному перерізі по фронту (передня напівпаливня), як правило, на 1-3 % був вище, ніж по тилу (задня напівпаливня).

Після регенеративного повітропідігрівника (РПП) вміст оксиду вуглецю майже втричі менше, що вказує на протікання реакції окислення CO до температур близько 300 °C при наявності в димових газах водяної пари.

Високий вміст оксидів азоту NOx пов'язаний з необхідністю забезпечення сталого витікання шлаку. Але обернена кореляція між вмістом оксидів азоту та вмістом оксиду вуглецю не спостерігається.

На другому етапі досліджень були проведені теплотехнічні випробування з визначення режимних параметрів роботи котлоагрегату ТП-100 бл. ст. № 1 Зміївської ТЕС при спалюванні антрациту на різних електричних навантаженнях енергоблоку: 150, 170, 130 та 110 МВт з подачею каталітичної паливної добавки REDUXCO витратою 50 мл/т вугілля в основні та скидні пальники.

Результати балансових дослідів при спалюванні низько-реакційного вугілля на різних навантаженнях з додаванням каталізатора в котел ТП-100 енергоблоку ст. № 1 Зміївської ТЕС наведені в табл. 3.10.

Проведені балансові дослідження з подачею паливної добавки REDUXCO показали, що спалене вугілля відноситься до суміші антрациту та пісного вугілля – вихід летких  $V^{daf}$  був від 5,5 до 9,7 %, майже, як в першій серії експериментів на навантаженнях 130 та 150 МВт. Теплота згоряння палива змінювалася від 5024 до 5304 ккал/кг.

З даних, наведених у таблиці 3.10 та на рис. 3.12 і 3.13, ясно, що основні теплові втрати пов'язані з втратами тепла з теплом відхідних газів (10-11%), які на 1-2 % вище, ніж у попередньому режимі без подачі паливної добавки, що пов'язано з необґрунтовано завищеним вмістом кисню у режимному перерізі (8-9% замість 4-6%) – рис. 3.8 і рис 3.9. Втрати тепла через механічний недопал становили від 4,86 до 8,05 %, що є нижчими ніж у режимі без подачі каталітичної добавки. ККД брутто котла змінювався від 80,8 % (при навантаженні блоку 150 МВт, коли спалювалося більш зольне вугілля) до 86,21 % (при навантаженні блоку 130 МВт та оптимізованому вмісті кисню у режимному перетині).

Таблиця 3.10

Результати балансових випробувань при спалюванні низькорекційного вугілля на котлоагрегаті ТП-100 блоку ст. № 1  
Зміївської ТЕС з подаванням каталітичної паливної добавки

| Параметр                               | Позначення     | Од. вим.            | 11.12.11 | 12.12.11 | 13.12.11 | 14.12.11 | 14.12.11 | 15.12.11 |
|----------------------------------------|----------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Потужність блоку                       | $N_e$          | МВт                 | 150      | 150      | 170      | 130      | 110      | 130      |
| Тривалість досліду                     |                |                     | 4        | 4        | 4        | 4        | 4        | 4        |
| <b>Параметри палива</b>                |                |                     |          |          |          |          |          |          |
| Зольність на сухий стан                | $A^d$          | %                   | 24,81    | 22,46    | 27,61    | 24,09    | 24,06    | 23,4     |
| Зольність на робочий стан              | $A^r$          | %                   | 22,13    | 20,39    | 24,82    | 22,11    | 22,08    | 21,39    |
| Вологість аналітична                   | $W^a$          | %                   | 0,66     | 0,60     | 0,65     | 0,43     | 0,51     | 0,38     |
| Вологість на робочий стан              | $W^r$          | %                   | 10,8     | 9,2      | 10,1     | 8,2      | 8,2      | 8,6      |
| Вміст сірки на робочий стан            | $S^r$          | %                   | 1,8      | 1,8      | 1,4      | 2,18     | 1,81     | 2,3      |
| Вихід летких                           | $V^{daf}$      | %                   | 9,7      | 5,5      | 7,8      | 7,98     | 7,98     | 9,3      |
| Теплота згоряння                       | $Q_i^r$        | ккал/кг             | 5196     | 5292     | 5024     | 5304     | 5304     | 5560     |
| Горючі в леткій золі - лівий фронт ЛФ  | $G_{ЛФ}$       | %                   | 18,7     | 22,8     | 14,8     | 15,1     | 15,2     | 9,42     |
| Горючі в леткій золі - лівий тил ЛТ    | $G_{ЛТ}$       | %                   | 16,8     | 26,1     | 16,8     | 15,0     | 15,9     | 7,16     |
| Горючі в леткій золі - правий фронт ПФ | $G_{ПФ}$       | %                   | 20,6     | 28,3     | 20,7     | 16,4     | 13,2     | 9,68     |
| Горючі в леткій золі - правий тил ПТ   | $G_{ПТ}$       | %                   | 13,7     | 19,6     | 15,2     | 13,3     | 15,3     | 7,12     |
| Витрата природного газу                | $G_g$          | м <sup>3</sup> /год |          |          |          | 0        | 0        | 0        |
| <b>Параметри пароводяного тракту</b>   |                |                     |          |          |          |          |          |          |
| Витрата живильної води                 | $D_{жв}$       | т/год               | 383      | 373,3    | 430      | 313,8    | 247,3    | 310      |
| Тиск живильної води                    | $P_{жв}$       | кгс/см <sup>2</sup> | 205      | 205,8    | 198,2    | 214,2    | 222,6    | 215      |
| Витрата гострої пари 1                 | $D_{пн1}$      | т/год               | 269,2    | 264,4    | 282,2    | 240,8    | 198,3    | 238      |
| Витрата гострої пари 2                 | $D_{пн2}$      | т/год               | 238,8    | 240,9    | 282,8    | 201,4    | 154,5    | 197,1    |
| Температура гострої пари               | $T_{гп}$       | °С                  | 524,4    | 533,7    | 523,6    | 523,6    | 526,3    | 533      |
| Температура гострої пари               | $T_{гп}$       | °С                  | 536,1    | 537,2    | 535      | 530      | 529,5    | 545      |
| Температура гострої пари               | $T_{гп}$       | °С                  | 523,3    | 532,8    | 523,3    | 525,4    | 526,9    | 533      |
| Температура гострої пари               | $T_{гп}$       | °С                  | 537,8    | 537      | 534,4    | 529      | 531      | 545      |
| Температура вторинної пари             | $T_{вт.п}$     | °С                  | 517,8    | 533,8    | 523,2    | 525,6    | 511,3    | 555      |
| Температура вторинної пари             | $T_{вт.п}$     | °С                  | 526,1    | 542      | 539,2    | 541,2    | 540,6    | 545      |
| Тиск пари перед ЦВТ                    | $P_{сн}^{цвт}$ | кгс/см <sup>2</sup> | 118,2    | 117      | 117,7    | 112      | 113,1    | 111,5    |
| Тиск пари перед ЦСТ                    | $P_{сн}^{цст}$ | кгс/см <sup>2</sup> | 16,2     | 16,17    | 17,6     | 14,4     | 11,9     | 14       |

| Параметр                                 | Позначення                    | Од. вим. | 11.12.11     | 12.12.11     | 13.12.11     | 14.12.11     | 14.12.11     | 15.12.11     |
|------------------------------------------|-------------------------------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Параметри газо-повітряного тракту</b> |                               |          |              |              |              |              |              |              |
| Кисень, лівий фронт                      | O <sub>2</sub>                | %        | 10,1         | 8,97         | 6,6          | 9,35         | 9,84         | 9,48         |
| Кисень, лівий тил                        | O <sub>2</sub>                | %        | 5,47         | 7,98         | 4,5          | 6,03         | 8,58         | 5,87         |
| Кисень, правий фронт                     | O <sub>2</sub>                | %        | 8,66         | 6,23         | 7,4          | 11,2         | 11,33        | 10,6         |
| Кисень, правий тил                       | O <sub>2</sub>                | %        | 4,41         | 7,36         | 4,7          | 7,02         | 9,01         | 5,9          |
| Оксид вуглецю, лівий фронт               | CO                            | ppm      | 81           | 460          | 448          | 120          | 105          | 59           |
| Оксид вуглецю, лівий тил                 | CO                            | ppm      | 57           | 349          | 162          | 181          | 190          | 82           |
| Оксид вуглецю, правий фронт              | CO                            | ppm      | 215          | 231          | 397          | 232          | 508          | 147          |
| Оксид вуглецю, правий тил                | CO                            | ppm      | 107          | 220          | 169          | 104          | 267          | 125          |
| Оксиди азоту, лівий фронт                | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 385          | 326          | 407          | 291          | 262          | 288          |
| Оксиди азоту, лівий тил                  | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 602          | 399          | 544          | 552          | 418          | 583          |
| Оксиди азоту, правий фронт               | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 434          | 424          | 385          | 233          | 278          | 360          |
| Оксиди азоту, правий тил                 | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 625          | 409          | 583          | 499          | 426          | 587          |
| Кисень, лівий РПП                        | O <sub>2</sub>                | %        | 12,98        | 13,86        | 11,2         | 12,8         | 13,1         | 12,5         |
| Оксид вуглецю, лівий РПП                 | CO                            | ppm      | 4            | 71           | 45           | 53           | 38           | 26           |
| Оксиди азоту, лівий РПП                  | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 312          | 198          | 329          | 258          | 271          | 310          |
| Кисень, правий РПП                       | O <sub>2</sub>                | %        | 12,17        | 12,32        | 11,5         | 13,55        | 13,8         | 13,1         |
| Оксид вуглецю, правий РПП                | CO                            | ppm      | 77           | 106          | 81           | 85           | 96           | 57           |
| Оксиди азоту, правий РПП                 | NO <sub>x</sub>               | ppm      | 326          | 302          | 326          | 255          | 270          | 301          |
| Температура відхідних газів справа       | $T_{від П}$                   | °C       | 115,6        | 123,3        | 120,1        | 120          | 110,3        | 121          |
| Температура відхідних газів зліва        | $T_{від Л}$                   | °C       | 123,3        | 130,3        | 130          | 126,8        | 118,6        | 122,6        |
| Температура в льотці, лівий фронт ЛФ     | $T_{л}^{ЛФ}$                  | °C       | 1559         | 1548         | 1547         | 1533         | 1525         | 1528         |
| Температура в льотці, лівий тил ЛТ       | $T_{л}^{ЛТ}$                  | °C       | 1640         | 1482         | 1653         | 1610         | 1565         | 1582         |
| Температура в льотці, правий тил ПТ      | $T_{л}^{ПТ}$                  | °C       | 1641         | 1480         | 1623         | 1598         | 1522         | 1633         |
| Температура в льотці, правий фронт ПФ    | $T_{л}^{ПФ}$                  | °C       | 1504         | 1560         | 1538         | 1442         | 1460         | 1465         |
| Втрати тепла з відхідними газами         | $q_2$                         | %        | 9,89         | 11,05        | 9,22         | 11,01        | 10,50        | 10,62        |
| Втрати тепла з хімнедопалом              | $q_3$                         | %        | 0,056        | 0,071        | 0,042        | 0,058        | 0,06         | 0,035        |
| Втрати тепла з мехнедопалом              | $q_4$                         | %        | 5,98         | 8,052        | 6,594        | 4,860        | 4,86         | 2,301        |
| Втрати тепла в навкол. середовище        | $q_5$                         | %        | 0,52         | 0,522        | 0,467        | 0,59         | 0,75         | 0,612        |
| Втрати тепла зі шлаком                   | $q_6$                         | %        | 0,249        | 0,221        | 0,288        | 0,24         | 0,24         | 0,226        |
| <b>ККД котла брутто</b>                  | <b><math>\eta_{бр}</math></b> | <b>%</b> | <b>83,30</b> | <b>80,08</b> | <b>83,38</b> | <b>83,22</b> | <b>83,54</b> | <b>86,21</b> |

Витрата природного газу на котел в експериментах з подачею каталітичної добавки REDUXCO фактично не здійснювалася. Оперативний персонал на короткий час включав подачу природного газу для підтримки факела при різкій зміні якості палива.

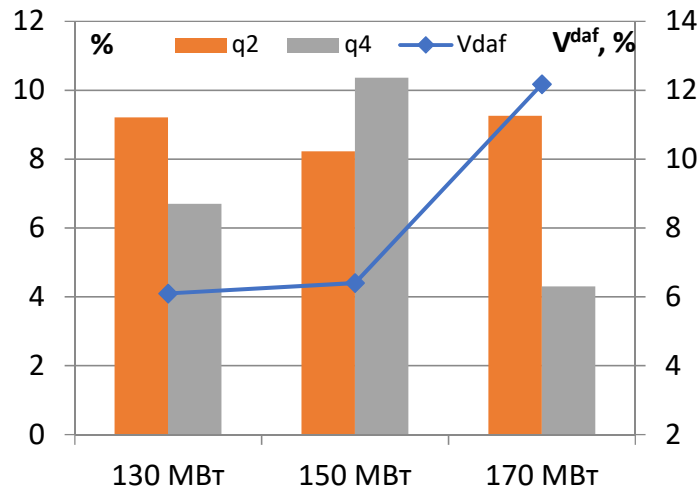


Рисунок 3.12 – Втрати тепла із димовими газами і з механічним недопалом та вихід летких в режимі без подачі каталітичної добавки

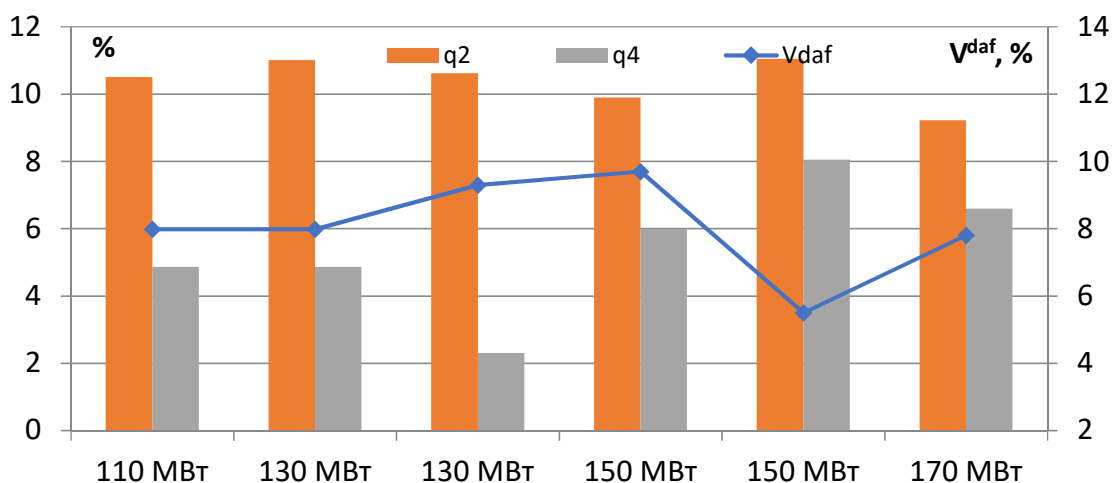


Рисунок 3.13 – Втрати тепла із димовими газами і з механічним недопалом та вихід летких в режимі з подачею каталітичної добавки

Вміст кисню в димових газах показано на рис. 3.14 і 3.15. У експериментах з подачею каталітичної добавки був на високому рівні – від 4,4 до 11,0 % в режимному перерізі (рис. 3.15), причому по фронту, як правило, на 2-5 % був вище, ніж по тилу. Це є основним фактором завищених значень втрат тепла з теплом відхідних газів.

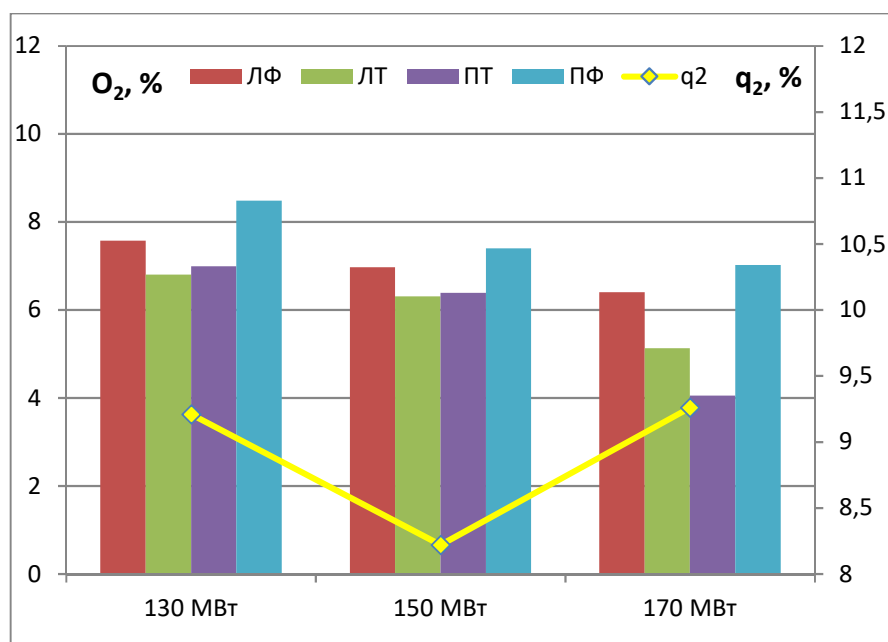


Рисунок 3.14 Вміст кисню в димових газах в режимі без подавання каталітичної добавки

Вміст оксиду вуглецю після РПП майже втричі менше, що вказує на протікання реакції окиснення СО до температур близько 300 °С при наявності в димових газах водяної пари.

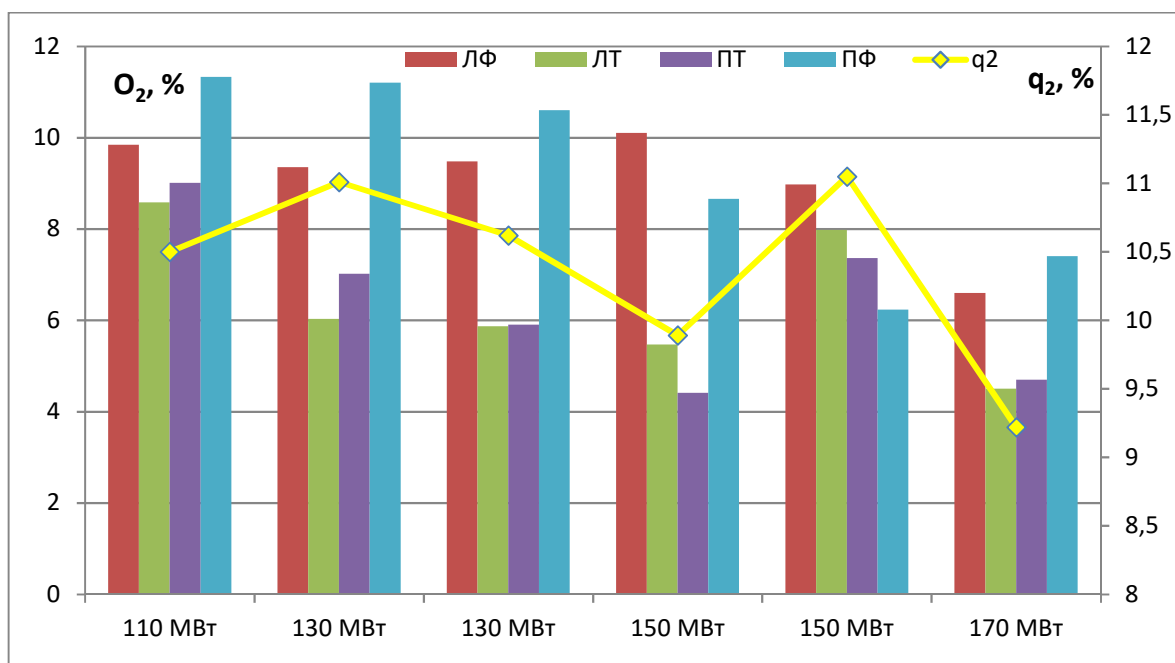


Рисунок 3.15 Вміст кисню в димових газах в режимі з подачею каталітичної добавки

Спостерігається високий вміст оксидів азоту  $\text{NO}_x$ , викликаний високою температурою в ядрі факела. Зростання температури в льотках при подачі каталітичної добавки практично не спостерігалось. Витікання шлаку на навантаженнях 110, 150, 170 і 130 МВт – стале.

Для оцінки впливу якості палива на втрати тепла через механічний недопал вугілля пропонується розглянути залежність вмісту горючих в леткій золі від виходу летких  $V^{daf}$  палива, які були отримані під час проведення експериментів без подавання каталітичної добавки на навантаженнях 170, 130 і 150 МВт, отриманого для котла ТП-100 енергоблоку ст. № 1 (рис. 3.16).

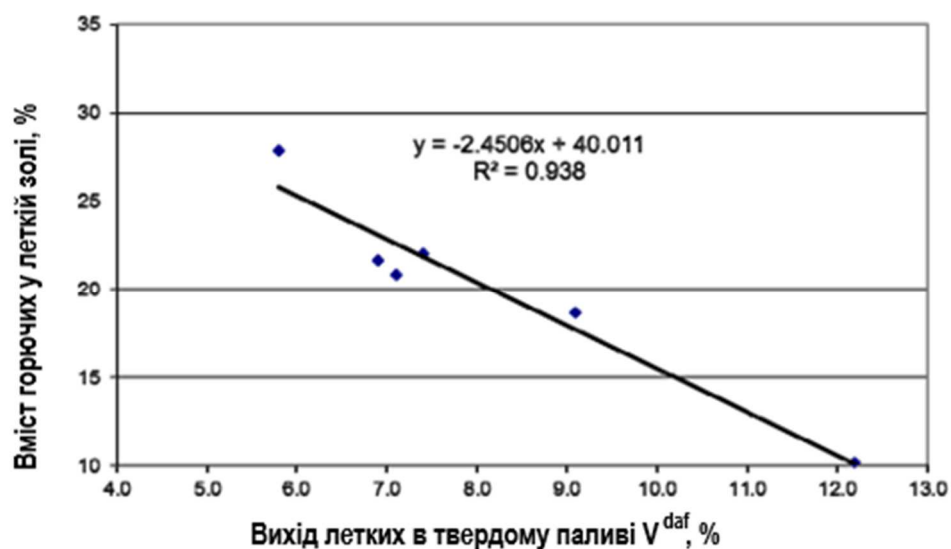


Рисунок 3.16 – Залежність вмісту горючих у виносі від виходу летких

Очевидно, що з ростом виходу летких слід очікувати зниження вмісту горючих у леткій золі, і тим самим, зменшення витрат через механічний недопал палива. Для антрациту очікуваний вміст горючих у леткій золі лежить в межах від 20 до 30 %. Для пісного вугілля – від 10 до 17 %. У разі спалювання суміші антрациту та пісного вугілля величина вмісту горючих у виносі лежатиме в проміжній області.

Така залежність дає змогу зробити оцінку впливу виходу летких у вугіллі та впливу дії паливної добавки горіння на вміст горючих у леткій золі, що були отримані під час проведення дослідів з використанням добавки.

При досліді на навантаженні 130 МВт вихід летких був 7,98 %, то можна очікувати вміст горючих у виносі на рівні 20,45 % у режимі без використання

паливної добавки каталізатора. Реальний вміст горючих у леткій золі становив 14,95 %. Різниця становить 6,5 %, що відповідає зменшенню  $q_4$  на 2,5 %.

На рис. 3.17 і 3.18 приведено значення вмісту горючих в леткій золі в режимах без подачі та з подачею каталітичної паливної добавки, відповідно. Очевидне зниження рівня вмісту горючих в леткій золі (виносі) і режимі з подачею каталітичної добавки на 4-5 %.

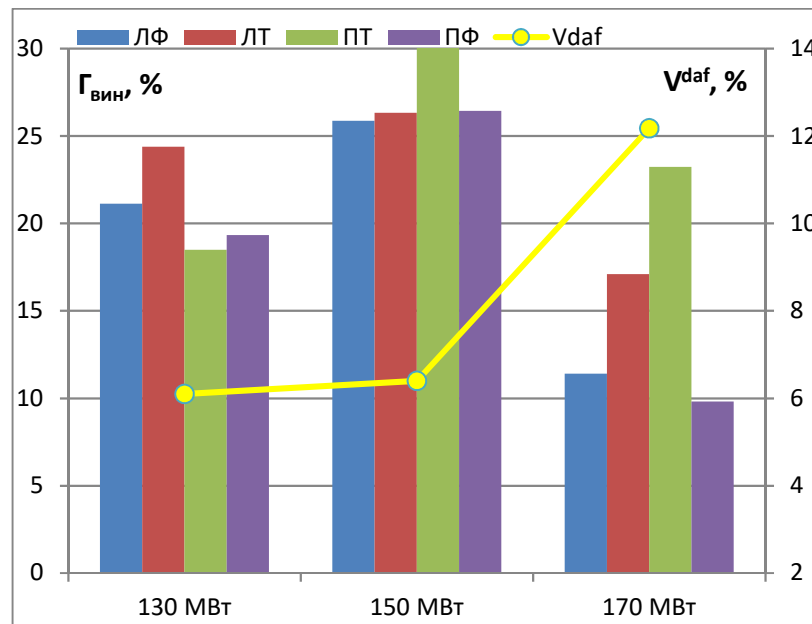


Рис. 3.17 – Вміст горючих в леткій золі в режимі без подавання каталітичної добавки

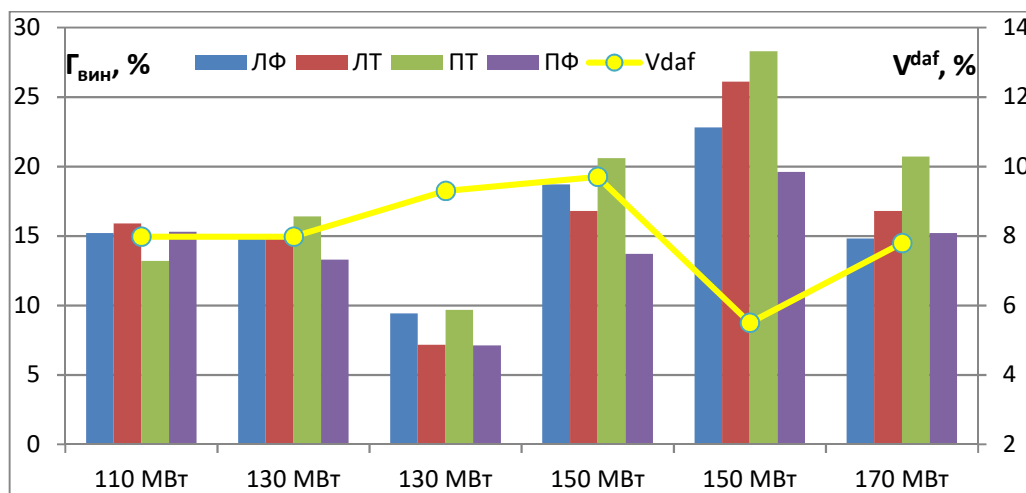


Рис. 3.18 – Вміст горючих в леткій золі в режимах з подачею каталітичної добавки

Встановлена на рис. 3.16 обернена залежність вмісту горючих (незгорілого вуглецю) в леткій золі від виходу летких палива підтверджується в режимах без подачі та з подачею каталітичної паливної добавки.

На рис. 3.19 і рис. 3.20 приведено значення вимірюваних температур в льотках котла ТП-100 для режимів без подачі та з подачею каталітичної добавки, відповідно.

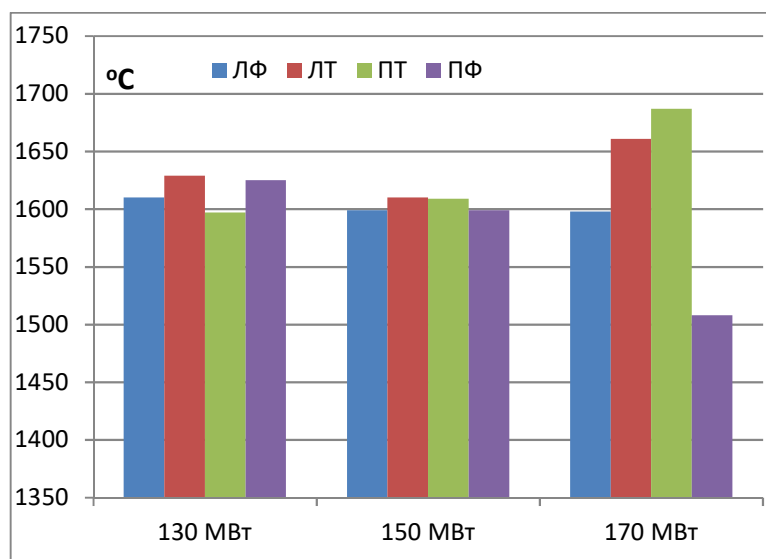


Рисунок 3.19 – Температура в льотках котла ТП 100 в режимі без подачі каталітичної добавки

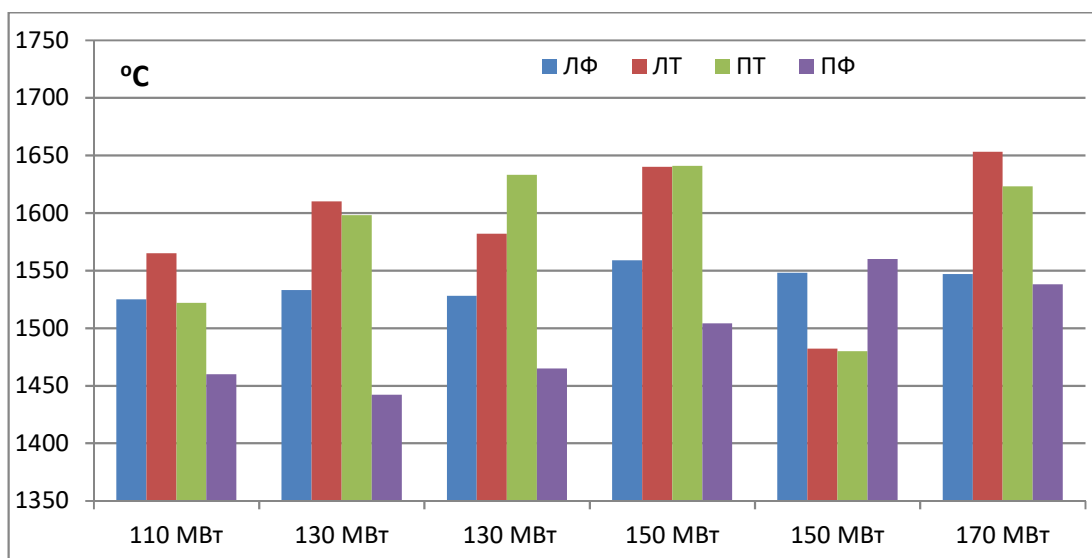


Рисунок 3.20 – Температура в льотках котла ТП 100 в режимі з подачею каталітичної добавки

В таблиці 3.11 приведено опис огляду елементів котла після проведених випробувань з подачею каталітичної паливної добавки REDUXCO.

**Характеристики огляду напівпаливень котла ТП-100 по завершенню  
випробувань дії каталітичної добавки REDUXCO**

|                    | <b>Фронтowa напівпаливня</b>                                                                                   | <b>Тилова напівпаливня</b>                                                                                     |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Запалювальний пояс | покрито рівним шаром шлаку товщиною до 20 мм.                                                                  | покрито рівним шаром шлаку товщиною до 20 мм.                                                                  |
| Під паливні        | рівномірно покрито шаром шлаку від 700 до 50 мм (справа) та від 200 до 50 мм (зліва), що зменшується до льотки | рівномірно покрито шаром шлаку від 200 до 50 мм (справа) та від 500 до 50 мм (зліва), що зменшується до льотки |
| Льотки             | Вільні на 80-90 %                                                                                              | Вільні на 80-90 %                                                                                              |
| Пальники           | На устях наявні «дашки» довжиною до 300 мм                                                                     | На устях наявні «дашки» довжиною до 300 мм                                                                     |
| Ширми              | Чисті                                                                                                          | Чисті                                                                                                          |

Чисті ширми та вільні на 80-90 % льотки котла ТП-100 є свідченням позитивного ефекту каталітичної паливної добавки на подовження тривалості роботи котла.

Викладені в підпункті 3.1.2 дані були оприлюднені на 8-й Міжнародній науково-практичній конференції «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития», яка проходила 24-29 вересня 2012 р. в м. Алушта, Україна, та були опубліковані в статті [56].

### *3.1.4 Дослідження впливу подачі каталітичної добавки на ефективність роботи парового котла Краматорської ТЕЦ*

Були проведені промислові досліді щодо застосування каталітичної паливної добавки (модифікатора або каталізатора) для підвищення ККД бруто котла № 9 Краматорської ТЕЦ, який працює на антрацитовому штибі (АШ). Дослідження проводились на паровому котлі типу БКЗ-160-100 ПТ з вимірюваннями характеристик роботи котлоагрегату для визначення його ККД бруто методом зворотного балансу в режимах без подачі та з подачею каталітичної паливної добавки REDUXCO.

Каталітична паливна добавка REDUXCO вигляді водяного розчину присадки подавався в повітряний канал первинного повітря. Застосування каталітичної добавки дозволило підняти паропродуктивність котла з 130 до 142 т/год, при цьому виросла температура в льотці котла при роботі однієї

пилосистеми та з 1557 до 1610 °С при роботі двох пилосистем до 1664 °С. Температура відхідних газів, надлишок повітря в газах практично не змінилися. Вміст горючих в леткій золі зменшився на 6%. В результаті ККД бруutto котла виріс із 81,37 до 86,16 %. Відносне зниження викиду вуглекислого газу становило 5,50 %.

Режим роботи котла з подачею каталітичної присадки фіксувався через одну та дві доби на тому самому режимі роботи. Протягом двох діб при подачі каталітичної добавки зросла температура в паливні котла приблизно на 80 °С, температура в поворотній камері – на 110 °С, температура гарячого повітря – на 30 °С, температура води за водяним економайзером – на 20 °С.

Вміст горючих в леткій золі зменшився на 18% (з 40% до 22 %), і відповідно на 5,6% зменшились втрати з механічним недопалом.

При навантаженні котла по парі 142 т/год, експлуатаційному режимі роботи і подачі в паливню каталітичної добавки поетапно знижувалася витрата природного газу на підсвічування пиловугільного факелу. Початковий рівень підсвічування становив 1070 м<sup>3</sup>/год. Спочатку витрата природного газу на кожен з чотирьох підсвічувальних пальників знижувалася прикриттям їхніх засувки. Після досягнення витрати природного газу на чотири підсвічувальних пальники ~ 400 м<sup>3</sup>/год було перекрито подачу газу на один із чотирьох працюючих пальників та після витримки часу було перекрито почергово подачу газу на кожен з наступних пальників. Котел без підсвічування пропрацював більше трьох годин. Температура в льотці не знижувалася нижче 1580 °С. Горіння було сталим, без пульсацій у паливні. Коливання парового навантаження не перевищувало діапазону коливань при роботі з підсвічуванням.

Використання каталітичної паливної добавки REDUXCO забезпечило сталу роботу парового котла БКЗ-160-100 ПТ без підсвічення пиловугільного факела природним газом додавання при стабільному витоку шлаку та менших значеннях вмісту горючих у леткій золі, що сприяє зростанню ККД бруutto

Викладені в підпункті 3.1.3 матеріали були оприлюднені в доповіді на 86 Міжнародній науковій конференції молодих учених, аспірантів і студентів "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті" та опубліковані в збірнику матеріалів конференції [112].

### *3.1.5 Результати промислових досліджень подачі каталітичної добавки на процес факельного спалювання кам'яного вугілля.*

Експериментальні дослідження на промисловому паровому котлі на 100 т/год, що спалює польське кам'яне вугілля, типу ОР-100 фірми «PAUKER» (Рис. 3.15) ст. №8 котельні компанії "Jednostka Biznesowa Energetyka Grupa Azoty" (Польща).

Випробування складалися з двох етапів. На першому етапі, що тривав 3 доби, аналізувалась робота котла без подачі каталітичної добавки. Після завантаження бункерів сирого вугілля до встановленого рівня почались теплотехнічні випробування котла без подавання паливної добавки з фіксацією необхідних параметрів роботи котла та здійсненням всіх необхідних відборів проб для визначення його ефективності роботи. Середньодобові характеристики палива за цей період надані у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12. Характеристики палива на першому етапі

| Дата     | Волога на<br>робочий стан<br>$W^r$ , % | Зольність на<br>робочий стан<br>$A^r$ , % | Сірка загальна<br>$S_t$ , %) | Теплота<br>згоряння $Q_i^r$<br>кДж/кг |
|----------|----------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| 29.06.15 | 9,9                                    | 26,9                                      | 0,39                         | 19810                                 |
| 30.06.15 | 9,9                                    | 26,2                                      | 0,42                         | 19946                                 |
| 01.07.15 | 9,8                                    | 26,3                                      | 0,40                         | 20062                                 |
| 02.07.15 | 9,9                                    | 26,1                                      | 0,42                         | 19931                                 |

З таблиці 3.12 видно, що зольність на робочий стан вугілля за цей період знаходилась в межах 26,1-26,9%, вологість – 9,8...9,9%, вихід летких – 23,79...23,97, а калорійність – 19810...20062 кДж/кг. Середньодобові параметри роботи котлоагрегату за цей період представлені у таблиці 3.13.

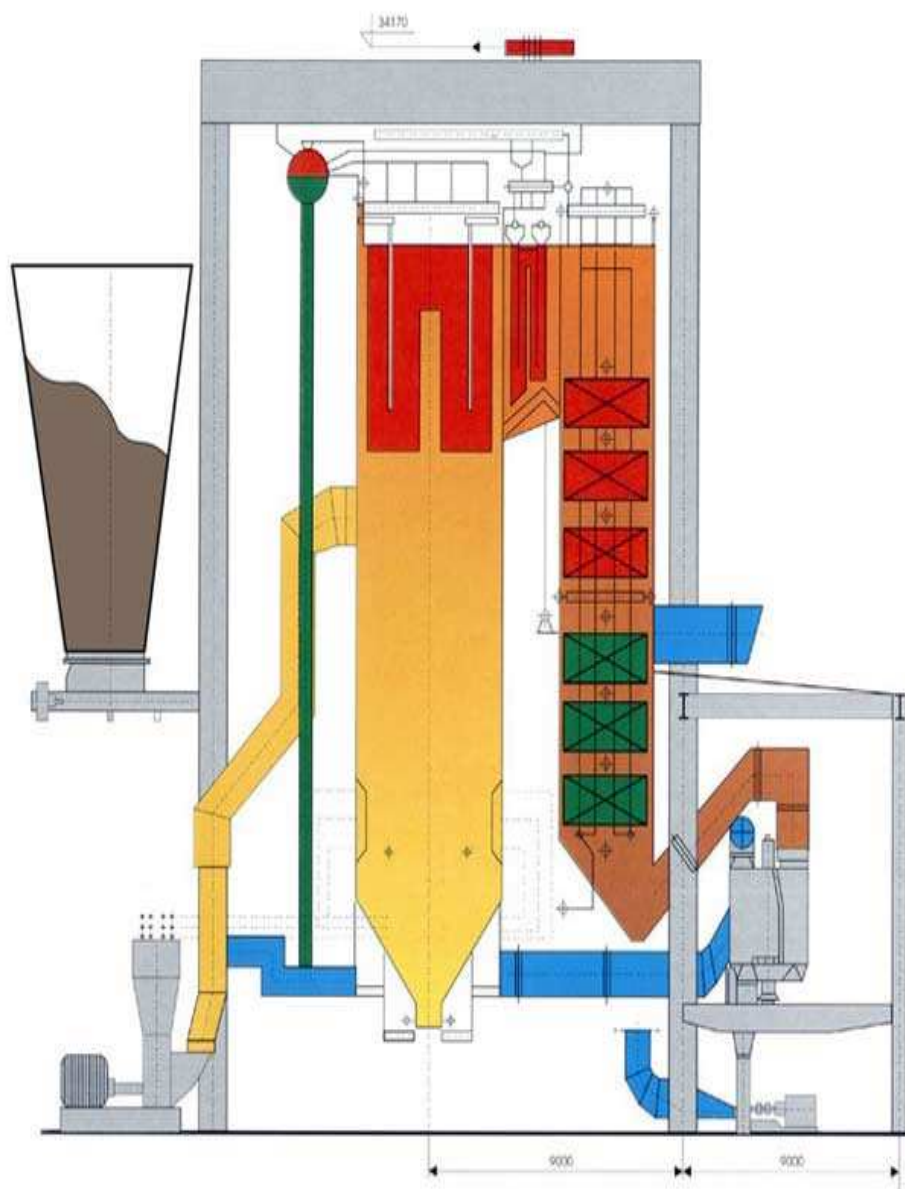


Рисунок 3.21 – Котлоагрегат ОР-100 фірми PAUKER

Середньодобовий ККД котла за прямим балансом за цей період був 84,52 %, а за результатами розрахунку зворотного балансу – 82,14%. Дані для розрахунку за прямим балансом отримувались з вагових лічильників та тепловій продуктивності котла погодинно.

Різниця у абсолютних значеннях між прямим та зворотнім балансом пояснюється різними методиками їх розрахунків та використанням первинних даних, що мають різні величини похибок, а також коефіцієнтів, але в цілому, не впливають на якість оцінки результатів випробувань, так як зберігають загальні тенденції та їх відносні зміни.

Таблиця 3.13. Параметри роботи котлоагрегату на першому етапі

| Найменування параметра                                           | Дата   |        |        |        |
|------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                  | 29.06  | 30.06  | 01.07  | 02.07  |
| Температура газів за пароперегрівником, ліва сторона, °С         | 456    | 444    | 444    | 447    |
| Температура газів за пароперегрівником права сторона, °С         | 465    | 449    | 448    | 452    |
| Температура газів за повітропідігрівником, ліва сторона, °С      | 173    | 171    | 174    | 175    |
| Температура газів за повітропідігрівником, права сторона, °С     | 214    | 211    | 213    | 216    |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, ліва сторона, °С  | 496    | 491    | 495    | 495    |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, права сторона, °С | 496    | 488    | 490    | 494    |
| Тиск пари в колекторі, МПа                                       | 7,09   | 7,25   | 7,22   | 7,07   |
| Тиск живильної води, МПа                                         | 9,86   | 9,98   | 9,92   | 9,96   |
| Витрата живильної води, т/год                                    | 76,57  | 70,45  | 68,75  | 70,07  |
| Розрідження у паливні, Ра                                        | -53,25 | -48,92 | -47,97 | -57,45 |
| Вміст кисню у відхідних газах, О <sub>2</sub> , %                | 2,61   | 2,54   | 2,58   | 2,54   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 1, °С               | 89,8   | 92,2   | 92,1   | 89,6   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 2, °С               | 90,0   | 91,9   | 93,6   | 94,2   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 3, °С               | 88,1   | 91,5   | 91,4   | 89,8   |
| Температура повітря за повітропідігрівником, ліва сторона, °С    | 248,9  | 242,3  | 243,5  | 245,2  |
| Температура повітря за повітропідігрівником, права сторона, °С,  | 249,4  | 241,6  | 242,4  | 244,4  |
| Температура повітря перед повітропідігрівником, °С               | 28,8   | 29,3   | 30,5   | 28,5   |
| Температура води перед економайзером ліва сторона, °С            | 105    | 105    | 105    | 105    |
| Температура води перед економайзером права сторона, °С           | 110    | 110    | 110    | 110    |

Температура холодного повітря при роботі без подачі каталітичної добавки на першому етапі була в межах від 28,5 до 30,5 °С, а температура відхідних газів за повітропідігрівником становила 171...175 °С для лівої сторони котла та 211...216 °С для правої. В подальшому, по зміні різниці цих температур з температурою відхідних газів можна було оцінити ступінь очищення поверхонь нагріву котлоагрегату.

Після завершення першого етапу випробувань бункери сирого вугілля були завантажені до встановленого рівня, і розпочався другий етап випробувань з використанням каталітичної паливної добавки REDUXCO. Під час подавання паливної добавки з витратою 100 мл/т вугілля продовжилось зняття всіх необхідних параметрів роботи котла для визначення впливу активатора горіння на процес спалювання вугілля. Дані при початок подачі

паливної добавки не брались у розрахунок ККД котла, оскільки це був перехідний період для початку каталітичної дії паливної добавки REDUXCO.

Всього подавання активатора горіння тривало 9 діб. Слід зазначити, що в ніч на 06.07.15 з технічних причин котел був тимчасово зупинений та знов запущений 07.07.15. Це призвело до тимчасової зупинки подавання каталітичної добавки з поступовим відновленням її впливу на процес горіння. Середньодобові характеристики палива за цей період надані у табл. 3.14

Таблиця 3.14. Характеристики палива на другому етапі

| Дата    | Волога на<br>робочий стан<br>$W^r$ , % | Зольність на<br>робочий стан<br>$A^r$ , % | Сірка загальна<br>$S_t$ , %) | Теплота<br>згоряння $Q_i^r$<br>кДж/кг |
|---------|----------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| 3.06.15 | 10,1                                   | 24,9                                      | 0,44                         | 20118                                 |
| 4.06.15 | 10,1                                   | 24,2                                      | 0,42                         | 20473                                 |
| 5.07.15 | 9,5                                    | 25,8                                      | 0,41                         | 20112                                 |
| 6.07.15 | Зупинка котла                          |                                           |                              |                                       |
| 7.07.15 | 8,8                                    | 26,2                                      | 0,41                         | 20273                                 |
| 8.07.15 | 8,5                                    | 26,4                                      | 0,43                         | 20245                                 |
| 9.07.15 | 8,7                                    | 24,5                                      | 0,48                         | 20808                                 |

З таблиці 3.14. видно, що зольність на робочий стан вугілля за цей період знаходилась в межах 24,2...26,4%, вихід летких речовин – 23,79...23,97%, а теплота згоряння – 20112...20808 кДж/кг. Середньодобові параметри роботи котлоагрегату за цей період наведені у таблицях 3.15 та 3.16.

Таблиця 3.15. Параметри роботи котлоагрегату на другому етапі до його зупинки

| Найменування параметра                                           | Дата  |       |       |       |
|------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                                                                  | 02.07 | 03.07 | 04.07 | 05.07 |
| Температура газів за пароперегрівником, ліва сторона, °C         | 445   | 449   | 456   | 442   |
| Температура газів за пароперегрівником права сторона, °C         | 450   | 453   | 461   | 444   |
| Температура газів за повітропідігрівником, ліва сторона, °C      | 177   | 176   | 169   | 181   |
| Температура газів за повітря підігрівачем права сторона, °C      | 216   | 214   | 212   | 217   |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, ліва сторона, °C  | 493   | 495   | 496   | 493   |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, права сторона, °C | 491   | 493   | 492   | 488   |
| Тиск пари в колекторі, МПа                                       | 7,21  | 7,10  | 7,08  | 7,28  |
| Тиск живильної води, МПа                                         | 9,91  | 9,89  | 10,08 | 10,27 |
| Витрата живильної води, т/год                                    | 68,8  | 71,3  | 74,92 | 62,37 |

|                                                                 |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Розрідження у паливні, Ра                                       | -55,05 | -52,13 | -51,82 | -56,29 |
| Вміст кисню у відхідних газах, O <sub>2</sub> , %               | 2,44   | 2,28   | 2,51   | 2,97   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 1, °С              | 94,6   | 93,6   | 91,7   | 88,6   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 2, °С              | 94,9   | 94,8   | 93,8   | 92,0   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 3, °С              | 93,1   | 85,46  | 83,91  | 64,3   |
| Температура повітря за повітропідігрівником сторона, °С         | 245,5  | 245,8  | 244,0  | 245,3  |
| Температура повітря за повітропідігрівником, права сторона, °С, | 244,3  | 244,2  | 244,7  | 241,8  |
| Температура повітря перед повітропідігрівником, °С              | 32,4   | 31,3   | 34,5   | 36,3   |
| Температура води перед економайзером ліва сторона, °С           | 105    | 105    | 105,5  | 106    |
| Температура води перед економайзером права сторона, °С          | 110    | 110    | 110,5  | 111    |

За час застосування паливної добавки були відмічені такі візуальні зміни в роботі котла:

- підвищення яскравості полум'я в паливні;
- зменшення мерехтіння полум'я у кореня факелу біля пальників;
- зменшення догораючих більш крупних часток вугілля у падаючому потоці донної золи до охолоджувальної ванни;
- зменшення амплітуди зміни параметрів роботи котла, що свідчить про його більш стабільну роботу.

Таблиця 3.16. Параметри роботи котлоагрегату на другому етапі після зупинки

| Найменування параметра                                           | Дата     |        |        |        |
|------------------------------------------------------------------|----------|--------|--------|--------|
|                                                                  | 06.07    | 07.07  | 08.07  | 09.07  |
| Температура газів за пароперегрівником, ліва сторона, °С         | ЗУПИНЕНО | 445    | 440    | 440    |
| Температура газів за пароперегрівником права сторона, °С         |          | 442    | 445    | 445    |
| Температура газів за повітропідігрівником, ліва сторона, °С      |          | 179    | 181    | 178    |
| Температура газів за повітря підігрівачем права сторона, °С      |          | 218    | 220    | 217    |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, ліва сторона, °С  |          | 488    | 481    | 484    |
| Температура газів за III ст. пароперегрівника, права сторона, °С |          | 488    | 489    | 490    |
| Тиск пари в колекторі, МПа                                       |          | 7,20   | 7,30   | 7,19   |
| Тиск живильної води, МПа                                         |          | 10,23  | 10,28  | 10,12  |
| Витрата живильної води, т/год                                    |          | 68,96  | 65,61  | 69,62  |
| Розрідження у паливні, Ра                                        |          | -71,13 | -58,09 | -53,44 |
| Вміст кисню у відхідних газах, O <sub>2</sub> , %                |          | 2,78   | 3,14   | 2,62   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 1, °С               |          | 92,9   | 93,8   | 92,9   |
| Температура пило-повітряної суміші за млином 2, °С               |          | 93,2   | 93,0   | 93,1   |

|                                                                 |  |       |       |       |
|-----------------------------------------------------------------|--|-------|-------|-------|
| Температура пило-повітряної суміші за млином 3, °С              |  | 92,5  | 86,8  | 87,2  |
| Температура повітря за повітропідігрівником сторона, °С         |  | 246,6 | 244,6 | 241,6 |
| Температура повітря за повітропідігрівником, права сторона, °С, |  | 242,5 | 243,0 | 240,2 |
| Температура повітря перед повітропідігрівником, °С              |  | 35,3  | 34,1  | 29,0  |
| Температура води перед економайзером ліва сторона, °С           |  | 105   | 105   | 105,3 |
| Температура води перед економайзером права сторона, °С          |  | 110,5 | 110   | 110,4 |

Середнє значення ККД за прямим балансом котлоагрегату під час подачі паливної добавки становило 90,72 %, а за результатами розрахунку за зворотнім балансом – 87,59%, що відповідає його росту на 6,20% та 5,45% відповідно. Відносне зниження викидів CO<sub>2</sub> становило 5,50%.

Розрахунок ККД за зворотнім балансом був зроблений для таких дат проведення випробувань: без паливної добавки: 30.06.15 та 01.07.15; з паливною добавкою: 03.07.15 та 09.07.15

Дати 03.07.15 та 09.07.15 були вибрані з тих міркувань, що за попереднім досвідом застосування каталітичної добавки було встановлено, що ККД котла при використанні добавки REDUXCO зростає поступово протягом мінімум 7-ми діб. Таким чином, ККД котлоагрегату в період 04.07.15-08.07.15 знаходився у проміжних значеннях.

Результати технічного аналізу леткої золи та шлаку на вміст недопаленого вуглецю наведені у таблиці 3.17.

Таблиця 3.17. Характеристики леткої золи та шлаку протягом періоду випробувань

| Летка зола                   |           |                   |                     |
|------------------------------|-----------|-------------------|---------------------|
| Дата відбору                 | $A^d$ (%) | Середня $A^d$ (%) | Вміст вуглецю C (%) |
| 30.06.2015                   | 85,02     | 85,14             | 14,86               |
| 30.06.2015                   | 85,26     |                   |                     |
| 01.07.2015                   | 85,54     | 85,35             | 14,65               |
| 01.07.2015                   | 85,17     |                   |                     |
| 03.07.2015                   | 94,59     | 94,27             | 4,20                |
| 03.07.2015                   | 93,95     |                   |                     |
| 09.07.2015                   | 95,75     | 96,15             | 3,85                |
| 09.07.2015                   | 96,54     |                   |                     |
| Шлак з охолоджувальної ванни |           |                   |                     |
| 30.06.2015                   | 62,50     | 63,56             | 36,44               |
| 30.06.2015                   | 64,62     |                   |                     |
| 01.07.2015                   | 64,40     | 65,10             | 34,90               |
| 01.07.2015                   | 65,81     |                   |                     |

|            |       |       |       |
|------------|-------|-------|-------|
| 03.07.2015 | 78,79 | 78,67 | 21,33 |
| 03.07.2015 | 78,55 |       |       |
| 09.07.2015 | 79,28 | 80,19 | 19,81 |
| 09.07.2015 | 81,09 |       |       |

З таблиці 3.17 видно, що при подаванні каталітичної добавки вміст незгорілого вуглецю у леткій золі впав на 72,88 % (з 14,75% до 4,00%), а в донній золі (шлаку) – на 42,49 % (з 35,77% до 20,57%).

При проведених раніше випробуваннях дії каталітичної добавки (див. табл. 3.11) відзначалося таке явище, як поступове очищення поверхонь нагріву від шлакових відкладень, що також позитивно впливає на роботу котла за рахунок покращення тепло-сприйняття поверхонь нагріву.

На рисунку 3.22. показано поступове зменшення різниці температур на котлі ОР-100 «PAUKER» між відхідними газами за повітропідігрівником та температурою гарячого повітря після повітропідігрівника. За час експерименту різниця температур змінилась на 8-10 °С, що свідчить про очищення поверхонь нагріву повітропідігрівника та покращення теплопередачі. Аналогічні процеси відбуваються і на поверхнях нагріву, що призводить до додаткового зростання ККД бруто котлоагрегату.

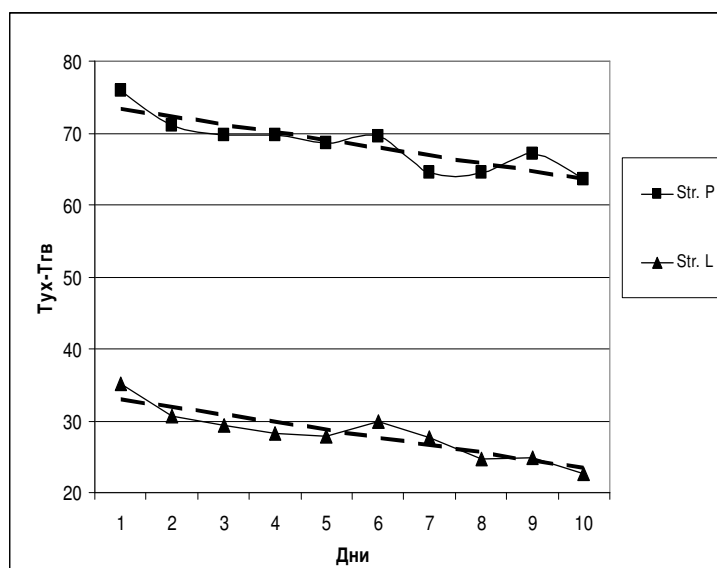


Рисунок 3.22 – Зміна різниці між температурами димових газів та гарячого повітря (Str P – права сторона повітропідігрівника, Str L – ліва сторона повітропідігрівника)

Отже, за результатами проведених випробувань на котлоагрегаті ОР-100 PAUKER можна зробити такі висновки:

- інтенсифікація процесу горіння при подаванні каталітичної паливної добавки призводить до підвищення температури факелу, що видно по збільшенню його яскравості та зменшенню мерехтіння;
- підвищення температури в паливні покращує ступінь вигорання вуглецю палива, що підтверджено результатами технічного аналізу золи виносу и шлаку. Так, за час проведення випробувань вміст вуглецю в леткій золі та шлаку в середньому зменшився на 10,7 і 15,1% відповідно;
- при подаванні активатора горіння відбувається поступове очищення поверхонь нагріву, що підтверджується зменшенням різниці температур між температурами відхідних газів та гарячого повітря на 8-10 °С.
- використання каталітичної паливної добавки призвело до росту ККД котлоагрегату за прямим балансом на 6,20%, а за зворотнім – на 5,45%.

Викладені в підпункті 3.1.4 матеріали будуть оприлюднені в доповіді на Міжнародній науковій конференції «Сучасні проблеми каталізу», яка відбудеться 25-29 вересня 2023 р. в м. Києві в Інституті фізичної хімії ім. Л.В. Писаржевського НАН України.

### *3.1.6 Застосування каталітичної добавки REDUXCO на котлі WR12*

Твердопаливні колосникові котли вихідною тепловою потужністю до 40 МВт становлять переважну частину котельного парку промислових та комунальних котельнь, а також ТЕЦ цукрових та масло-екстрактних заводів. Для забезпечення сталого горіння палива на котлах середньої потужності пропонувалося застосувати каталітичну паливну добавку REDUXCO.

Дослідження впливу каталізатора горіння на роботу котла проводились на двох вугільних водогрійних котлах з колосниковою решіткою типу WR12 (Польща) номінальною тепловою продуктивністю 12 МВт при проєктній витраті 2500 кг/год кам'яного вугілля теплотою згоряння 22,5 МДж/кг [113]. Протягом експериментів вимірювання параметрів роботи котлів

здійснювалися за допомогою автоматичної системи контролю та діагностики котлів. Додатково визначалися характеристики вугілля (теплота згоряння, зольність, вологість), леткої золи і шлаку, викиди оксидів азоту та оксиду вуглецю, а також кількість спаленого палива за певний період часу, що потрібно для визначення ККД бруто котлів методом прямого балансу в режимах без подавання та з подаванням каталітичної добавки.

Каталітична добавка REDUXCO у вигляді водяного розчину присадки подавалася у канали вторинного та первинного повітря через систему дозування. Кількість дозаторів та їх розташування залежить від площі поперечного перерізу та конфігурації повітропроводів, а також самої конструкції котла. У котлах WR12 було використано 6 дозаторів: 2 – для подачі на шар та 4 – для камери згоряння котла під решітку (рис. 2.5). Позитивний вплив даної паливної добавки на підвищення ефективності роботи водогрійного котла описано в статті [104].

В режимах роботи котлів без подавання каталізатора REDUXCO середньодобовий ККД (брутто) котлів за прямим балансом за період роботи 7 днів становив 73,92%. Спостерігалися значні амплітуди коливань зміни характеристик роботи котла.

Середні показники якості вугілля в режимі без подавання каталітичної паливної добавки: теплота згоряння – 22192 кДж/кг, зольність – 16,57%, вологість – 13,9%, витрата палива – 36,91 т за 12 год. роботи або 3,08 т/год.

WR12 були отримані такі зміни:

- підвищилася яскравість полум'я в паливні котла, тобто температура ядра зони горіння вугілля;
- зменшилися амплітуди коливань зміни характеристик роботи котла, що свідчить про більш сталу роботу котла;
- знизився вміст вуглецю в леткій золі та шлаку в середньому на 16,11%, що є наслідком зростання температури в паливні;
- знизилися викиди оксиду вуглецю з 250 ppm до 208 ppm;
- збільшилася середня теплова потужність 2 котлів з 50,10 ГДж/год (13,31

МВт) до 52,82 ГДж/год (14,67 МВт), що свідчить про зниження втрат тепла з димовими газами та через механічний і хімічний недопал палива.

Середня ефективність за прямим балансом котла при подаванні каталізатора горіння REDUXCO становила 79,47%, що відповідає збільшенню ККД брутто котла на 5,55%, що означає зменшення кількості споживаного палива на 6,92%. Відносне зниження викиду  $\text{CO}_2$  – 6,50%

Середні параметри якості вугілля в режимах з подаванням каталізатора горіння: теплота згоряння – 22861 кДж/кг, зольність – 16,88%, вологість – 12,19%, витрата палива – 35,06 т за 12 год. роботи або 2,92 т/год.

Викладені в підпункті 3.1.5 матеріали були оприлюднені в доповіді на XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку», Київ, 19–20 жовтня 2021 р. та опубліковані в статтях [114, 115].

### *3.1.7 Застосування каталітичної добавки REDUXCO на котлі WR25*

Експериментальне дослідження було проведено на котельні централізованого опалення в м. Ломжа (Łomża), Польща, яка має три котли модернізовані водогрійні WR25 по 25 Гкал/год, що працюють на колосниковій решітці) – №№ 1, 2, 3, та два водогрійні колосникові котли WR46 (№№ 4, 5). Димові газы від усіх котлів виводяться через загальну димову трубу довжиною 153 метри. Усі випробування проводились на котлі № 1, максимальною тепловою потужністю 30 МВт. Під час дослідів крім котла №. 1 працював котел № 5. Це дозволило контролювати та розподіляти навантаження.

Обсяг робіт включав проведення вимірювань характеристик котла, що працює на трьох різних рівнях потужності (75% – тест №1, 100% – тест №2 та 50% – тест №3) для двох режимів – без добавки та з добавкою. Для вугільних котлів питома витрата добавки REDUXCO становила до 40 мг на тонну вугілля [97]. Каталітичну паливну добавку REDUXCO вводили в первинне повітря, яке подавалося під решітку.

Котел працював з можливо низьким розрідженням у паливні. Перед кожним випробуванням була отримана теплова рівновага котла. На рис. 3.24 показано розташування всіх датчиків, які використовувалися в експерименті.

Під час випробування фіксувалися такі характеристики:

- ККД котла (непрямий метод за зворотний балансом);
- температура, тиск і вміст кисню у верхній і середній частині 2-го проходу (конвективної шахти) та виході з котла;
- тиск перед і після вентиляторів первинного повітря;
- температура після вентиляторів первинного повітря;
- витрата, температура і тиск води до і після котла;
- склад димових газів ( $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $NO$ ,  $NO_2$ ,  $SO_2$ );
- швидкість руху решітки;
- склад проб вугілля, золи та вугільного пилу;
- всі контрольні налаштування та показання приладів.

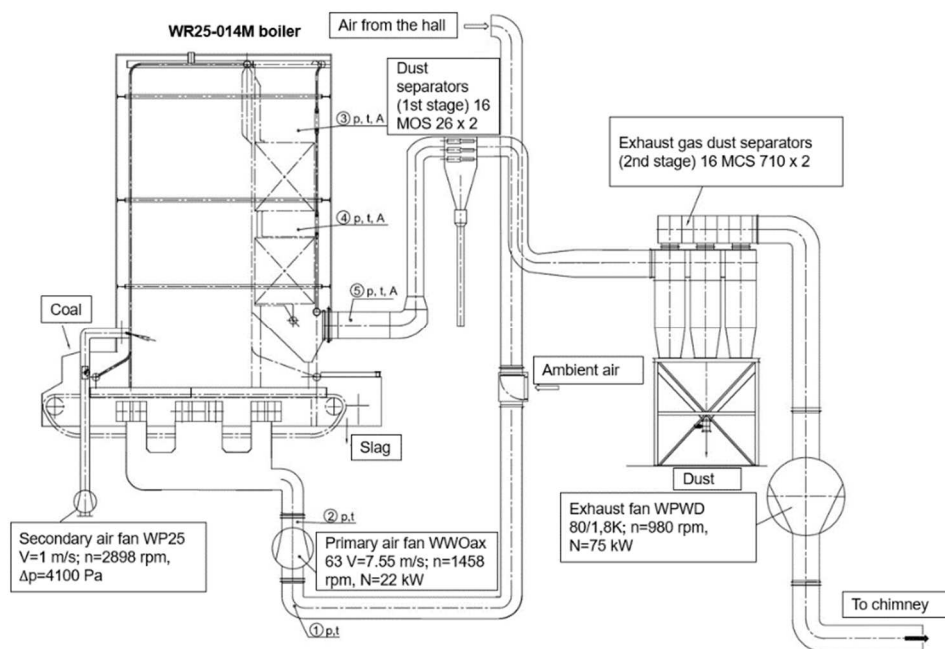


Рисунок 3.23 – Схема котла WR-25 та точки вимірювання

Розрахунки теплових втрат  $q_6$ , пов'язаних із фізичним теплом шлаку (донної золи), базувалися на припущенні, що температура золи, що випадає з-під решітки, становить 600 °C. Баланс золи розроблений з припущенням, що 80% золи виходить у вигляді шлаку та просипу, а 20% золи рухається з

димовими газами (летка зола). Вміст горючих в пилу, що виділяється з димовими газами, була встановлений за допомогою пилу, зібраного в пиловловнику.

Склад димових газів вимірювався газоаналізатором з електрохімічними комірками MADUR GA-60 and GA20plus. Усереднену пробу вугілля для кожного вимірювання збирали з усієї ширини решітки. Фізико-хімічні вимірювання характеристик шлаку, золи та відокремленого пилу проводились сертифікованою лабораторією.

У таблиці 3.18 наведено основні результати дослідів на 3 рівнях потужності котла в двох режимах: без добавки та з добавкою REDUXCO. Ці рівні забезпечують гарне покриття робочого діапазону, який спочатку планувалося включити в експериментальне дослідження (75%, 100% і 50% від номінальної потужності). Рівні вихідної потужності котла не досягли меж діапазону потужності, тобто котел був здатний генерувати обидва вищих рівня потужності, ніж у тесті №. 2 (близько 100% навантаження) і нижчий вихідний рівень, ніж у тесті №. 3. (близько 50% навантаження).

Витрата палива сильно відрізняється в режимі без використання добавки. Це пов'язано з гіршою якістю використовуваного твердого палива. Режим з присадкою до палива характеризується підвищенням температури димових газів за котлом і зниженням вмісту в них кисню, що свідчить про інтенсифікацію горіння.

ККД котла (брутто) у послідовних випробуваннях з каталітичною добавкою був значно вищим, ніж до застосування добавки паливної REDUXCO. Ці результати, однак, слід інтерпретувати з обережністю, оскільки якість вугілля в обох режимах була різною.

Використання каталітичної добавки не призвело до суттєвих змін у вихідній температурі димових газів. Але при цьому вміст кисню в димових газах на виході котла в режимі з подачею добавки REDUXCO нижче, ніж у режимі з подавання добавки.

Таблиця 3.18. Результати порівняльних дослідів

| Параметр                                       | Один.              | Без добавки |       |       | З добавкою |       |       |
|------------------------------------------------|--------------------|-------------|-------|-------|------------|-------|-------|
| Теплова потужність котла                       | MW                 | 22,3        | 30,1  | 15,6  | 22,6       | 29,8  | 15,2  |
| Навантаження котла                             | % ном.             | 77,1        | 103,6 | 53,5  | 77,8       | 102,5 | 53,0  |
| Витрат вугілля                                 | кг/год             | 5539        | 8219  | 3732  | 4497       | 5801  | 3025  |
| Теплота згоряння вугілля                       | кДж/кг             | 18527       | 17107 | 18607 | 20764      | 20987 | 20737 |
| Зольність вугілля                              | % (роб)            | 32,5        | 35,1  | 29,1  | 23,4       | 21,6  | 22,9  |
| Характеристики димових газів                   |                    |             |       |       |            |       |       |
| Температура димових газів (на виході котла)    | °C                 | 138,3       | 167,9 | 115,2 | 144,4      | 170,3 | 122,0 |
| Вміст O <sub>2</sub> content (на виході котла) | %                  | 7,35        | 7,00  | 9,50  | 6,35       | 6,27  | 6,48  |
| ККД котла та втрати тепла                      |                    |             |       |       |            |       |       |
| ККД (брутто) котла                             | %                  | 78,23       | 77,07 | 80,88 | 87,21      | 88,15 | 88,44 |
| Втрати тепла з димовими газами                 | %                  | 5,72        | 7,59  | 5,26  | 6,16       | 7,68  | 5,07  |
| Втрати тепла з мехнедопалом шлаку              | %                  | 10,21       | 9,46  | 7,96  | 3,29       | 1,41  | 2,72  |
| Викиди NO <sub>x</sub>                         |                    |             |       |       |            |       |       |
| Викиди NO <sub>x</sub> (на 6% O <sub>2</sub> ) | мг/нм <sup>3</sup> | 225         | 419   | 295   | 295        | 351   | 282   |

В режимі без подачі добавки при потужності котла 22,34 МВт і 30,11 МВт спалювали вугілля з теплотою згоряння  $Q_{i''}$  18,5 МДж/кг і 17,1 МДж/кг відповідно, і зольністю  $A^r$  32,5 і 35,1%, відповідно. При потужності котла 15,57 МВт вугілля мало теплоту згоряння  $Q_{i''}=18,6$  МДж/кг і зольність  $A^r = 32,5\%$ .

Основні втрати тепла пов'язані з наявністю незгорілого вуглецю в шлаку (механічний недопал), вміст якого знаходиться в діапазоні від 10,21% до 7,96% і з гарячими димовими газами, які монотонно зростають із збільшенням потужності від 5,26% до 7,42%. Втрати тепла з незгорілим вуглецем у золі (механічний недопал) змінювалися монотонно від 3,35% до 4,42%. Втрати тепла з тепло видаленого шлаку і на теплообмін з навколишнім середовищем були незначними. Втрати тепла через вміст СО (хімічний недопал) були незначними – менше 0,1 %.

В режимі з подаванням добавки втрати тепла з незгорілим вуглецем у шлаку становили від 3,29% до 1,41% і були максимальними на середній потужності. Втрати тепла з незгорілим вуглецем в леткій золі монотонно зменшувалися зі збільшенням потужності котла з 1,60% до 1,29%. Втрати тепла з гарячим димовим газом монотонно зростали зі збільшенням потужності, оскільки температура димових газів на виході зростала з 122 °С до 170,3 °С. Втрати тепла через наявність СО димових газів практично дорівнювали нулю.

Результати експериментів показали вплив якості палива на роботу котла – в обох режимах найбільший ККД (брутто) досягався при найменших навантаженнях, коли якість палива була найкращою.

ККД (брутто) котла з колосниковою решіткою WR25 без застосування добавки REDUXCO, що працював на рівнях потужності 22,34 МВт, 30,11 МВт і 15,57 МВт (еквівалентно 76,8%, 103,6% і 53,5% від номінальної теплової потужності 29,07 МВт) становив 78,23%, 77,07% і 80,88%, відповідно. Такий результат був досягнутий при подачі вугілля низької якості з теплою згоряння  $Q_i^r = 17,1...18,6$  МДж/кг, високою зольністю  $A^r = 29,1...35,1\%$ , вологістю  $W^r = 8,3...10,5\%$ . Втрати тепла з незгорілим вуглецем у золі були найвищими при навантаженні 103,6% через високий вміст золи ( $A^r = 35,1\%$ ) і низьку теплоту згоряння палива. Висока зольність вугілля є причиною великих втрат тепла з незгорілим вуглецем у шлаку при навантаженні 77,07 % і 103,6 %. В результаті ККД (брутто) котла монотонно знижувався зі збільшенням навантаження котла.

В режимі при застосування каталітичної добавки REDUXCO відбулося різке підвищення ККД (брутто) котла. Ефективність котла WR25, що працював на рівнях середньої потужності 22,6 МВт, 29,8 МВт і 15,4 МВт (еквівалентно 77,8%, 102,5% і 53% від номінальної потужності 29,07 МВт), при застосуванні добавки REDUXCO, становила 87,21%, 88,15% і 88,44% відповідно. Цей задовільний результат був досягнутий при паливі з вугіллям з теплою згоряння 20,73...20,99 МДж/кг, зольністю 21,6...23,4% і вологістю

10,6%..ю11,8%. Втрати тепла з незгорілим вуглецем у шлаку були значно меншими, ніж на попередньому режимі – від 1,41 до 3,29%. Максимальне значення цих втрат на навантаженні 77,8 % пояснюється більшою зольністю ( $A_r = 23,4 \%$ ), ніж при інших навантаженнях. Втрати тепла з незгорілим вуглецем у золі коливалися від 1,70 до 0,88% і монотонно зменшувалися зі збільшенням потужності котла.

Порівняння параметрів роботи котла в режимах без та з подачею добавки REDUXCO повинно враховувати різницю в якості вугілля, зокрема зольності вугілля. Це пояснюється тим, що більший вміст золи у вугіллі призводить до більшої кількості шлаку та легкої золи, що утворюється в процесі. Різницю якості вугілля можна пояснити використанням вугілля з різних партій. У котлі, що працює на вугіллі з найменшою зольністю, вміст незгорілого вуглецю в шлаку був найнижчим, отже, втрати при згорянні були найменшими, а ККД котла найвищим. Це доводить, наскільки значним є вплив якості вугілля на продуктивність котла.

Порівняння результатів дослідів у двох режимах роботи котла свідчить про позитивний вплив використання паливних добавок на продуктивність котла. ККД (валовий) котла збільшився на  $7,56 \div 11,08\%$ . При цьому втрати тепла з незгорілим вуглецем у шлаку зменшилися на  $6,55 \div 6,92 \%$ , а втрати тепла з незгорілим вуглецем у золі – на  $1,65 \div 3,44 \%$ . Це свідчить про більш повне згоряння частинок палива за рахунок підвищення температури в зоні горіння. Наслідком цього є підвищення температури димового газу в режимі застосування каталітичної добавки.

Вміст  $\text{NO}_x$  у сухих димових газах, приведений до стандартного вмісту кисню 6%, становив  $295 \text{ мг/нм}^3$ ,  $351 \text{ мг/нм}^3$  і  $282 \text{ мг/нм}^3$  для середнього, номінального та низького рівнів потужності котла, відповідно. Таким чином, весь діапазон був нижче допустимого значення  $400 \text{ мг/нм}^3$ .

Викладені в підпункті 3.1.5 матеріали були опубліковані в статті [116].

### 3.2 Промислові дослідження процесу спалювання природного газу при подачі паливної добавки.

На котлоагрегаті Е-420-13,8-560 ГМН (БКЗ-420-140 НГМ-4) Каунаської ТЕЦ (рис. 3.24), що призначений для роботи на природному газі та мазуті з теплофікаційними турбінами на високих параметрах пари були проведені експериментальні дослідження впливу каталітичної паливної добавки на характеристики роботи котла. Котел вертикально-водотрубний, одnobарабанний з природною циркуляцією, однокорпусний, П-образної компоновки, у газощільному виконанні закритої компоновки, розрахований на високі параметри пара, призначений для роботи під наддувом (табл. 3.19).

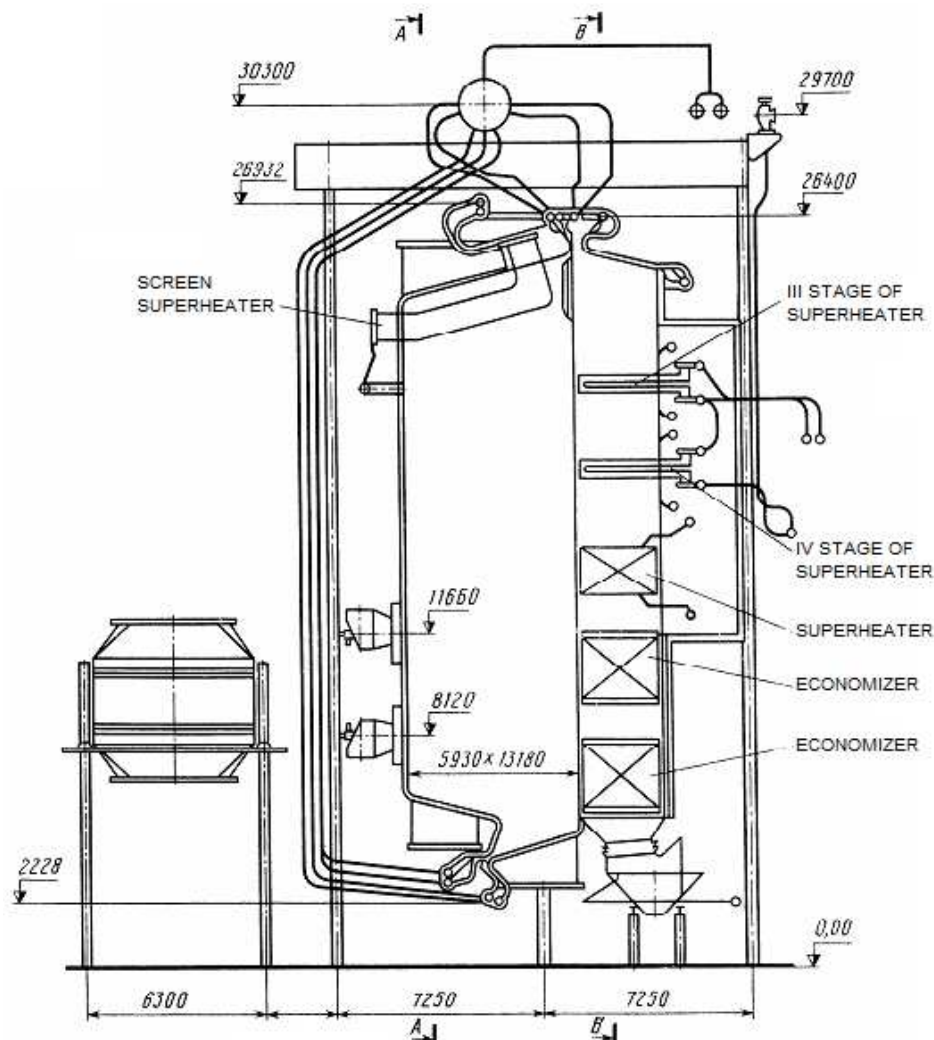


Рисунок 3.24 – Поперечний розріз котла Е-420-13,8-560 ГМН [117]

Паливнева камера призматичної форми відкритого типу, з розмірами в плані по осях труб  $5,93 \times 13,18$  м, має об'єм  $1427 \text{ м}^3$ . Паливня та конвективна

шахта екрановані мембранними панелями з гладких труб Ø 60х6 мм (сталь 20 и 15ХМ) з вварюванням смуги (сталь 20) і кроком труб 80 мм.

Блоки паливневій камери та конвективного газоходу підвішені на тягах до стельового перекриття каркасу котла та вільно розширюються донизу. Паливні має вісім комбінованих газомазутних пальників, розташованих у два яруси (по чотири у кожному ярусі).

Барабан котла зварної конструкції, має внутрішній діаметр 1600 мм з товщиною стінки 112 мм (сталь 16ГНМА).

Таблиця 3.19. Основні характеристики котла Е-420-13.8-560 ГМН.

|                                                                   |                             |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| Паропроодуктивність, т/год                                        | 420                         |
| Тип палива                                                        | Природний газ, мазут        |
| Тиск пари на виході перегрівника, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )      | 13.8 (140)                  |
| Температура, °С:                                                  |                             |
| гостра пара                                                       | 560                         |
| живильна вода                                                     | 230                         |
| димові гази                                                       | 109/147*                    |
| ККД (брутто) на базовому навантаженні, %:                         |                             |
| розрахований                                                      | 94,8/93,4*                  |
| гарантований                                                      | 94/93*                      |
| Витрата палива, т/год                                             |                             |
| Природне паливо (для ПГ – м <sup>3</sup> /год)                    | 30,2×10 <sup>3</sup> /28,5* |
| умовне паливо (29.3 МДж/кг)                                       | 38,2                        |
| Аеродинамічний опір по тракту сторони, мм вод. ст.                |                             |
| димові газис                                                      | 318,6                       |
| повітря                                                           | 76.4                        |
| Теплова продуктивність, Гкал/год                                  | 250                         |
| Температура в повітропідігрівнику, °С:                            |                             |
| повітря:                                                          |                             |
| вхід                                                              | 30/70*                      |
| вихід                                                             | 235/272*                    |
| димові гази:                                                      |                             |
| вхід                                                              | 293/336*                    |
| вихід                                                             | 109/147*                    |
| Теплова напруженість перерізу паливні, ккал/(м <sup>2</sup> ×год) | 1,66×10 <sup>6</sup>        |
| Теплова напруженість об'єму паливні, ккал/(м <sup>3</sup> ×год)   | 183×10 <sup>3</sup>         |
| Об'єм паливні, м <sup>3</sup>                                     | 1427                        |
| Розміри комірки в колонах, м:                                     | 24×36                       |
| Висота верхньої балки, м                                          | 32,4                        |

\*В чисельнику дані для природного газу, в знаменнику – для мазуту

Для підігріву повітря котел оснащений двома обертовими регенеративними повітропідігрівниками з діаметром ротора 5,4 м.

Температура перегрітої пари регулюється упорскуванням власного конденсату та рециркуляцією димових газів до повітряного тракту пальників.

Тракт пари пароперегрівника складається з двох незалежних потоків.

Котел оснащений необхідною арматурою, пристроями для відбору проб, а також контрольно-вимірювальними приладами. Процеси живлення котла, регулювання температури перегрітої пари та горіння – автоматизовані.

Метою випробувань було проведення порівняльних дослідів в об'ємі, необхідному для визначення ККД (брутто) за прямим балансом, теплових навантажень, сумарних втрат тепла при спалюванні природного газу, утворення шкідливих викидів та аналіз техніко-економічних та екологічних показників та їх порівняння при роботі без використання та з використанням каталітичної добавки, відповідно. Досліди проводились при незмінній витраті природного газу на котел ( $G_g = \text{const}$ ).

Випробування котла розпочалися 25.02.2013 р. о 12:00. У перший день випробувань присадка до палива REDUXCO не використовувалася. Для порівняння брали цей день роботи без добавки. Подача добавки REDUXCO в котел з питомою витратою 40 мл розчину на 1000 м<sup>3</sup> природного газу [100] розпочалася 26.02.2013 р. о 12:00. Це супроводжувалося зменшенням витрат повітря на спалювання газу протягом усього періоду введення добавки REDUXCO (надлишок повітря в паливні  $\alpha \leq 1,02$ ). На рис. 3.25 наведені значення ККД брутто котла за даними прямого балансу котла під час дослідів.

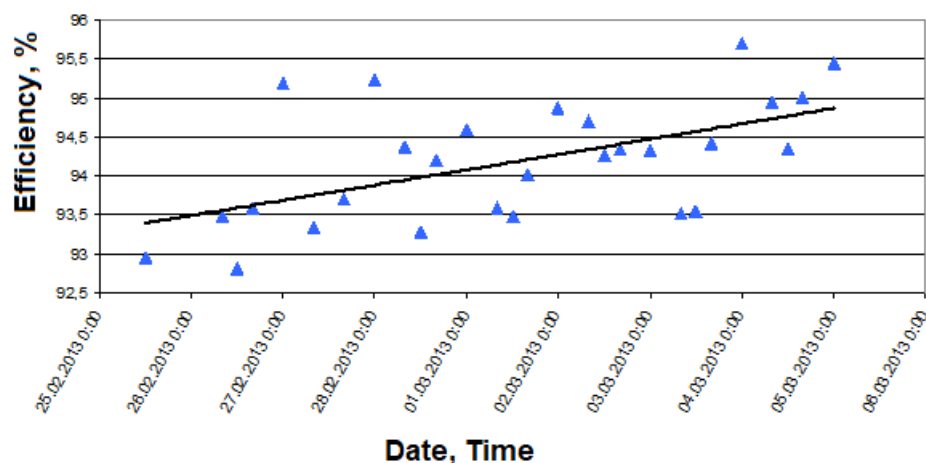


Рисунок 3.25 – Зміна ККД котла 420 т/год протягом досліджень.

Кожен день досліджень поділявся на 4 періоди: 1-й період – 00:00-08:00, 2-й період – 08:00-12:00, 3-й період – 12:00-16:00, 4-й період – 16:00-23:59. На рис. 3.26 видно, що робота котла характеризувалася значною нестабільністю в різний час доби. Найбільший показник ефективності досягався вночі з 0:00 до 8:00, найменший – з 12:00 до 16:00.

На рис. 3.26 наведено дані розрахунку середньодобового ККД котлоагрегату. Під час випробувань після додавання присадки відзначено монотонне збільшення середньодобового значення ККД котла приблизно на 0,3%, а до кінця дослідів воно зросло на 1,48% – з 93,4% до 94,88 % .

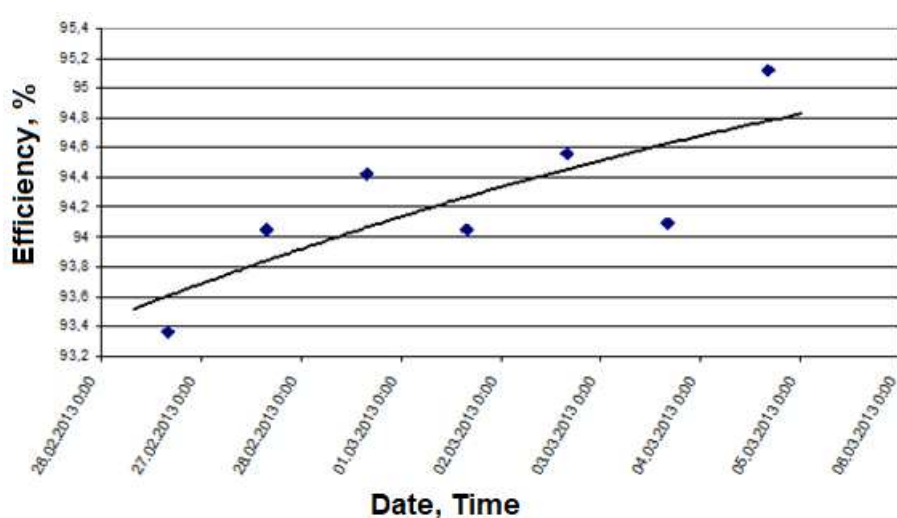


Рисунок 3.26 – Зміна середньодобового ККД котла протягом досліджень.

Вимірювання температури димових газів на виході з котла показали поступове зниження температури димових газів від 143 °C до 137 °C (рис. 3.27). Причиною зниження існуючої температури димових газів є інтенсифікація процесу горіння в паливні та поліпшення тепловіддачі від димових газів до поверхонь нагріву за рахунок очищення їх поверхонь.

Через добу після додавання присадки REDUXCO температура димових газів знизилася до 139,8 °C (табл. 3.20), що свідчить про концентрацію горіння природного газу в самій паливні. Подальше зниження температури димових газів зумовлене завершенням тривалого процесу високотемпературного окислення низько-реакційних відкладень сажі за радикальним механізмом у конвективній шахті [118, 119].

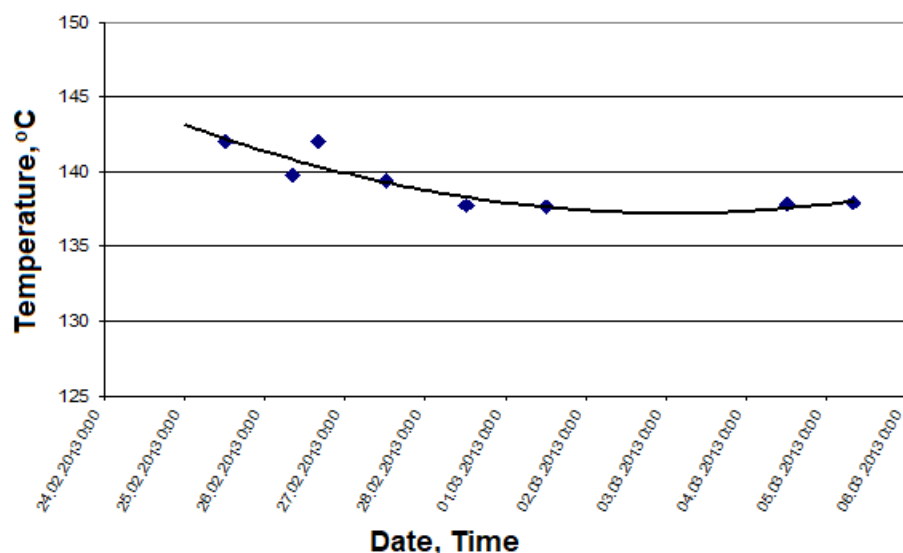


Рисунок 3.27 – Зміна температури димових газів

У таблиці 3.20 наведені середні значення вимірювань параметрів навколишнього середовища димових газів під час проведення досліджень. Вимірювання вмісту NO<sub>x</sub> у димових газах показали значення від 205 до 198 мг/нм<sup>3</sup>. Подача паливної добавки REDUXCO практично не вплинула на значення викидів оксидів азоту.

Таблиця 3.20. Результати вимірювань екологічних параметрів димових газів

| Параметр                             | Дата     |          |          |          |          |          |
|--------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                      | 25.02.13 | 26.02.13 | 27.02.13 | 28.02.13 | 01.03.13 | 04.03.13 |
| Вміст O <sub>2</sub> , %             | 5,41     | 5,64     | 5,32     | 5,36     | 5,37     | 5,39     |
| CO <sub>2</sub> , %                  | 10,11    | 9,95     | 10,17    | 10,13    | 10,12    | 10,12    |
| CO, mg/Nm <sup>3</sup>               | 5,7      | 0,5      | 6,0      | 6,0      | 10,6     | 9,25     |
| NO <sub>x</sub> , mg/Nm <sup>3</sup> | 208,3    | 226,25   | 200,6    | 200,6    | 198,6    | 204,8    |
| Температура димових газів, °C        | 143,0    | 139,8    | 139,4    | 137,7    | 137,6    | 137,8    |

Але знижена температура димових газів все одно вища за проєкту для спалювання природного газу (109 °C). Застосування каталітичної добавки локалізувало горіння газового факела в зоні пальників, що дозволило знизити надлишок повітря в паливі нижче проєктного значення, оскільки при спалюванні природного газу відсутня високотемпературна корозія.

Застосування каталітичної паливної добавки REDUXCO дозволило не тільки збільшити ККД котла на 1,48%, а й знизити викиди вуглекислого газу на 1,56%:

$$\Delta C = 1 - \eta_1/\eta_2 = 1 - 93,4/94,88 = 0,0156 = 1,56 \%$$

Ще одним позитивним ефектом застосування паливної присадки є досягнення проектного ККД (брутто) на природному газі – 94,8% (Табл. 3.19).

Викладені в пункті 3.2 матеріали опубліковані в статті [117].

### **3.3 Експериментальні дослідження впливу каталітичної добавки REDUXCO на ефективність роботи клінкерних печей**

Світове виробництво цементу в 2020 році в світі становило 4,1 млрд. т [120]. У всьому переліку цементів на портландцемент припадає не менше 75 % усього виробітку цементу. Портландцемент використовується як основний інгредієнт бетону, штукатурки та спеціальних розчинів. Це дрібний порошок, отриманий шляхом нагрівання вапняку та глинистих мінералів у печі для утворення клінкеру, подрібнення клінкеру та додавання гіпсу та інших компонент [121]. Хімічний склад клінкеру складається з  $\text{CaO}$  (62-76) %,  $\text{SiO}_2$  (20-23 %),  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (4-7 %),  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (2-5 %),  $\text{MgO}$  (1-5 %). Його мінералогічний склад включає тверді розчини на основі аліту  $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$  або  $\text{C}_3\text{S}$  (45-65 %), беліту  $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$  або  $\text{C}_2\text{S}$  (5-30 %), алюмінату кальцію  $\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$  або  $\text{CA}$  (3-14 %), алюмоферату кальцію  $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$  або  $\text{C}_4\text{AF}$  (10-18 %).

На рис. 3.28 приведено схема цементного пічного агрегату з реактором-декарбонізатором (кальцинатором). Гази рухаються на зустріч твердій фазі. Сировинне борошно (суміш глини та вапняку) спочатку надходить у систему циклонних теплообмінників, де, перебуваючи у суспендованому стані, нагрівається газами, що рухаються назустріч (знизу-вгору), і вже гарячою подається в декарбонізатор [122, 123]. Безпосередньо в кальцинаторі (декарбонізаторі) спалюється близько 60% палива. Повітря для спалювання палива в кальцинаторі з температурою близько 600 °С знаходить з холодильника клінкеру. Це дозволяє швидко та майже повністю (до 95%) завершити розкладання  $\text{CaCO}_3$  та інших карбонатів.

Після декарбонізатора тверда фаза надходить в обертову піч, яку умовно ділять на три зони [122]:

1. зона екзотермічних реакцій, в якій при температурі 900-1400 °С проходять твердофазові реакції утворення  $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ ;  $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$

та  $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ . Ці екзотермічні реакції на порівняно короткій ділянці печі супроводжуються виділенням великої кількості теплоти (до 420 кДж на 1 кг клінкеру) та інтенсивним підвищенням температури матеріалу;

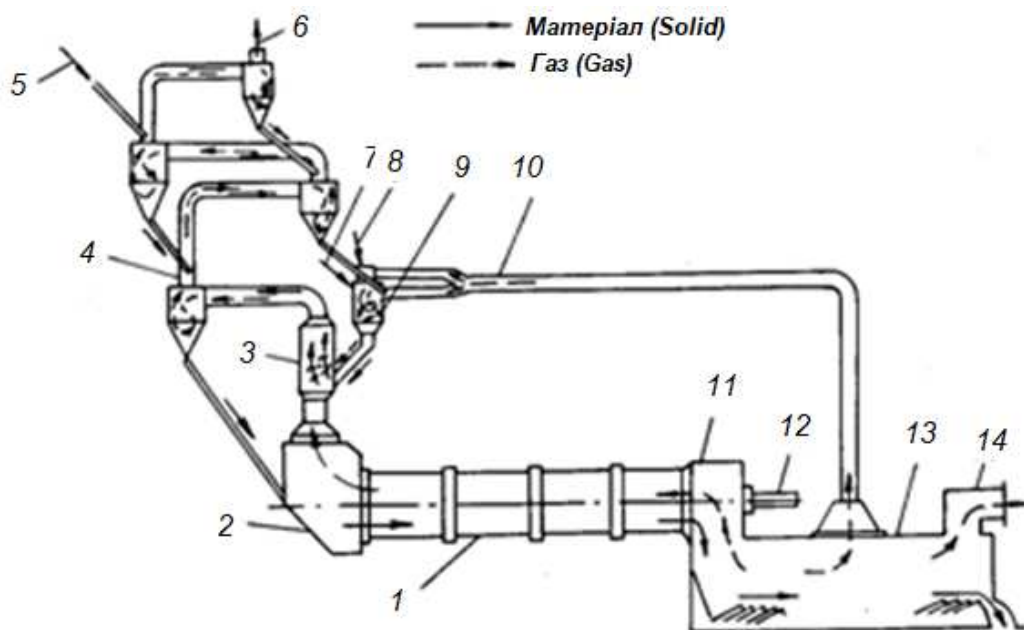


Рис. 3.28 – Схема пічного агрегату з реактором-декарбонізатором.

1 – обертова піч; 2 – завантажувальна голівка; 3 – змішувальна камера; 4 – газохід циклонного теплообмінника; 5 – подача сировинного борошна; 6 – відведення гарячих відхідних газів з печі; 7, 8 – подача палива в декарбонізатор; 9 – декарбонізатор; 10 – подача повітря в декарбонізатор з холодильника клінкеру; 11 – розвантажувальна голівка; 12 – головний пальник; 13 – холодильник клінкеру; 14 – відведення надлишкового повітря в аспіраційну установку

2. зона спікання, в якій температура обпалювального матеріалу досягає найвищого значення (1300-1450 °С), необхідного для часткового плавлення матеріалу та утворення головного мінералу клінкеру – аліту  $\text{C}_3\text{S}$ . Аліт погано розчиняється в розплаві і внаслідок цього виділяється з нього у вигляді дрібних кристалів, що тягне за собою подальше розчинення в розплаві беліту і  $\text{CaO}$  та їх конверсію в  $\text{C}_3\text{S}$ ;
3. зона охолодження, де температура клінкеру падає від 1400 до 1000 °С. Охолодження клінкеру здійснюється потоком повітря і має виконуватися за можливості максимально швидко з метою застигання рідкої фази у

вигляді клінкерного скла з мінімальним умістом кристалів  $C_3A$ ,  $C_4AF$  і  $MgO$ .

При отриманні клінкеру шляхом обпалення сировинної маси, що складається витрачається значна кількість теплової енергії (3000-4000 кДж/кг клінкеру при сухому способі). Крім того, на 1 тону клінкеру утворюється до 900-1000 кг діоксиду вуглецю [124]. Тому задача зниження питомих затрат палива в цементному виробництві носить не тільки енергозберігаючий, але й кліматичний характер і є дуже актуальною.

Підвищення температури матеріалу в зоні спікання та зоні проходження екзотермічних реакцій є активним засобом інтенсифікації процесу та зростання ефективності печі. Підвищення температури спікання з 1400 до 1700 °С сприяє скороченню часу процесу утворення клінкеру з 30 до 3 хвилин. Тобто, зменшує час перебування матеріалу в зоні спікання та збільшує продуктивність печі [123]. Інтенсивне спалювання палива дозволяє підвищити продуктивність печі за рахунок збільшення витрати палива. Оскільки при високій температурі швидкість горіння палива визначається дифузійним механізмом, то важливим фактором є якість підготовленої суміші палива та окисника для вищої швидкості підведення окисника до палива.

Перспективним є збагачення киснем повітря, що йде на спалювання палива. Це дозволяє підвищити ККД печі за рахунок зниження втрат тепла з відхідними газами. Вплив підвищеного вмісту кисню в окиснику (до 27 %) на характеристики роботи обертової клінкерної печі приведено в статті [125]. Зростання вмісту кисню з 20,9 до 25,6 % призвело до підвищення температури клінкеру на 100 °С. При використанні повітря як окисника питомий вихід клінкеру був 5,67 т/т вугілля, при підвищенні вмісту кисню до 23-25 % питомий вихід клінкеру становив 6.03 т/т вугілля, а при вмісті кисню 25-27 % – 6,05 т/т вугілля. При зростанні вмісту кисню до 27 % спостерігалось також зниження вмісту вільного оксиду кальцію  $F-CaO$  з 1,4% до 0,9%, що є ознакою хорошої якості клінкеру.

Іншим шляхом підвищення інтенсивності горіння є використання каталітичних паливних добавок. Для цього було проведено цикл промислових випробувань застосування паливної добавки для зменшення питомих затрат палива на виробіток клінкеру без погіршення його якості. [126, 127].

Випробування були проведені на 4 цементних заводах, які працюють за сухим способом виробництва клінкеру. [126] Проводився аналіз застосування каталітичної добавки в порівнянні з параметрами до його застосування. Покази параметрів режиму роботи печі фіксувалися автоматичною системою реєстрації даних, аналізи сировини та клінкеру проводились у лабораторії заводу. Питома витрата добавки горіння REDUXCO становила не менше 100 мг/т палива і визначалася умовою сталої роботи пічного агрегату.

### *3.3.1 Застосування добавки в клінкерній печі на антрациті*

На цементному заводі XI MĂNG VINH SƠN (В'єтнам), застосовується сухий спосіб виробництва клінкеру. Продуктивність обертової печі – 67 т/год клінкеру. Піч оснащена попереднім кальцинатором (декарбонізатором) для розкладення вапняку з газоходом третинного повітря, по якому гаряче повітря з температурою 610-800 °С подається в кальцинатор з холодильника клінкеру.

Основне паливо – антрацит (В'єтнам) з такими характеристиками:

Зола  $A^r$  – 30.09-31.20 %;                      Сірка  $S_a^t$  – 0.51-2.31 %;

Вихід летких  $V^r$  – 6.34-6.87 %;

Теплота згоряння  $Q_i^r$  – 23.48-28.89 МДж/кг (5600-6900 ккал/кг).

В основний пальник печі направляється 40 % вугільного пилу, а в кальцинатор – 60 %. Експерименти проходили в двох режимах – виробництво клінкеру без додавання добавки (11 діб) та з подачею добавки (12 діб). В процесі удосконалення сухого способу виробництва клінкеру найбільш енергоємний процес декарбонізації сировинного борошна винесене з обертової печі в спеціальний реактор горіння. Питома витрата добавки становила 200 г/т вугільного пилу. Рідинна добавка подавалася в канал первинного повітря основного пальника клінкерної печі та газохід третинного повітря для кальцинатора.

Застосування рідинної добавки REDUXCO підвищило ефективність процесу спалювання вугільного палива в печі цементного заводу: зниження питомої витрати палива становило 3,6-6,7% (з 3035 до 2833 кДж/кг клінкеру). Відносне зниження викидів CO<sub>2</sub> було в межах 3,90%...6,89%.

За даними тепловізійних вимірювань температура залізного корпусу печі в зоні спікання (10 м від гарячого кінця печі) зросла на 100 °С – з 320 до 420 °С. Це свідчить про підвищення температури в зоні спікання, що призводить до підвищеної конверсії беліту C<sub>2</sub>S та вільного оксиду кальцію CaO в аліт C<sub>3</sub>S. Мінералогічний аналіз клінкеру показав зростання вміст аліту з 56.1 до 68.48%, при цьому вмісту беліту C<sub>2</sub>S зменшився з 17.80 до 4.93%. Вміст вільного оксиду азоту F-CaO був менше 0.5 %. Таким чином зросла реактивність клінкеру.

Застосування добавки дозволило розширити діапазон допустимого вмісту сірки у вугіллі – до 3 %. Завдяки високій температурі в зоні спікання розширюється зона рідкої фази в клінкерній печі і зменшується утворення кільцевих відкладень, що містять сульфати, між зоною екзотермічних реакцій і зоною спікання та між зоною спікання і зоною охолодження.

### *3.3.2 Застосування добавки в клінкерних печах на нафтовому коксі*

На цементному заводі Monselice (Італія) застосовується сухий спосіб виробництва клінкеру. Продуктивність обертової печі по сировині становить близько 130 т/год.

Паливо: нафтовий кокс (Petroleum Coke) з такими характеристиками:

Зола – 0,43 %                      Волога – 6,45 %                      Вихід летких  $V^{daf}$  – 9,54%

Сірка – 4,5 %                      Фіксований вуглець – 4,5%.

Теплота згоряння – 34,79 МДж/кг (8309 ккал/кг).

Оцінка застосування добавки REDUXCO здійснювалася шляхом порівняння параметрів роботи печі у 2 режимах тривалістю по 14 діб (до подачі та під час подачі каталітичної добавки).

Добавка REDUXCO подавалася в канал первинного повітря основного пальника печі. Питома витрата добавки становила 100 г/т палива. Подача рідинної добавки здійснювалася безперервно.

В період подачі добавки було досягнуто таких параметрів роботи печі:

1. Застосування добавки REDUXCO підвищує ефективність процесу спалювання палива в печі цементного заводу: питома витрата палива на виробництво клінкеру знизилася на 3,4% з 3203 до 3094 кДж/кг клінкеру при збільшенні витрати оброблюваної сировини на 3 т/год – з 120,8 до 123,8 т/год.
2. Застосування добавки підвищило температуру в зоні спікання (за даними тепловізорних вимірювань температура залізного корпусу печі на відмітці 9-11 м збільшилася з 280-290 до 380 °C). Зросла температура корпусу печі на відмітці 26,5-32,5 м з 280-290 до 360-380 °C – на 70-100 °C.
3. Діапазон зміни температур на вході в піч зменшився з 150 °C (800–950 °C) до 40 °C (870–910 °C), що свідчить про стабілізацію технологічного процесу випалювання в печі.
4. Зниження вмісту NO<sub>x</sub> у відхідних газах на 31%, з 857 до 586 ppm.
5. Зниження емісії CO на 55%, з 621 до 280 ppm.
6. Застосування рідинної добавки дозволило замінити в сировині глину на пісок за умови збереження якості клінкеру. Витрата піску зросла на 5.7 т/год або на 207% – з 5.3 до 11.0 т/год.

Досліди по застосуванню паливної добавки REDUXCO на цементному заводі Kaštela (Хорватія), на якому застосовується сухий спосіб виробництва клінкеру з продуктивністю обертової печі по сировині 230 т/год з кальцинатором, дали такі результати.

Паливо: нафтовий кокс (Petroleum Coke) з такими характеристиками:

Зола – 0,42-0,48 %                      Волога – 6,43-6,78 %                      Сірка – 3,09 %

Фіксований вуглець – 82,00-83,14 %. Вихід летких  $V^{daf}$  – 9,50-9,62 %

Теплота згоряння – 33,49-34,57 МДж/кг (8000-8257 ккал/кг).

Оцінка застосування добавки REDUXCO здійснювалася шляхом порівняння параметрів роботи печі у 2 режимах: до подачі каталізатора та під час подачі каталізатора.

Місця подачі добавки REDUXCO:

1. Канал первинного повітря основного пальника печі;
2. Канал третинного повітря до кальцинатора.

Витрата добавки REDUXCO становила 100 г на 1 тону розмеленого палива. Подача добавки здійснювалася безперервно. За період подачі добавки було досягнуто таких параметрів роботи печі:

1. Застосування добавки підвищило ефективність процесу спалювання палива в клінкерній печі, питома витрата палива на виробництво клінкеру знизилася на 3,6% – з 3182 до 3065 кДж/кг клінкеру при збільшенні витрати оброблюваної сировини з 230 т/год до 233 т/год.
2. У режимі при подачі каталітичної добавки спостерігалось підвищення температури в зоні спікання печі (на відмітці 8-10 м) з 1350 до 1430-1440 °C (на 80-90 ° C).
3. Збільшився вміст аліту  $C_3S$  в клінкері з 69,73 до 70,19% (на 0,46%), при цьому вміст вільного оксиду кальцію F-CaO зменшився на 0,89% – з 1,71% до 0,2%.

### 3.3.3 Застосування добавки в клінкерній печі на вугіллі та RDF

На цементному заводі Lafarge Cementownia Kujaawy w Bielawach (Польща) використовується сухий спосіб виробництва клінкеру. Продуктивність обертової печі – до 330 тонн за годину сировинного борошна. Піч оснащена кальцинатором. Основне паливо: польське кам'яне вугілля з такими характеристиками

Зола – 0,42-0,48 %                      Волога – 6,43-6,78 %                      Сірка – 3,09 %

Вихід летких  $V^{daf}$  – 9,50-9.62 %

Теплота згоряння – 33,49-34,57 МДж/кг (8000-8257 ккал/кг).

Альтернативне паливо (RDF) мало такі характеристики:

Зола – 0,42-0,48 %                      Волога – 6,43-6,78 %                      Сірка – 3,09 %

Вихід летких  $V^{daf} - 9,50-9,62 \%$

Теплота згоряння – 33,49-34,57 МДж/кг (8000-8257 ккал/кг).

Оцінка ефективності застосування добавки REDUXCO здійснювалася шляхом порівняння роботи клінкерної печі в 3 режимах: до подачі добавки, під час подачі добавки, після припинення подачі добавки. Тривалість кожного режиму була не менше 21 дня.

Місця подачі рідинної каталітичної добавки REDUXCO:

1. канал первинного повітря основного пальника;
2. канал подавання альтернативного палива RDF основного пальника.

Питома витрата добавки становила 500 г на 1 тону вугільного пилу та 200 г на 1 тону альтернативного палива.

Добавка у кальцинатор (реактор-декарбонізатор) не подавалася.

На рис. 3.29 приведено витяг з робочого графіку роботи печі під час випробувань щодо питомої витрати палива (кДж/кг) на виробіток клінкеру (синій колір) та кількість виробленого клінкеру (зелений колір). Питомі енергозатрати на виробництво клінкеру при подачі каталізатора зменшилися на 5,68% – з 3113,2 до 2936,5 МДж/т. Відносне зниження викиду  $\text{CO}_2$  – 5,92%.

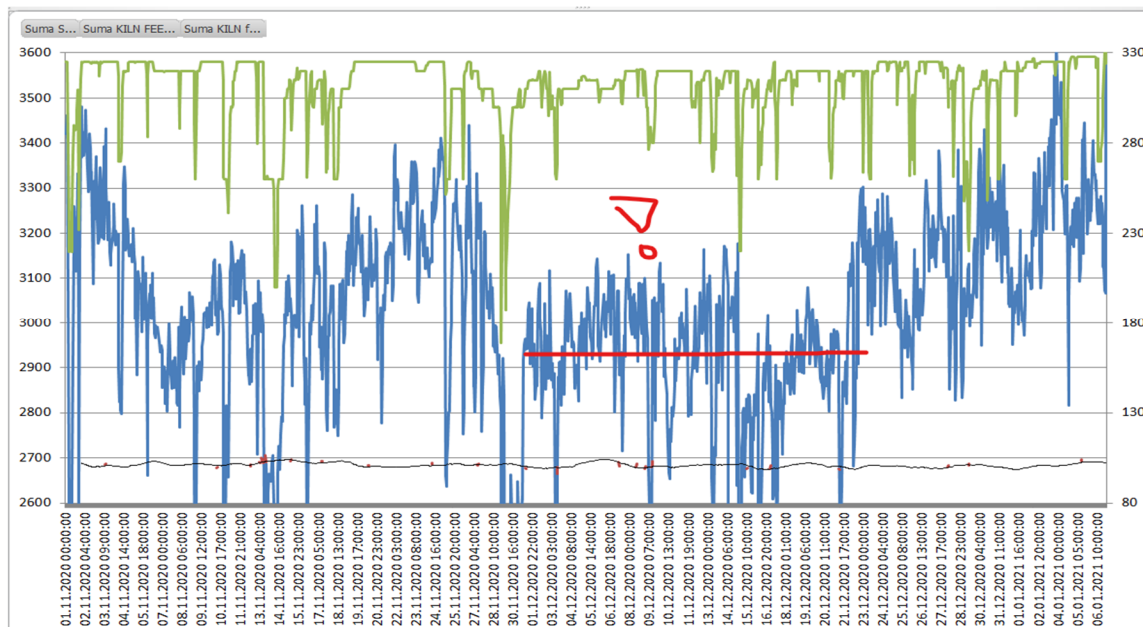


Рисунок 3.29 – Графіки питомої витрати палива (синій колір) та виробництва клінкеру (зелений колір)

В таблиці 3.21 приведено витрати різних видів палива в основний пальник та кальцинатор в режимах без подачі добавки та з подачею добавки.

Таблиця 3.21. Витрата по різних видах палива та місцях подачі палива, т/год.

| Режим роботи | Основний пальник |     | Кальцинатор |      | РАЗОМ   |      |
|--------------|------------------|-----|-------------|------|---------|------|
|              | Вугілля          | RDF | Вугілля     | RDF  | Вугілля | RDF  |
| Без добавки  | 3,5              | 8,5 | 1,1         | 18,6 | 4,6     | 27,1 |
| З добавкою   | 3,8              | 8,0 | 1,2         | 16,2 | 5,0     | 24,2 |

При застосуванні добавки REDUXCO спостерігалось незначне зростання температури в зоні спікання (з 1166 °C до 1181 °C), при цьому викиди оксидів азоту зросли з 414 до 467 мг/нм<sup>3</sup>. Зменшення споживання палива на 5.68 %, зростання температури клінкеру на 15 °C та збільшення емісії оксидів азоту NO<sub>x</sub> на 53 мг/м<sup>3</sup> є свідченнями інтенсифікації процесу горіння при подаванні каталітичної добавки.

Використання добавки REDUXCO позитивно вплинуло також на якість виробленого клінкеру. Вміст аліту C<sub>3</sub>S як основного компонента зріс з 65,9 до 66,8 %, а вміст вільного оксиду кальцію F-CaO впав з 1,52 до 1,45 %.

Викладені в пункті 3.3 матеріали оприлюднені в доповіді на 87 Міжнародної наукової конференції молодих учених, аспірантів і студентів "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті", 15–16 квітня 2020 р. Київ, НУХТ, та опубліковані в наукових статтях [126, 127].

### **3.4 Дослідження впливу каталітичної добавки на роботу двигуна внутрішнього згоряння**

Для вивчення впливу каталітичної добавки REDUXCO на роботу двигунів внутрішнього згоряння було проведено цикл лабораторних досліджень в лабораторії двигунів внутрішнього згоряння Краківського політехнічного університету.

На першому етапі в досліджах використовувався дизельний двигун VW 1.9 TDI з турбонаддувом, який працює на стандартному дизельному паливі та дизельному паливі з добавкою REDUXCO (з питомою витратою 0,2% V/V) на навантажувальних характеристиках [128]. Аналіз отриманих результатів

включав не тільки енергетичні параметри та склад вихлопних газів дизельного двигуна, що працює на стандартному дизельному паливі та паливі, що містить REDUXCO, але також індикаторні діаграми та швидкість виділення тепла в циліндрі двигуна. На рис. 3.30 показано схему вимірювань параметрів двигуна.

Результати досліджень показали, що дія каталітичної добавки REDUXCO проявляється лише при високих навантаженнях двигуна, що, ймовірно, пов'язано з вищою температурою згоряння в цей час. Цей висновок є результатом як значень енергетичних параметрів, складу вихлопних газів, так і параметрів, пов'язаних з процесом згоряння.

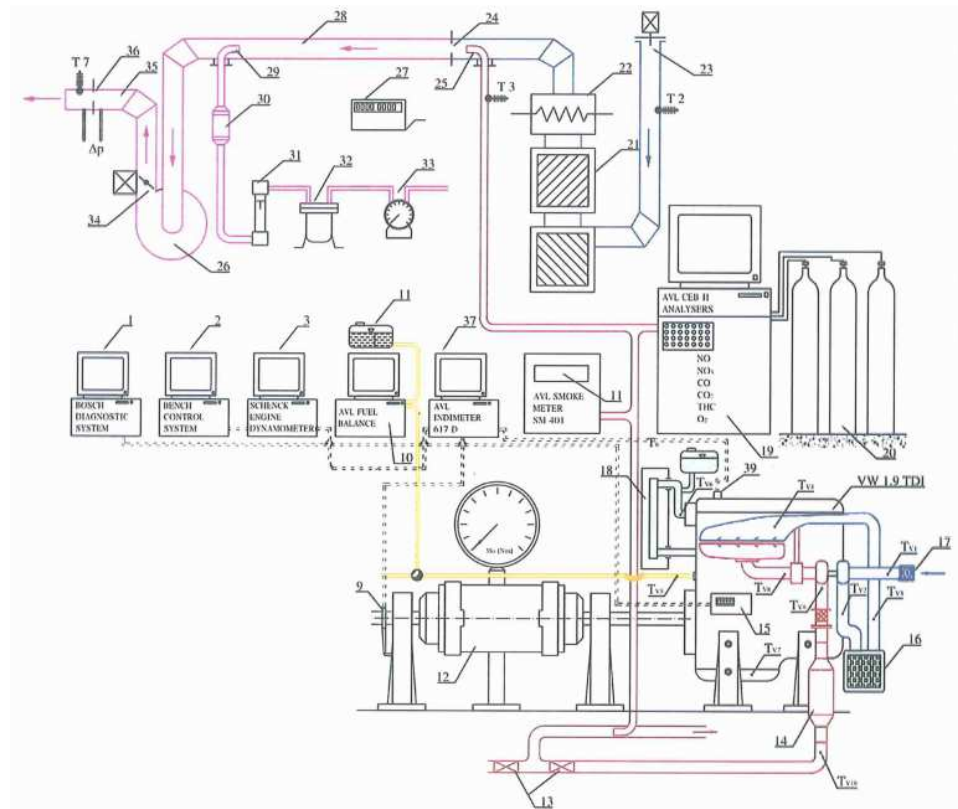


Рисунок 3.30 – Схема вимірювальної станції [128]

При високих навантаженнях двигуна використання REDUXCO знизило витрату палива (за рахунок підвищення загального ККД двигуна) більш ніж на 4 %. Це може статися через:

- краще розташування процесу згоряння відносно поршня
- більш раннє завершення горіння, зі зниженими втратами тепла з вихлопними газами (рис. 3.30);

Використання паливної добавки привело значного зниження температури вихлопних газів, що вказує на більш раннє згоряння, яке може бути результатом збільшення швидкості згоряння (рис. 3.31). Як правило, це пов'язано з більш раннім завершенням згоряння, що пояснює зниження споживання палива на 4 % у випадку палива з REDUXCO.

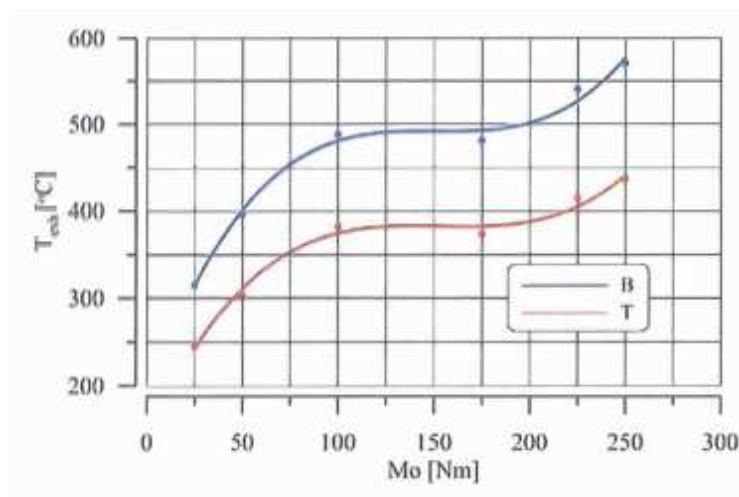


Рисунок 3.31 – Залежність температури вихлопних газів від навантаження двигуна ( $M_o$ ) для базового (B) та тестового палива (T)

Використання каталітичної добавки значно знизило викид твердих частинок у вихлопних газах двигуна. При високих навантаженнях двигуна викид твердих частинок скоротився прибіл. 30%, тоді як задимленість зменшилася більш ніж на 50% (рис. 3.32).

На високих навантаженнях спостерігалось незначне підвищення концентрації NO у вихлопних газах у разі використання дизельного палива з добавкою REDUXCO, що пов'язано з раннім завершенням процесу горіння в цьому випадку.

Другий етап досліджень пов'язаний з одноциліндровим дизельним двигуном SB 3.1 (One-Cylinder Research Engine) об'ємом 1.85 л, виготовленим на базі двигуна SW 680 (Leyland). На ньому було проведено цикл порівняльних досліджень з використанням базового дизельного палива (DFB), його суміш з 1500 ppm REDUXCO (DFDA), його суміш з 2-EHN (2-етиленгексил нітрат) з умістом 1500 ppm (DFK) та суміш базового палива з 1500 ppm 2-EHN і 1500 ppm REDUXCO (DFS) [129]. Вимірювальна схема

параметрів роботи двигуна показана на рис 3.30. На двигуні було додатково встановлено систему візуалізації.

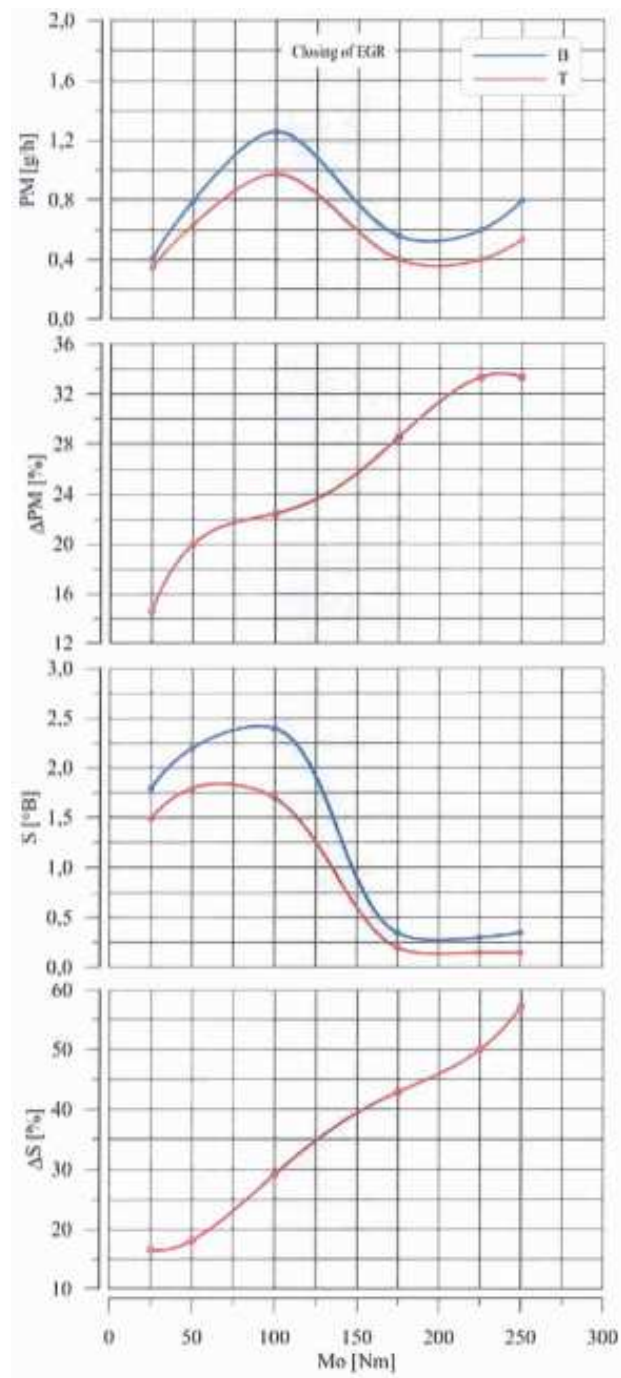


Рисунок 3.32 – Викиди твердих частинок (PM) , процентна різниця викидів ( $\Delta PM$ ), задимленість (S) та процентна різниця задимленості ( $\Delta S$ ) як функції навантаження двигуна ( $M_o$ ) для базового (B) та тестового палива (T)

Добавка 2-ЕНН, як правило, застосовується для підвищення цетанового числа (Cetane Number), яке характеризує займистість в дизельних двигунах.

Концентрація 2-EHN 1500 ppm в дизельному паливі підвищує цетанове число з 52,3 до 58 [129]. Добавка REDUXCO спричиняє зменшення енергії активації окислення палива, що призводить до вибіркового збільшення швидкості дифузійного згоряння, що посилює догоряння утворених твердих частинок ТЧ у циліндрі двигуна.

Вимірювання для всіх досліджуваних видів палива проводилися при однаковій швидкості обертання 1600 об/хв (швидкість обертання з максимальним крутним моментом для цього двигуна) та однаковому навантаженні двигуна – 60 Нм або 55 % від максимального крутного моменту. Таким чином, відсоткові зміни в годинному споживанні палива в результаті впливу досліджуваного палива на процес згоряння (рис. 3.33) були такими ж, як відсоткові різниці у споживанні палива та загальних значеннях ефективності двигуна. Дані на рис. 3.33 показують, що кожна з протестованих присадок покращує згоряння в циліндрі двигуна різною мірою для різних видів палива, що призводить до зниження споживання палива.



Рисунок 3.33 – Годинна витрата тестових палив

Енергетичні параметри двигуна з використанням присадок були покращені (відносно значень для базового палива) і становили :

- 4% для палива DFKA,
- 6% для палива DFDA,
- 7% для палива DFS.

Покращення процесу згоряння, що призводить до підвищення загального ККД двигуна, може бути результатом більш раннього закінчення процесу згоряння (зменшення втрат з вихлопними газами), що підтверджується нижчою температурою вихлопу двигуна для всіх «нових» палив, як показано на рис. 3.34. Це збільшує кількість енергії, яка може бути перетворена в циліндрі двигуна для роботи. Зменшення кількості втраченої енергії скорочує викиди  $\text{CO}_2$  у вихлопі двигуна, що працює на паливах DFDA та DFS (порівняно з паливом DFB).

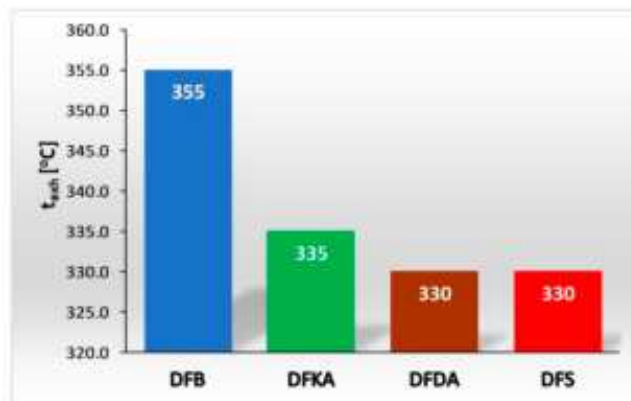


Рисунок 3.34 – Температура вихлопних газів для тестових палив

Концентрація  $\text{NO}_x$  у вихлопному газі при використанні тестових палив представлена на рис. 3.35. Дані показують, що добавка 2-EHN (зниження кінетичної швидкості згоряння) у паливі DFKA значно знижує концентрацію  $\text{NO}_x$  у вихлопних газах порівняно з базовим паливом DFB (більше ніж на 16%). Для палива DFDA з REDUXCO (збільшення швидкості дифузійного згоряння) і для двигуна VW 1.9 TDI [124], і для двигуна SB 3.1 спостерігалось незначне збільшення концентрації  $\text{NO}_x$  порівняно з базовим паливом. Комбіноване використання добавок REDUXCO і 2-EHN призвело до ще більшого зниження концентрації  $\text{NO}_x$ , ніж для палива DFKA. Для палива DFS зниження  $\text{NO}_x$  у вихлопних газах було більш ніж на 18%.

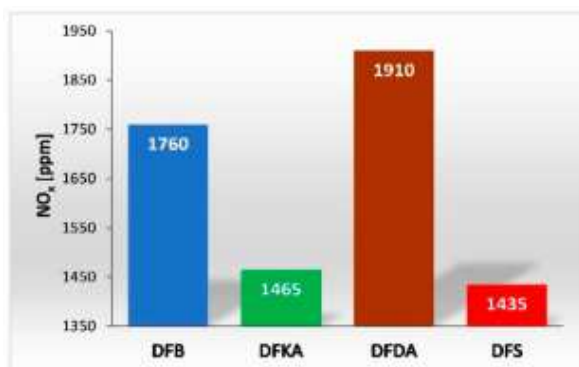


Рисунок 3.35 – Концентрація NO<sub>x</sub> для тестових палив

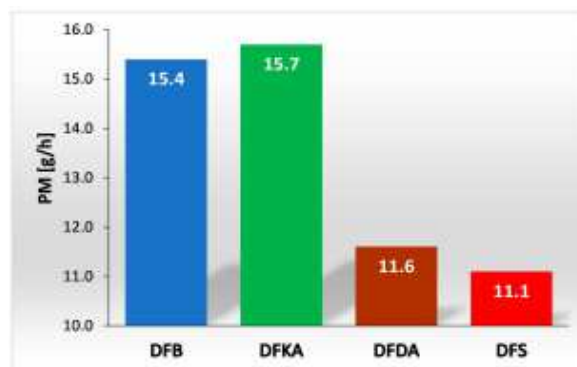


Рисунок 3.36 – Викид ТЧ для тестових палив

Вплив досліджуваних палив на викид твердих частинок показано на рис 3.36. Як і у випадку двигуна VW 1.9 TDI, наявність в паливі добавки REDUXCO призводить до значного скорочення викидів частинок пилю (близько 24 %). Синергетичний ефект використання двох присадок дає ще більше скорочення викидів твердих частинок (близько 27 %).

Викладені в пункті 3.4. матеріали опубліковані в статтях [128, 129].

### 3.5 Висновки до розділу 3.

1. Промислові дослідження ефективності подавання каталітичної добавки REDUXCO шляхом балансових випробувань в режимах без та з подачею добавки були проведені на 3 потужностях енергоблоку ст. № 3 Трипільської ТЕС (255, 225 і 210 МВт) на двох-корпусному котлоагрегаті ТПП-210А. Каталітична добавка подавалася в канал первинного повітря та повітряний канал скидних пальників корпусу 3Б, корпус 3А працював штатно. Після подачі добавки в корпус 3Б було припинено подавання природного газу. Після тривалого подавання каталітичної добавки температура рідкого шлаку у корпусі 3Б була вище на 55-125 °С, ніж у корпусі 3А; отримано зниження вмісту горючих у леткій золі у корпусі 3Б на 2-5 % менше, ніж у корпусі 3А.
2. Досліди з відпущеної потужністю, показали, що при забезпеченні однакової витрати вугілля на корпус 3А (з включеною САР) та корпус 3Б (з виключеною САР) введення добавки REDUXCO призвело до зростання

витрати гострої пари в корпусі 3Б на 20-30 т більше, ніж в корпусі 3А. Це відповідає росту потужності блоку на 7-8 МВт.

3. Досліди по застосуванню каталітичної добавки на котлі ТП100 Зміївської ТЕС показали позитивний ефект подачі каталітичної добавки REDUXCO на зниження вмісту горючих у леткій золі у діапазоні потужності 130-170 МВт. Добавка REDUXCO дозволила розширити діапазон потужності блоку від 170 до 110 МВт без подачі природного газу та забезпечити стале витікання шлаку. По завершенню дослідів з подачею паливної добавки ширми котла були чистими, а льотки були вільними на 80-90 %.
4. Позитивний ефект від застосування каталітичної добавки REDUXCO спостерігався в дослідях на антрацитовому котлі БКЗ-160-100 ПТ Краматорської ТЕЦ. Застосування каталітичної добавки дозволило підняти паропродуктивність котла з 130 т/год до 142 т/год. На паропродуктивності 142 т/год було припинено подавання природного газу витратою 1070 м<sup>3</sup>/год. Вміст горючих в леткій золі зменшився на 18 %. В результаті ККД бруто котла виріс із 81,37 до 86,16 %.
5. Дослідження впливу подачі присадки REDUXCO на ефективність роботи пиловугільного парового котла ОР-100 PAUKER на кам'яному вугіллі показало, що при подачі паливної добавки вміст горючих в леткій золі впав на 72,88 %, а в донній золі – на 42,49 %. Середній ККД котла за прямим балансом становив 90,72%, а за результатами розрахунку ККД зворотного балансу був 87,59 %, що відповідає його зростанню на 6,20 % та 5,45 % порівняно з режимом без добавки, відповідно.
6. Промислові дослідження на водогрійних колосникових котлах WR12 і WR25, які працюють на кам'яному вугіллі, показали, що подача добавки REDUXCO під решітку та в канал повітря призвела до зниження вмісту горючих в шлаку та леткій золі і росту ККД котла на 6-10 %.
7. Дослідження на газовому паровому котлі 420 т/год показали, що подавання паливної добавки призвело до зниження температури димових

газів на 6 °С та зростання ККД котла за прямим балансом на 1,48 % (з 93,4% до 94,88 %) за рахунок концентрації горіння в нижній частині паливні та очищення поверхонь нагріву.

8. Випробування подачі каталітичної добавки на 4 цементних заводах показали зниження питомої витрати енергії палива на виробництво клінкеру (від 3,4 до 5,7 %) та покращання його якості.
9. Додавання каталітичної добавки REDUXCO (1500 ppm) до дизельного палива підтвердили ефективність дії добавки саме при високих температурах, що призвело до економії палива на 6 %, зниження температури вихлопних газів на 25 °С та різкого скорочення викидів твердих частинок сажі на 24-30 % завдяки ранньому завершенню горіння.
10. Експериментальні дослідження використання добавки в процесах спалювання підтвердили ефект інтенсифікації процесу горіння палива за рахунок прискорення догорання утвореного оксиду вуглецю в пограничному шарі частинки палива, що призводить до підвищення температури частинок палива, зростання швидкості гетерогенного горіння, більш повного вигорання вуглецю, вищого тепло-сприймання в паливні та зниження вихідної температури димових газів.

## РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВИКИДУ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА ТЕС ТА АМОНІЙНЕ ПАЛИВО

Отриманий ефект скорочення викиду діоксиду вуглецю від застосуванні паливної добавки REDUXCO вимагає документального підтвердження згідно з методикою моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів, розрахунок яких базується на витратах палива.

Для розрахунку коефіцієнтів викидів діоксиду вуглецю  $k_{CO_2}$  необхідна інформація про масовий вміст вуглецю  $C^r$  та нижчу теплоту згоряння  $Q_i^r$  на робочий стан, оскільки коефіцієнт викиду вуглецю  $k_C$ , г/ГДж, є відношенням вмісту вуглецю вугілля до його нижчої теплоти згоряння

$$k_C = \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \quad (4.1)$$

де  $C^r$  – вміст вуглецю в паливі на робочий стан палива, %.

Вважається, що весь вуглець, який прореагував, перетворюється в діоксид вуглецю  $CO_2$  або безпосередньо в процесі спалювання за реакцією (1.5), або шляхом конверсії оксиду вуглецю  $CO$  як продукту неповного спалювання в вуглекислий газ безпосередньо в атмосферному повітрі, оскільки концентрація оксиду вуглецю в атмосфері практично нульова. Тоді коефіцієнт викиду вуглекислого газу  $k_{CO_2}$  може бути пов'язаний з коефіцієнтом викиду вуглецю залежністю [3, 88]:

$$k_{CO_2} = 3,67k_C = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r}, \quad (4.2)$$

У статті [130] для розрахунку викидів діоксиду вуглецю пропонується використовувати узагальнене для різних марок вугілля за «Сертифікатами генетичних, технологічних та якісних характеристик», які розробляв на 4-річні періоди для кожного виробника та виду вугільної продукції інститут «УкрНДІвуглезбагачення», значення  $C^{daf}$  (вмісту вуглецю на сухий беззольний стан), а  $C^r$  розраховується за стандартною формулою [88]:

$$C^r = C^{daf} \cdot \left(1 - \frac{W_t^r}{100} - \frac{A^r}{100}\right), \%, \quad (4.3)$$

де  $W_i^r$ ,  $A^r$  – вміст води та золи на робочий стан палива за звітністю 3-тех-ТЕС, %.

Саме ця методика використовувалася для розрахунків викидів  $\text{CO}_2$  на ТЕС України у 2016-2019 рр. при підготовці Річних звітів про національну інвентаризацію ПГ. У статті [130] наведено середні значення  $C^{daf}$  для різних марок українського енергетичного вугілля для 1990-2015 рр., але не вказано, де можна знайти інформацію з  $C^{daf}$  вугілля, яке постачалося на ТЕС України, починаючи з 2016 р. Значення вмісту вуглецю у вугіллі на суху беззолну масу для різних марок вугілля дещо коливаються: для газового вугілля (Г) у 2002-2015 рр.  $C^{daf}$  було в діапазоні 79-81%, для довгополуменового-газового вугілля (ДГ) – 77-80%, для пісного вугілля (П) – 89-92%. Розроблений метод розрахунку викидів  $\text{CO}_2$  на основі даних про усереднений склад вугілля на шахту та річних звітів ТЕС щодо кількості та ступеня вигорання вуглецю використаного вугілля дає результат з похибкою менше 1,8% для бітумінозного вугілля та 2,5% для антрациту [88].

Розрахунок викидів діоксиду вуглецю в енергетичному секторі Китаю в статті [84] виконано шляхом визначення питомих викидів  $\text{CO}_2$  на одиницю відпущеної електроенергії, г/кВтгод. Подібний підхід використано і в статті [3], де для 2014-2018 рр. встановлено питомі викиди  $\text{CO}_2$  на одиницю відпущеної енергії та спожитого вугілля для ТЕС України. Ці параметри зручно використовувати також для прогнозування викидів  $\text{CO}_2$  на ТЕС оскільки офіційні щорічні звіти Міністерства енергетики про роботу енергетичного комплексу України містять інформацію про прогнозні баланси виробництва електроенергії на ТЕС.

Але на практиці на ТЕС постачаються партії вугілля, які супроводжуються тільки даними технічного аналізу в якому надаються нижча теплота згорання палива  $Q_i^r$  та вміст золи на сухий стан  $A^d$ . Тому були поставлені такі задачі:

1. розробити та верифікувати метод розрахунку та прогнозування викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюється при спалюванні вугілля, за даними технічного аналізу, який би дозволяв отримувати результати з похибкою менше 2.5%;
2. за отриманою методикою встановити значення  $k_{\text{CO}_2}$  для різних марок енергетичного вугілля, що постачається на ТЕС України в останні роки;
3. виконати розрахунки валових викидів та встановити питомі викиди  $\text{CO}_2$  на одиницю відпущеної енергії та одиницю маси спожитого вугілля на цих ТЕС.

#### 4.1 Розроблення методу розрахунку викиду діоксиду вуглецю

Для розроблення методу розрахунку та прогнозування викидів діоксиду вуглецю було досліджено 170 зразків енергетичного вугілля марок А, П, Г та ДГ з нижчою теплотою згоряння  $Q_i^r$  у діапазоні від 17,2 до 31,0 МДж/кг та зольністю  $A^d$  в діапазоні від 3,8 до 38,0%. Зазначений метод створювався на основі сертифікатів генетичних, технологічних та якісних характеристик для вугілля та вугільної продукції (далі – Сертифікати), складених та затверджених державним підприємством «УкрНДІвуглезбагачення». В Сертифікатах наявна інформація про марку вугілля, його елементний склад, зокрема органічний вуглець на сухий беззольний стан (daf)  $C^{daf}$ , органічний водень  $H^{daf}$ , азот і кисень  $(N+O)^{daf}$ , загальна сірка на сухий стан (d)  $S_t^d$ , піритна сірка  $S_p^d$ , сульфатна сірка  $S_s^d$ , органічна сірка  $S_o^{daf}$ , нижча теплота згоряння на робочий стан (r)  $Q_i^r$ , загальна волога  $W_t^r$ , зольність  $A^d$ , вихід летких  $V^{daf}$  тощо. Вміст азоту та кисню визначався за залишковим методом:  $N^{daf} + O^{daf} = 100 - (C^{daf} + H^{daf} + S_o^{daf})$ . Для розділення їхньої суми на окремі складові було використано статистичний метод, базуючись на даних довідника [131]. Всього було проаналізовано 73 зразки вугілля різних марок. В табл. 4.1 наведено розраховані співвідношення між значеннями вмісту азоту та кисню для різних марок вугілля. Саме ці співвідношення для різних марок вугілля були застосовані для розрахунку  $N^r$  і  $O^r$  для кожного зразку.

Таблиця 4.1. Відношення вмісту кисню та азоту

| Марка вугілля             | O <sup>r</sup> , % | N <sup>r</sup> , % |
|---------------------------|--------------------|--------------------|
| Антрацит А                | 67                 | 33                 |
| Пісне П                   | 55                 | 45                 |
| Газове Г                  | 87                 | 13                 |
| Довгополуменеве газове ДГ | 88                 | 12                 |

Для кожного із зразків вугілля за даними Сертифікатів було визначено його елементний склад. За елементним складом кожного зі зразків вугілля було розраховано значення  $k_{CO_2}$  та  $k_C$ . Отримані значення узагальнено для різних марок вугілля та їх сумішей. Дослідження щодо сумішей марок вугілля А, П та Г, ДГ проводилося тому що на ТЕС України в останні роки споживаються саме суміші енергетичного вугілля [88, 130].

#### Вміст вуглецю у вугіллі.

За даними елементного аналізу було встановлено середні значення  $C^r$  для українського енергетичного вугілля марок А, П, Д, ДГ. В таблиці 4.2, окрім встановлених середніх значень  $C^r$ , наведено їх середньоквадратичні відхилення та відносна похибка.

Таблиця 4.2. Середні значення вмісту вуглецю у вугіллі різних марок

| Параметр                          | Марка вугілля |       |       |       |
|-----------------------------------|---------------|-------|-------|-------|
|                                   | А             | П     | Г     | ДГ    |
| Середнє значення $C^r$ , %        | 79.88         | 67.22 | 56.24 | 53.27 |
| Середньоквадратичне відхилення, % | ±6.78         | ±4.12 | ±5.17 | ±4.76 |
| Відносна похибка, %               | 8.49          | 6.93  | 9.20  | 8.94  |

Визначені середні значення  $C^r$  можна використовувати тільки для оціночних розрахунків коефіцієнтів викиду вуглецю, оскільки ці значення в межах однієї марки коливаються в межах 4.1-6.8%. Використання для розрахунків фіксованого значення  $C^r$  для марки вугілля дає похибку 7-9%.

Для розрахунку теплоти згоряння вугілля  $Q_i^r$ , МДж/кг можна використовувати відому формулу Менделєєва:

$$Q_i^r = \frac{4.19(81C^r + 300H^r - 26(O^r - S^r) - 6(9H^r + W^r))}{1000} \times 10^{-3}, \quad (4.4)$$

або формулу Нівела (Knievel):

$$Q_i^r = \frac{4.19(81,05C^r + 316.4H^r - 29.9O^r + 23.9S^r - 3.5A^r - 6(9H^r + W^r))}{1000} \quad (4.5)$$

Аналіз формул (4.4) і (4.5) показує, що існує залежність між теплотою згоряння і вмістом вуглецю у вугіллі різних марок і внесок теплоти згоряння вуглецю в теплоту згоряння палива є найбільшим. На рис. 4.1 наведено, наприклад, ці залежності для вугілля марок А, П (SA) та Г (G).

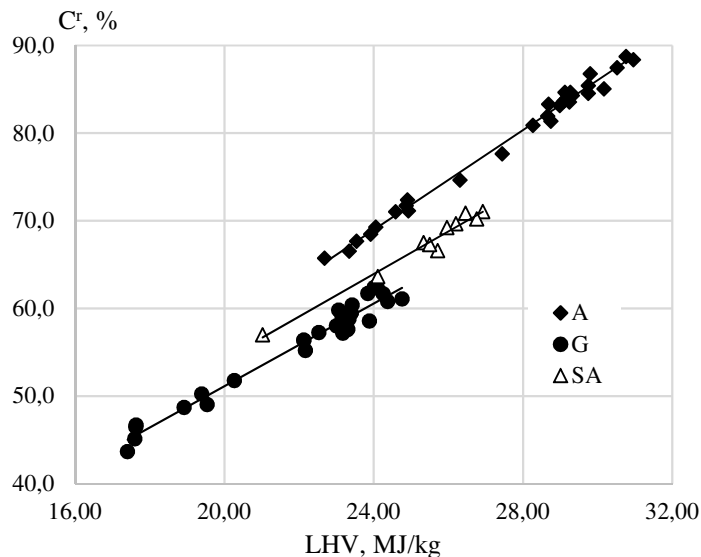


Рисунок 4.1 – Залежність вмісту вуглецю для вугілля різних марок від теплоти згоряння

На рис. 4.2 і 4.3 наведені залежності між теплотою згоряння і вмістом вуглецю у сумішах вугілля різних марок.

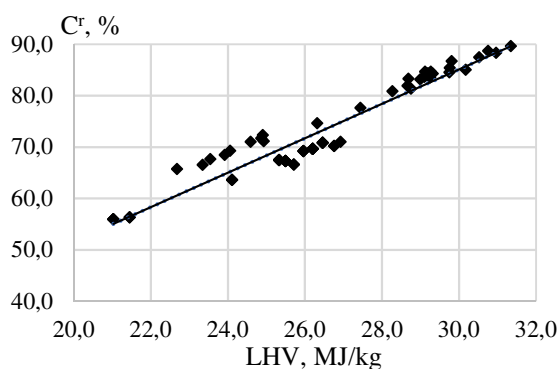


Рисунок 4.2 – Залежність вмісту вуглецю для вугілля марок А та П від теплоти згоряння

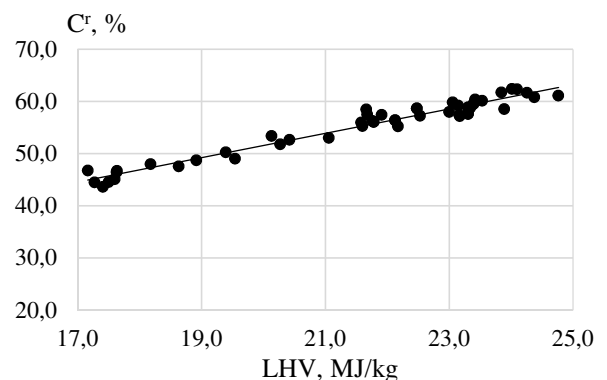


Рисунок 4.3 – Залежність вмісту вуглецю для вугілля марок Г та ДГ від теплоти згоряння

Встановлено, що для вугілля марок А, П, Г, ДГ та їх сумішей залежність між вмістом вуглецю у вугіллі і теплотою згоряння має лінійний характер:  $C_r$

$= K \times Q_i^r$ , де  $K$  – коефіцієнт, який залежить від марки вугілля. В таблиці 4.3 наведено встановлені емпіричні залежності для марок вугілля А, П, Г, ДГ та їх сумішей. В таблиці 4.3 також представлено діапазони теплоти згорання та зольності вугілля для яких отримано ці залежності.

Таблиця 4.3. Емпіричні залежності між вмістом в вуглецю у вугіллі і теплотою згорання

| Марка вугілля | Діапазон $Q_i^r$ , МДж/кг | Діапазон $A^d$ , % | Отримана залежність для $C^r$ , %  | Відносна похибка менше за, % |
|---------------|---------------------------|--------------------|------------------------------------|------------------------------|
| А             | 22.7÷31.0                 | 3.8÷25.2           | $C^r = 2.87 \times Q_i^r \pm 0.66$ | 0.82                         |
| П             | 21.0÷26.9                 | 17.7÷25.4          | $C^r = 2.65 \times Q_i^r \pm 0.61$ | 0.90                         |
| А, П          | 21.0÷31.0                 | 3.8÷25.4           | $C^r = 2.77 \times Q_i^r \pm 2.94$ | 4.0                          |
| Г             | 17.4÷24.8                 | 19.4÷37.9          | $C^r = 2.54 \times Q_i^r \pm 1.06$ | 1.88                         |
| ДГ            | 17.2÷23.8                 | 18.5÷38.0          | $C^r = 2.60 \times Q_i^r \pm 0.92$ | 1.72                         |
| Г, ДГ         | 17.2÷24.8                 | 18.5÷38.0          | $C^r = 2.56 \times Q_i^r \pm 1.25$ | 2.0                          |

Для марок вугілля А, П відносна похибка використання отриманих залежностей була  $\leq 0,9\%$ . Для марок вугілля бітумінозної (газової) групи похибка становила  $\leq 1,9\%$ , а для сумішей А, П та Г, ДГ – менше 4.0 та 2.0 %, відповідно. Отримані емпіричні залежності для визначення вмісту вуглецю для сумішей вугілля марок А та П можна використовувати тільки для оціночних розрахунків.

#### **Коефіцієнти викиду вуглецю для українського енергетичного вугілля.**

В статті [95] було встановлено, що для вугілля марок А, Г та ДГ залежність коефіцієнтів викиду вуглецю  $k_C$  від теплоти згорання вугілля  $Q_i^r$ , МДж/кг, має лінійний характер:

$$k_C = A + B \times Q_i^r, \quad (4.6)$$

де  $A$  та  $B$  – коефіцієнти, що залежать від марки вугілля [3]. Залежності для розрахунку коефіцієнта викиду вуглецю для вугілля марки П та для суміші вугілля марок А та П не встановлені.

Формула Менделєєва (4.4) для розрахунку теплоти згорання вугілля не враховує вплив зольності. Дослідження показали, що розраховані за формулою Менделєєва значення  $Q_i^r$  для вугілля різних марок з зольністю  $A^d$  до 23% збігаються з їх значеннями зі Сертифікатів з точністю близько 1%. Для

зольності вугілля  $A^d$  в межах 23-38% кращий збіг розрахункових і експериментальних результатів дає використання формули Нівела, яка враховує зольність вугілля. Тобто для побудови емпіричних залежностей для розрахунку  $k_C$  доцільно, окрім теплоти згорання, враховувати ще й зольність вугілля. З огляду на це та на результати попередніх досліджень ми записали залежність коефіцієнта викиду вуглецю для певної марки вугілля у вигляді:

$$k_C = a + b \times Q_i^r + c \times A^d. \quad (4.7)$$

Оскільки кількість Сертифікатів для кожної марки вугілля більша за кількість невідомих коефіцієнтів  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , то для визначення значень цих коефіцієнтів був використаний метод найменших квадратів, тобто знаходився мінімум функції:

$$S = \sum_{j=1}^N (k_{Cj} - a - b \times Q_{ij}^r - c \times A_j^d)^2, \quad (4.8)$$

де  $N$  – кількість Сертифікатів для різних марок вугілля та/або різної якості (наприклад для діапазону зольності) вугілля однієї марки,  $j$  – номер Сертифікату.

Для пошуку цього мінімуму треба розв'язати систему трьох рівнянь:

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0, \frac{\partial S}{\partial b} = 0, \frac{\partial S}{\partial c} = 0. \quad (4.9)$$

Підставляємо функцію (4.8) в рівняння (4.9) і отримуємо:

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial a} = \sum_{j=1}^N 2(k_{Cj} - a - b \times Q_{ij}^r - c \times A_j^d)(-1) = 0, \\ \frac{\partial S}{\partial b} = \sum_{i=1}^N 2(k_{Cj} - a - b \times Q_{ij}^r - c \times A_j^d)(-Q_{ij}^r) = 0, \\ \frac{\partial S}{\partial c} = \sum_{i=1}^N 2(k_{Cj} - a - b \times Q_{ij}^r - c \times A_j^d)(-A_j^d) = 0, \end{cases} \quad (4.10)$$

або після перетворення:

$$\begin{cases} N \cdot a + \sum_{j=1}^N b \times Q_{ij}^r + \sum_{j=1}^N c \times A_j^d = \sum_{j=1}^N k_{Cj}, \\ \sum_{j=1}^N a \times Q_{ij}^r + \sum_{j=1}^N b \times Q_{ij}^r + \sum_{j=1}^N Q_{ij}^r \times A_j^d = \sum_{j=1}^N k_{Cj} \times Q_{ij}^r, \\ \sum_{j=1}^N a \times A_j^d + \sum_{j=1}^N b \times A_j^d \times Q_{ij}^r + \sum_{j=1}^N c \times A_j^d = \sum_{j=1}^N k_{Cj} \times A_j^d. \end{cases} \quad (4.11)$$

Розв'язок системи (4.11) дає оптимальні значення шуканих коефіцієнтів  $a$ ,  $b$  і  $c$ . Пошук цього розв'язку було реалізовано у створеній авторами комп'ютерній програмі на мові Фортран. Результати розрахунків зведено в табл. 4.4. В останні роки на ТЕС України постачається вугілля різної зольності,

від 22 до 36%. В табл. 4.4 наведено отримані емпіричні залежності для різних діапазонів зольності.

Таблиця 4.4. Емпіричні залежності для розрахунку коефіцієнтів викиду вуглецю у вугіллі за даними технічного аналізу

| Марки вугілля | Кількість експериментів | $A^d$ , % |                  | Отримані залежності для $k_C$ , г/ГДж                      | Відносна похибка менша за, % |
|---------------|-------------------------|-----------|------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------|
|               |                         | діапазон  | середнє значення |                                                            |                              |
| А             | 33                      | 3.8-32.2  | 12.6             | $k_C = 42949 - 445 \times Q_i^r - 164 \times A^d \pm 347$  | 1.2                          |
|               | 12                      | 17.9-32.2 | 22.3             | $k_C = 48827 - 654 \times Q_i^r - 202 \times A^d \pm 400$  | 1.4                          |
| П             | 11                      | 17.7-34.3 | 22.3             | $k_C = 31179 - 130 \times Q_i^r - 67 \times A^d \pm 17$    | 0.6                          |
|               | 10                      | 17.7-25.4 | 21.1             | $k_C = 32768 - 159 \times Q_i^r - 107 \times A^d \pm 153$  | 0.6                          |
| А, П          | 70                      | 3.8-38.5  | 19.0             | $k_C = 56436 - 872 \times Q_i^r - 330 \times A^d \pm 694$  | 2.5                          |
|               | 25                      | 17.7-34.3 | 22.1             | $k_C = 61710 - 1117 \times Q_i^r - 287 \times A^d \pm 585$ | 2.1                          |
| Г             | 35                      | 19.4-37.9 | 24.8             | $k_C = 32522 - 246 \times Q_i^r - 53 \times A^d \pm 435$   | 1.7                          |
| ДГ            | 20                      | 18.5-38.0 | 26.2             | $k_C = 43657 - 602 \times Q_i^r - 193 \times A^d \pm 551$  | 2.1                          |
| Г, ДГ         | 100                     | 7.2-44.3  | 25.6             | $k_C = 38147 - 432 \times Q_i^r - 126 \times A^d \pm 566$  | 2.2                          |
|               | 80                      | 20.1-40.0 | 26.1             | $k_C = 36964 - 393 \times Q_i^r - 114 \times A^d \pm 520$  | 2.0                          |
|               | 60                      | 20.1-28.9 | 22.8             | $k_C = 38461 - 422 \times Q_i^r - 151 \times A^d \pm 530$  | 2.0                          |
|               | 20                      | 28.9-40.0 | 35.7             | $k_C = 32380 - 290 \times Q_i^r - 40 \times A^d \pm 441$   | 1.7                          |

#### Верифікація розробленого методу розрахунку.

В таблиці 4.5 наведено інформацію з Сертифікатів щодо  $Q_i^r$ ,  $S^r$  та  $A^d$  вугілля з різних вугільних підприємств України. В таблиці також наведені розраховані за даними технічного аналізу за встановленими емпіричними залежностями, наведеними в табл. 4.3, значення  $S^r$ . Похибка розрахунків  $S^r$  порівняно з експериментальними даними з Сертифікатів була  $\leq 0.91\%$ . В таблиці 4.5 також наведені значення  $k_C$ , розраховані за елементним складом вугілля за формулою (4.1) та за даними технічного аналізу за встановленими емпіричними залежностями, наведеними в таблиці 4.4.

Похибка розрахунків за емпіричними залежностями була  $\leq 0.95\%$ , що відповідає вимогам Порядку здійснення моніторингу [79] та Директиви 2003/87/ЄС [76].

#### 4.2 Викиди діоксиду вуглецю на ТЕС України за останні роки.

За встановленими залежностями коефіцієнтів викиду вуглецю за даними технічного аналізу вугілля (табл. 4.4), формулою (4.2) для коефіцієнтів викиду діоксиду вуглецю, формулою (1.25) для ступенів окислення вуглецю та формулою (1.24) для викидів було виконано розрахунки  $k_C$ ,  $k_{CO_2}$ ,  $\varepsilon_C$ , викидів

CO<sub>2</sub>, що утворюються при спалюванні вугілля, природного газу та мазуту, для енергоблоків ТЕС України для 2017-2021 рр.

Таблиця 4.5. Порівняння розрахунків вмісту вуглецю та коефіцієнту викиду вуглецю з даними Сертифікатів для вугілля різних вугільних підприємств

| Вугільне підприємство                                                             | Марка вугілля | Дані Сертифікатів |           |           | Розрахунок |                |               |           |                   |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------------------|-----------|-----------|------------|----------------|---------------|-----------|-------------------|
|                                                                                   |               | $Q_i^r$ , MJ/kg   | $C^r$ , % | $A^d$ , % | $C^r$ , %  | $\delta^*$ , % | $k_C$ , г/ГДж |           |                   |
|                                                                                   |               |                   |           |           | табл. 4.3  |                | (4.7)         | табл. 4.4 | $\delta^{**}$ , % |
| ВП "Комендантська" ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"                                    | A             | 24.06             | 69.30     | 20.8      | 69.06      | 0.11           | 28796         | 28830     | 0.12              |
| ВП ГЗФ "Ровеньківська" ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"                                | A             | 29.10             | 83.70     | 7.8       | 83.52      | 0.03           | 28751         | 28719     | 0.11              |
|                                                                                   | A             | 22.68             | 65.70     | 25.2      | 65.10      | 0.91           | 28976         | 28722     | 0.88              |
| ВП ГЗФ "Вахрушевська" ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"                                 | A             | 28.99             | 83.20     | 8.0       | 83.21      | 0.01           | 28680         | 28736     | 0.19              |
|                                                                                   | A             | 24.87             | 71.70     | 19.7      | 71.38      | 0.22           | 28834         | 28651     | 0.63              |
| ВП ГЗФ "Вахрушевська" ТОВ "ДТЕК Ровенькиантрацит"                                 | A             | 23,35             | 66.50     | 24.2      | 67.00      | 0.51           | 28497         | 28591     | 0.33              |
| ТОВ "ДТЕК Свердловантрацит" ВП ГЗФ "Центроспілка"                                 | A             | 23.92             | 68.50     | 21.2      | 68.65      | 0.07           | 28626         | 28828     | 0.71              |
|                                                                                   | A             | 23.55             | 67.70     | 21.8      | 67.58      | 0.02           | 28743         | 28895     | 0.53              |
| ТОВ "Донпромбізнес"                                                               | П             | 26.21             | 66.69     | 18.2      | 69.44      | 0.35           | 26594         | 26654     | 0.22              |
| ТОВ "Моспінське вуглепереробне підприємство"                                      | П             | 25.97             | 69.25     | 19.1      | 68.81      | 0.63           | 26668         | 26596     | 0.27              |
| ТОВ "Шахта Рассвет-1"                                                             | П             | 25.33             | 67.51     | 19.8      | 67.14      | 0.56           | 26648         | 26621     | 0.10              |
| ПАТ "ДТЕК Шахта "Комсомолец Донбасу"                                              | П             | 25.50             | 67.31     | 23.4      | 67.57      | 0.39           | 26398         | 26210     | 0.72              |
| ЗАТ ЦЗФ "Вуглегірська"                                                            | П             | 24.11             | 63.65     | 24.5      | 63.89      | 0.37           | 26402         | 26313     | 0.34              |
| ВСП "Шахтоуправління Першотравенське" ТОВ "ДТЕК Допроділлявугілля" шахта Ювілейна | Г             | 20.27             | 51.77     | 34.5      | 51.49      | 0.54           | 25538         | 25707     | 0.66              |
| ТОВ ЦЗФ Селидівська                                                               | Г             | 23.15             | 59.20     | 20.2      | 59.03      | 0.29           | 25575         | 25757     | 0.71              |
| ПАТ "ЦЗФ Комсомольська"                                                           | Г             | 24.26             | 61.68     | 21.9      | 61.86      | 0.28           | 25429         | 25394     | 0.14              |
| ПАТ ЦЗФ "Росія"                                                                   | Г             | 23.40             | 59.50     | 20.9      | 59.66      | 0.26           | 25433         | 25659     | 0.89              |
| ПАТ "ЦЗФ Комсомольська"                                                           | ДГ            | 21.78             | 56.10     | 24.9      | 56.6       | 0.19           | 25756         | 25707     | 0.95              |
| ПАТ ЦЗФ "Україна"                                                                 | ДГ            | 22.48             | 58.70     | 21.9      | 58,4       | 0.88           | 26098         | 25868     | 0.38              |
| ТОВ ЦЗФ Селидівська                                                               | ДГ            | 21.91             | 57.50     | 21.4      | 57         | 0.31           | 26226         | 26307     | 0.86              |
| ВП "Шахта ім. Г. Г. Капустіна"                                                    | ДГ            | 21.76             | 56.30     | 23.5      | 56.6       | 0.51           | 25859         | 25990     | 0.55              |

\* Відносна похибка розрахунків  $C^r$  порівняно з експериментальними даними з Сертифікатів.

\*\* Відносна похибка розрахунків  $k_C$  за елементним складом вугілля за формулою (6) та за даними технічного аналізу за встановленими емпіричними залежностями, наведеними в табл. 5.

У формулу (1.25) підставлялися значення  $C^r$  розраховані за встановленими емпіричними залежностями, наведеними в табл. 4.6. Для розрахунку сумарних викидів CO<sub>2</sub> на ТЕС використовувалася формула:

$$E_{CO_2} = E_{CO_2}^{coal} + E_{CO_2}^{fueloil} + E_{CO_2}^{gas}, \quad (4.12)$$

де  $E_{CO_2}$  – викид  $CO_2$ , що утворюється при спалюванні палива на ТЕС за рік, тис. т;  $E_{CO_2}^{coal}$  – викид  $CO_2$ , що утворюється при спалюванні вугілля;  $E_{CO_2}^{fuel\ oil}$  – викид  $CO_2$ , що утворюється при спалюванні мазуту;  $E_{CO_2}^{gas}$  – викид  $CO_2$ , що утворюється при спалюванні мазуту.

Для розрахунків використовувалася інформація про якість та витрати вугілля, природного газу та мазуту, що споживалися на ТЕС, та  $q_4$  з офіційних звітів ТЕС – З-ТЕХ. Використані значення коефіцієнтів викиду  $CO_2$  для природного газу та мазуту з Порядку здійснення моніторингу [79] наведені в таблиці 1.6. В табл. 4.6 та 4.7, як приклад, наведено результати цих розрахунків для 2021 року. У табл. 4.7 також наведена інформація про витрати органічного палива та теплоту згоряння мазуту та природного газу.

Таблиця 4.6. Результати розрахунків коефіцієнтів викиду С,  $CO_2$  та ступенів окислення вуглецю вугілля для ТЕС України для 2021 р.

| Назва ТЕС               | Марка вугілля | $Q_i'$ , МДж/кг | $A^d$ , % | $k_C$ , г/ГДж | $k_{CO_2}$ , г/ГДж | $q_4$ , % | $\varepsilon_C$ , частка |
|-------------------------|---------------|-----------------|-----------|---------------|--------------------|-----------|--------------------------|
|                         |               |                 |           | табл. 4.4     | ф. (4.2)           |           | ф. (1.17)                |
| Бурштинська             | Г, ДГ         | 21.49           | 24.72     | 25700         | 94232              | 0.95      | 0.989                    |
| Вуглегірська            | Г, ДГ         | 22.04           | 25.15     | 25435         | 93262              | 0.24      | 0.997                    |
| Добровірівська, в т. ч. |               | 21.91           | 22.84     | 25751         | 94421              |           |                          |
| ст. №№ 7–8              | Г, ДГ         | 21.80           | 22.69     | 25808         | 94630              | 1.76      | 0.979                    |
| 4×50 МВт                |               | 22.17           | 22.63     | 25672         | 94130              | 1.83      | 0.978                    |
| Запорізька              | Г, ДГ         | 20.91           | 25.99     | 25784         | 94540              | 0.7       | 0.992                    |
| Зміївська, в т. ч.      |               | 21.99           | 25.67     | 25396         | 93118              |           |                          |
| ст. № 1–4               | Г, ДГ         | 21.91           | 25.93     | 25398         | 93126              | 2.21      | 0.974                    |
| ст. № 5–6               |               | 22.02           | 25.57     | 25394         | 93112              | 0.75      | 0.991                    |
| ст. № 7–10              |               | 21.94           | 25.52     | 25431         | 93246              | 2.69      | 0.968                    |
| Криворізька             | П,<br>Г, ДГ   | 22.47           | 22.04     | 26782         | 98199              | 3.88      | 0.955                    |
|                         |               |                 |           | 25652         | 94057              |           |                          |
| Курахівська, в т. ч.    |               | 17.80           | 35.78     | 25787         | 94554              |           |                          |
| ст. №№ 3–7              | Г, ДГ         | 17.80           | 35.82     | 25786         | 94547              | 3.01      | 0.964                    |
| ст. №№ 8–9              |               | 17.79           | 35.70     | 25792         | 94569              | 253       | 0.970                    |
| Ладижинська             | Г, ДГ         | 20.51           | 27.68     | 25750         | 94415              | 0.53      | 0.994                    |
| Луганська               | А, П          | 22.82           | 22.98     | 29624         | 108620             | 6.23      | 0.931                    |
| Придніпровська          | Г, ДГ         | 21.00           | 23.88     | 25990         | 95298              | 0.51      | 0.994                    |
| Слов'янська             | Г, ДГ         | 20.13           | 30.28     | 25599         | 92876              | 4.19      | 0.954                    |
| Трипільська             | Г, ДГ         | 21.38           | 26.59     | 25530         | 93608              | 1.98      | 0.976                    |
| Середнє значення        | А, П          | 22.82           | 26.60     | 28633         | 104987             | –         | 0.946                    |
|                         | Г, ДГ         | 19.61           | 27.51     | 25671         | 94128              | –         | 0.989                    |

Встановлені середні значення коефіцієнтів викидів діоксиду вуглецю для сумішей вугілля марок А, П та Г, ДГ на українських ТЕС. Значення коефіцієнтів викиду  $CO_2$  на ТЕС України, що спалюють вугілля марок Г та ДГ,

у 2021 р. лежали в діапазоні від 92876 до 95298 г/ГДж в залежності від якості вугілля. Середнє значення  $k_{CO_2}$  було 94128 г/ГДж, тобто розраховані значення  $k_{CO_2}$  для ТЕС з урахуванням якості вугілля відрізняються від встановленого середнього значення в межах 1,35% і менше значення, наведеного в [77, 78] (див. табл. 4.6) на 1.75%. Встановлене значення  $k_{CO_2}$  для вугілля марок А та П більше значення, наведеного в [77, 78] на 6.37%. Для 2017-2020 рр. значення встановлених коефіцієнтів наведено в табл. 4.8.

Таблиця 4.7. Результати розрахунків валових та питомих викидів  $CO_2$  на ТЕС України у 2021 р.

| Назва ТЕС                                             | Марка вугілля | $B^{coal}$ , тис. т | мазут                    |                  | пр. газ               |                      | Викиди $CO_2$ , тис. т |                        |                  |            | Пит. викиди $CO_2$ |             |
|-------------------------------------------------------|---------------|---------------------|--------------------------|------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------|------------|--------------------|-------------|
|                                                       |               |                     | $B^{fuel\ oil}$ , тис. т | $Q_i^r$ , МДж/кг | $B^{gas}$ , млн $m^3$ | $Q_i^r$ , МДж/ $m^3$ | $E_{CO_2}^{coal}$      | $E_{CO_2}^{fuel\ oil}$ | $E_{CO_2}^{gas}$ | $E_{CO_2}$ | г/кВтгод           | т/т вугілля |
| Бурштинська                                           | Г, ДГ         | 4110.9              | 0                        | 40.67            | 44.2                  | 34.54                | 8230.5                 | 0                      | 85.7             | 8316.2     | 1127               | 2.0         |
| Вуглегірська                                          | Г, ДГ         | 1558.3              | 1.8                      | 39.04            | 37.8                  | 34.01                | 3193.8                 | 5.5                    | 72.1             | 3271.4     | 1019               | 2.0         |
| Добротвірська, в т. ч.                                |               | 945,1               | 0                        | -                | 7.5                   | 34.60                | 1914.5                 | 0                      | 14.6             | 1929.1     | 1084               | 2.0         |
| ст. №№ 7–8                                            | Г, ДГ         | 692.4               | 0                        | -                | 3.5                   | 34.62                | 1398.6                 | 0                      | 6.8              | 1405.4     | 1022               | 2.0         |
| 4×50 МВт                                              |               | 252.7               | 0                        | -                | 4.0                   | 34.57                | 515.9                  | 0                      | 7.8              | 523.7      | 1296               | 2.0         |
| Запорізька                                            | Г, ДГ         | 2158.3              | 0                        | -                | 41.8                  | 34.55                | 4230.7                 | 0                      | 81.0             | 4311.7     | 1037               | 2.0         |
| Зміївська, в т. ч.                                    |               | 1080.3              | 3.5                      | 28.39            | 64.3                  | 33.62                | 2179.1                 | 7.7                    | 121.3            | 2308.1     | 1080               | 2.0         |
| ст. № 1–4                                             | Г, ДГ         | 312.3               | 2.3                      | 28.37            | 41.2                  | 33.62                | 620.4                  | 5.1                    | 77.7             | 703.2      | 1096               | 2.0         |
| ст. № 5–6                                             |               | 728.9               | 1.2                      | 28.44            | 22.5                  | 33.61                | 1481.2                 | 2.6                    | 42.5             | 1526.3     | 1075               | 2.0         |
| ст. № 7–10                                            |               | 39.1                | 0                        | -                | 0.6                   | 33.62                | 77.5                   | 0                      | 1.0              | 78.5       | 1042               | 2.0         |
| Криворізька                                           | П, Г, ДГ      | 1002.8              | 0                        | -                | 30.4                  | 34.16                | 2086.6                 | 0                      | 58.1             | 2144.7     | 1109               | 2.1         |
| Курахівська, в т. ч.                                  |               | 3119,5              | 18.0                     | 38.82            | 8.6                   | 34.43                | 5069.8                 | 54.2                   | 16.6             | 5140.6     | 1119               | 1.6         |
| ст. №№ 3–7                                            | Г, ДГ         | 2148.0              | 13.0                     | 38.79            | 4.5                   | 34.43                | 3484.5                 | 39.1                   | 8.7              | 3532.3     | 1147               | 1.6         |
| ст. №№ 8–9                                            |               | 971.5               | 15.0                     | 38.87            | 4.1                   | 34.42                | 1585.3                 | 15.1                   | 7.9              | 1608.3     | 1064               | 1.6         |
| Ладизинська                                           | Г, ДГ         | 1620.3              | 0                        | -                | 12.7                  | 34.36                | 3117.4                 | 0                      | 24.6             | 3142.0     | 1103               | 1.9         |
| Луганська                                             | А, П          | 937.2               | 11.1                     | 41.19            | -                     | 0                    | 2163.2                 | 35.5                   | 0                | 2198.7     | 1207               | 2.3         |
| Придніпровська                                        | Г, ДГ         | 612.0               | 0                        | -                | 2.7                   | 33.70                | 1217.2                 | 0                      | 5.1              | 1222.3     | 1063               | 2.0         |
| Слов'янська                                           | А, П          | 909.9               | 1.1                      | 29.89            | 16.7                  | 34.61                | 1616.3                 | 2.7                    | 32.5             | 1651.5     | 1122               | 1.8         |
| Трипільська                                           | Г, ДГ         | 997.1               | 4.0                      | 35.36            | 56.2                  | 34.13                | 1948.5                 | 10.9                   | 107.5            | 2066.9     | 1084               | 2.0         |
| Всього або середнє значення (відсоток від загального) | всі марки     | 19051.7             | 39.5                     | 37.96            | 322.9                 | 34.18                | 36967.6 (98.1%)        | 116.5 (0.3%)           | 619.1 (1.6%)     | 37703.2    | 1096               | 1.9         |
|                                                       | А, П          | 1639.1              | 11.1                     | 41.2             | 21.2                  | 34.20                | 3623.8                 | 35.5                   | 40.7             | 3700.1     | 1165               | 2.2         |
|                                                       | Г, ДГ         | 17412.6             | 28.5                     | 37.08            | 301.7                 | 30.14                | 33343.8                | 81.0                   | 578.4            | 34003.1    | 1089               | 1.9         |

Таблиця 4.8. Середні значення  $k_{CO_2}$ , г/ГДж, для ТЕС України для 2017-2020 рр. для різних марок вугілля

| Марки вугілля | Роки   |        |        |        |
|---------------|--------|--------|--------|--------|
|               | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   |
| А, П          | 103020 | 105914 | 104121 | 103531 |
| Г, ДГ         | 94134  | 94142  | 96543  | 94134  |

На рис. 4.4 зведено результати розрахунків для 2017-2021 рр. Валові викиди CO<sub>2</sub> на українських ТЕС в останні роки були на рівні 38-49 млн т, причому спостерігається їх щорічне скорочення пов'язане зі зменшенням виробництва енергії та споживання палива, в першу чергу марок А та П [89].

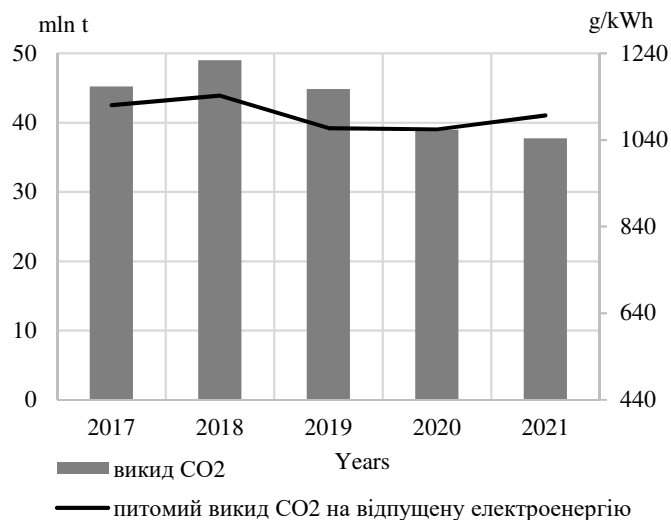


Рисунок 4.4 – Валові та питомі викиди CO<sub>2</sub> на ТЕС України в останні роки

Було також виконано оцінку питомих викидів діоксиду вуглецю, а саме питомих викидів віднесених до відпущеної енергії, г/кВтгод, та спожитого вугілля, т/т вугілля (див. табл. 4.8). Питомі викиди CO<sub>2</sub> на одиницю відпущеної енергії були 1142-1065 г/кВтгод. Зменшення цих значень до 1065 г/кВтгод у 2019 та 2020 рр. пов'язане зі зменшенням споживання вугілля марок А, П та збільшенням сумарної частки природного газу та мазуту з 2% до 4-6% в паливному балансі ТЕС у ці роки [87]. Треба зазначити, що на сучасних вугільних ТЕС Америки, Китаю, Японії, країн Європи, які працюють на надкритичних параметрах пари (як ТЕС України, тиск пари 240-260 бар), цей показник становить 860-1000 г/кВтгод, а тих які працюють на ультра-надкритичних параметри пари (більше 280 бар) – 760-840 г/кВтгод [91, 132-134]. Але вони у більшості випадків працюють на базовому навантаженні, в той час як вугільні енергоблоки ТЕС України використовуються в Об'єднаній енергосистемі України (Integrated Power System of Ukraine) як маневрені потужності.

Значення питомих викидів CO<sub>2</sub> на т спожитого вугілля становлять для енергетичного вугілля (всі марки) 1.9 т/т, для вугілля марок Г, ДГ 1.9 т/т, а для

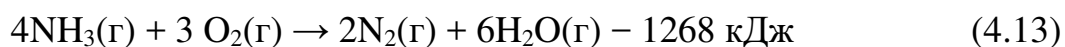
A, П – 2.2 т/т, що корелює з більш високими значеннями  $k_{CO_2}$  для вугілля цих марок. Офіційні щорічні звіти Міністерства енергетики України містять інформацію про кількість виробленої електроенергії, спожитого вугілля та прогнозні баланси виробництва електроенергії на ТЕС, тому встановлені питомі величини викидів зручно використовувати для оцінки та прогнозування викидів діоксиду вуглецю на теплових електростанціях.

Викладені в пункті 4.1 матеріали опубліковані в статтях [95, 96].

#### **4.3 Аспекти застосування амоніаку як палива на ТЕС**

Амоніак, виготовлений з електроенергії відновлювальних джерел або атомних електростанцій як безвуглецеве паливо може бути альтернативою викопному твердому паливу на існуючих вугільних теплових електростанціях. Азот для синтезу амоніаку отримують з повітря, а «зелений» або «жовтий» водень є продуктом електролізу води. Питомі енергозатрати на виробництво амоніаку становлять від 7,7 до 10,1 кВтгод/кг. Основні енергозатрати припадають саме на генерацію водню. Амоніак добре зберігається та транспортується на великі відстані.

Як паливо амоніак має теплоту згоряння 18.8 МДж/кг, яка менша за типову теплоту згоряння вугілля 20...23 МДж/кг. При його спалюванні основними продуктами є водяна пара та молекулярний азоту з виділенням тепла:



Спалювання амоніаку в повітрі є важким процесом через низьку ламінарну швидкість горіння (0.07 м/с) [134 та великі проблеми з займанням повітряно-амонійної суміші [134-137]. Кисневе спалювання амоніаку дає набагато вищу ламінарну швидкість горіння [135, 138]. Пропонується використати кисень, який є субпродуктом електролізу води та системи сепарації повітря. Це суттєво покращить умови займання такого палива та збільшить температуру горіння. Альтернативою такому рішенню є використання паливних добавок для генерації вільних радикалів, наприклад,

гідроксильного радикалу  $\text{OH}^*$  (див. пункт 2.1), оскільки амоніак як будь-яке газоподібне паливо горить за ланцюгово-реакційним механізмом [55].

Для активного використання амоніаку як палива на ТЕС необхідно, щоб його ціна на одиницю енергії була співмірна з ціною традиційного палива. Цьому буде сприяти принцип циркулярної економіки. Засади циркулярної економіки залишаються дійсними і в разі використання енергогенеруючих систем на підґрунті джерел відновлюваної енергетики. Електрика, що вироблена вітровими або сонячними електростанціями, але не має попиту, є таким же відходом, як і електрика, вироблена атомними станціями за часів нічного максимуму – рециклінг зазначених ресурсів дозволяє кардинально зменшити вартість отримання амоніаку [137-139].

За даними [140] використання атомних електростанцій для живлення електролізерів є доцільним в циклічному, а не в постійному режимі – з перериванням процесу електролізу води приблизно через 6-7 годин, що відповідає нічному провалу споживання електроенергії в мережі та позапіковому періоду роботи ядерних реакторів. Тривалість роботи електролізних установок у такому режимі протягом року може сягати 2345 год з 8040 год/рік у режимі цілодобового електролізу.

Була побудована виробнича функція для Придніпровської ТЕС у варіантах споживання вугілля та амоніаку як палива. Через меншу теплоту згоряння амоніаку котли електростанції мають спалювати більші обсяги палива. Отримано залежність ціни виробленої електростанцією електрики від собівартості роботи енергогенеруючого підприємства за умов беззбиткового функціонування енергохімічного холдингу в цілому. Навіть при дуже економічно ефективній роботі теплової електростанції ціна на вироблену електроенергію буде перевищувати 160 EUR/МВтгод, що для України зараз неконкурентно (при ціні приблизно 90 EUR/МВтгод), хоча виконана оцінка не враховувала можливості утилізації великих обсягів теплової енергії.

На сьогодні ефективність енергохімічних холдингів на засадах циркулярної економіки і в Україні зараз не викликає сумнівів у разі

вироблення ними не вторинної електрики, а хімічної продукції – амоніаку, азотної кислоти, азотних добрив, тобто вертикально-інтегровані атомна електростанція та хімічний завод.

Викладені в пункті 4.3 матеріали опубліковані в статтях [97, 99].

#### 4.4 Висновки до розділу 4

1. Розроблено метод розрахунку та прогнозування викидів  $\text{CO}_2$ , що утворюється при спалюванні вугілля, за даними технічного аналізу, який би дозволяв отримувати результати з похибкою менше 2,5%. Встановлено, що для вугілля марок А, П, Г, ДГ та їх сумішей залежність між вмістом вуглецю у вугіллі і теплотою згорання має лінійний характер:  $C^r = K \times Q_i^r$ , де  $K$  – коефіцієнт, який залежить від марки вугілля. Для марок вугілля А, П відносна похибка використання отриманих емпіричних залежностей  $\leq 0,9\%$ , для марок Г, ДГ  $\leq 1,9\%$ , для сумішей Г, ДГ – 2,0 %. Встановлено емпіричні залежності виду  $k_c = a + bQ_i^r + cA^d$  для розрахунку коефіцієнтів викиду вуглецю для вугілля марок А, П, Г, ДГ та їх сумішей. Верифікація методу показує що похибка розрахунків становить менше 1.0%, що відповідає вимогам Порядку здійснення моніторингу та Директиви 2003/87/ЄС.
2. За отриманими емпіричними залежностями розраховано середні значення коефіцієнтів викидів діоксиду вуглецю для сумішей вугілля марок А, П та Г, ДГ на українських ТЕС у 2017-2021 рр. Для 2021 р. середні значення  $k_{\text{CO}_2}$  для марок вугілля Г, ДГ були 94128 г/ГДж, а для марок вугілля А, П – 104987 г/ГДж.
3. Валові викиди  $\text{CO}_2$  на українських ТЕС в останні роки були в діапазоні 38-49 млн т, причому спостерігається їх щорічне скорочення, пов'язане зі зменшенням виробництва енергії та споживання палива, в першу чергу марок А та П. Питомі викиди  $\text{CO}_2$  на одиницю відпущеної енергії у 2021 р. становили 1142-1065 г/кВтгод. Значення питомих викидів  $\text{CO}_2$  на т спожитого вугілля становлять для енергетичного вугілля (всі марки) 1,9

т/т, для вугілля марок Г, ДГ –1,9 т/т, а для А, П – 2,2 т/т. Офіційні щорічні звіти Міністерства енергетики України містять інформацію про кількість виробленої електроенергії, спожитого вугілля та прогнозні баланси виробництва електроенергії на ТЕС, тому встановлені питомі величини викидів зручно використовувати для оцінки та прогнозування викидів діоксиду вуглецю на теплових електростанціях.

4. Повітряне горіння амоніаку, яке має низьку швидкість, може бути прискорене шляхом додавання каталітичної добавки. Амоніак, вироблений з електроенергії відновлювальних джерел або атомних електростанцій як безвуглецеве паливо може стати заміником вугілля на ТЕС. Але його спалювання навіть з низькими викидами забруднюючих речовин та нульовими викидами вуглекислого газу на сьогодні не є конкурентним на енергоринку.

## ВИСНОВКИ

1. Експериментальні дослідження використання добавки в процесах спалювання підтвердили ефект інтенсифікації процесу горіння палива за рахунок прискорення догорання утвореного оксиду вуглецю в пограничному шарі частинки палива, що призводить до підвищення температури частинок палива, зростання швидкості гетерогенного горіння, більш повного вигорання вуглецю, вищого тепло-сприйняття в паливні та зниження вихідної температури димових газів.
2. Промислові дослідження ефективності подавання каталітичної добавки REDUXCO шляхом балансових випробувань вугільних парових та водогрійних котлів показали, що в режимі подачі добавки спостерігалось зниження вмісту горючих в леткій золі та шлаку (донній золі), зменшення вихідної температури димових газів та очищення поверхонь нагріву, що призвело до зростання коефіцієнту корисної дії котла.
3. Дослідження на газовому котлі показали, що подавання паливної добавки призвело до зниження температури димових газів на 6 °С та зростання ККД котла за прямим балансом на 1,48 % за рахунок основного горіння в нижній частині паливні та очищення поверхонь нагріву.
4. Випробування подачі каталітичної добавки на 4 цементних заводах, що споживають тверде паливо, показали зниження питомої витрати енергії палива на виробництво клінкеру (від 3,4 до 5,7 %) та покращання його якості.
5. Досліди застосування добавки REDUXCO до дизельного палива підтвердили ефективність дії добавки саме при високих температурах, показали економію палива на 6 %, зниження температури вихлопних газів на 25 °С та різке скорочення викидів твердих частинок сажі (на 24-30 %) завдяки ранньому завершенню горіння.
6. Розроблено метод розрахунку та прогнозування викидів CO<sub>2</sub>, що утворюється при спалюванні вугілля, за даними технічного аналізу, який би дозволяв отримувати результати з похибкою менше 2.5%.

Встановлено, що для вугілля марок А, П, Г, ДГ та їх сумішей залежність між вмістом вуглецю у вугіллі і теплотою згорання має лінійний характер:  $C^r = K \times Q_i^r$ , де  $K$  – коефіцієнт, який залежить від марки вугілля. Для марок вугілля А, П відносна похибка використання отриманих емпіричних залежностей  $\leq 0,9\%$ , для марок Г, ДГ  $\leq 1,9\%$ , для сумішей Г, ДГ –  $2,0\%$ . Встановлено емпіричні залежності виду  $k_c = a + bQ_i^r + cA^d$  для розрахунку коефіцієнтів викиду вуглецю для вугілля марок А, П, Г, ДГ та їх сумішей. Верифікація методу показує що похибка розрахунків становить менше  $1,0\%$ , що відповідає вимогам Порядку здійснення моніторингу та Директиви 2003/87/ЄС. За отриманими емпіричними залежностями розраховано середні значення коефіцієнтів викидів діоксиду вуглецю для сумішей вугілля марок А, П та Г, ДГ на українських ТЕС у 2017-2021 рр. Для 2021 р. середні значення  $k_{CO_2}$  для марок вугілля Г, ДГ були  $94128$  г/ГДж, а для марок вугілля А, П –  $104987$  г/ГДж.

7. Повітряне горіння амоніаку, яке має низьку швидкість, може бути прискорене шляхом додавання каталітичної добавки. Амоніак, вироблений з електроенергії відновлювальних джерел або атомних електростанцій як безвуглецеве паливо може стати заміником вугілля на ТЕС. Але його спалювання навіть з низькими викидами забруднюючих речовин та нульовими викидами вуглекислого газу на сьогодні не є конкурентним на енергоринку.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Farfan J., Breyer C. Structural changes of global power generation capacity towards sustainability and the risk of stranded investments support by sustainability indicator. *J. Clean Prod.* 2017. Vol. 141, P. 370–384. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.09.068.
2. Nyashina G.S., Strizhak P.A. The influence of liquid plant additives on the anthropogenic gas emissions from the combustion of coal-water slurries. *Environ. Pollut.* 2018. Vol. 242. P. 32–41. DOI: 10.1016/j.envpol.2018.06.072.
3. Вольчин І.А., Гапонич Л.С. Викиди парникових газів на українських теплових електростанціях. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2019. № 4. С. 3-12. DOI: 10.33070/etars.4.2019.01.
4. Goswami S. Impact of Coal Mining on Environment. *Eur. Res.* 2015. Vol. 92. P. 185–196. DOI: 10.13187/er.2015.92.185.
5. Su F.-Q., Itakura K.-I., Deguchi G., Ohga K. Monitoring of coal fracturing in underground coal gasification by acoustic emission techniques. *Appl. Energy*. 2017. Vol. 189. P. 142–156. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.11.082.
6. Zhao C., Zhang W., Wang Y., Liu Q., Gue J., Xiong M., Yuan J. The economics of coal power generation in China. *Energy Policy*. 2017. Vol. 105. P. 1–9. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.02.020.
7. Teng X., Lu D., Chiu Y. Emission Reduction and Energy Performance improvement with different regional treatment intensity in China. *Energies*. 2019. Vol. 12. Iss. 2. P. 237. DOI: 10.3390/en12020237.
8. Hao X., Song M., Feng Y., Zhang W. De-Capacity Policy Effect on China's Coal Industry. *Energies*. 2019. Vol. 12. Iss. 12. P. 2331. DOI: 10.3390/en12122331.
9. Enerdata. Global Energy Statistical Yearbook. 2019. URL: <https://yearbook.enerdata.net/totalenergy/world-consumption-statistics.html>. (дата звернення 10.08.2023)
10. Statista. Largest Producers of CO2 Emission Worldwide in 2017, Based on Their Share of Global CO2 Emissions. 2017. URL:

<https://www.statista.com/statistics/271748/the-largest-emitters-of-co2-in-the-world>. (дата звернення 10.08.2023)

11. Miller B.G. The Future role of Coal. Chapter 16. *Clean Coal Engineering Technology. Second Edition*. 2017. Elsevier, Inc. ISBN 978-0-12-811365-3. DOI: 10.1016/B978-0-12-811365-3.00016-8.
12. Olkusi T., Suwała W., Wyrwa A. Perspektywy energetyki węglowej w Polsce i w świecie. *Rynek Energii*. 2017. Tom 4 (131). S. 13–17. URL: <https://rynek-energii.pl/pl/RE131>. (дата звернення 10.08.2023)
13. Suwała W., Wyrwa A., Olkusi T. Trends on Coal Use – Global, EU and Poland. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. 2017. Vol. 268: P. 012003. DOI: 10.1088/1757-899X/268/1/012003.
14. Ciesielczuk S. Coal Mining and Combustion in the Coal Waste Dumping of Poland. Chapter 16. *Coal and Peat Fires: A Global Perspective*. Eds. Stracher G.B., Prakash A., Sokol E.V. Elsevier, Inc. 2015. P. 464–474. DOI: 10.1016/B978-0-444-59509-6.00016-8.
15. Yu X., Luo Z., Gan D. Desulfurization of high sulfur fine coal using a novel beneficiation process. *Fuel*. 2019. Vol. 254. P. 115603. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.06.011.
16. Vamvuka D. Overview of Solid Fuels Combustion Technologies. *Handbook of Combustion*. Eds. Lackner M., Winter F., Agarwal A.K. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA: Weinheim, Germany, 2010. Part 4. P. 31–84. DOI: 10.1002/9783527628148.hoc056.
17. Zhang Q., Yi H., Yu Z., Gao J., Wang X., Lin H., Shan B. Energy-exergy Analysis and Energy Efficiency Improvement of Coal-Fired Industrial Boilers Based on Thermal Test Data. *Appl. Therm. Eng.* 2018. Vol. 144. P. 614–627. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2018.08.069.
18. Park H.Y., Park Y.H., Kim Y.J., Kim H.H., Park S.B. The interaction of woody biomass with bituminous coal in their blends. *Environ. Eng. Res.* 2017. Vol. 22. P. 320–328. DOI: 10.4491/eer.2016.159.

19. Gürel B., Ipek O., Kan M. Numerical Analysis of Pulverized Coal Fired Boiler with Different Burner Geometries. *Acta Phys. Pol. A*. 2015. Vol. 128. P. 43–45. DOI: 10.12693/APhysPolA.128.B-43.
20. Sung Y., Moon C., Eom S., Choi G., Kim D. Coal particle size effect on NO reduction and burnout characteristics with air-staged combustion in a pulverized coal fired furnace. *Fuel*. 2016. Vol. 182. P. 558–567. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.05.122.
21. Zarzycki R., Bis Z., Kobylecki R. The concept of coal burning in a cyclone furnace. *Procedia Eng*. 2016. Vol. 57. P. 472–479. DOI: 10.1016/j.proeng.2016.08.391
22. Man C., Zhu J., Ouyang Z., Liu J., Lyu Q. Experimental study on combustion characteristics of pulverizes coal preheated in a circulating fluidized bed. *Fuel Process. Technol*. 2018. Vol.172. P. 72–78. DOI: 10.1016/j.fuproc.2017.12.009.
23. Zhang Y., Ran Z., Jin B., Zhang C., Zhou C., Sher F. Simulation of particle mixing and separation in multi-component fluidized bed using Eulerian-Eulerian method: a review. *Int. H. Chem. React. Eng*. 2019. Vol. 17. No. 11. P. 20190064. DOI: 10.1515/ijcre-2019-0064.
24. Li L., Duan L., Yang Z., Zhao C. Pressurized oxy0fuel combustion characteristics of single coal particle in a visualized fluidized bed combustor. *Combust. Flame*. 2019. Vol. 211. P. 218–228. DOI: 10.1016/j.combustflame.2019.09.032.
25. Встановлена потужність електрогенерації НЕК «Укренерго». URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/c51a16bc-e990-40db-b790-63624d823daa>. (дата звернення 10.08.2023)
26. Вольчин І А, Дунаєвська Н І, Гапонич Л С, Чернявський М В, Топал О І, Засядько Я І. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України – К.: Гнозіс. 2013. 308 с. ISBN 978-966-8840-97-5.

27. The Paris Agreement. United Nations. 2015. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. (дата звернення 10.08.2023)
28. Повідомлення про оприлюднення проєкту розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення плану заходів з реалізації Оновленого визначеного внеску України до Паризької угоди до 2030 року» від 30.08.2022 р. URL: <https://mepr.gov.ua/povidomlennya-pro-oprylyudnennya-dooopratsovanogo-proyektu-rozporyadzhennya-kabinetu-ministriv-ukrayiny-pro-shvalennya-planu-zahodiv-z-realizatsiyi-onovlenogo-natsionalno-vyznachenogo-vnesku-ukrayiny-d/>. (дата звернення 10.08.2023)
29. Чернявський М.В. Стан та перспективи теплової генерації в умовах курсу України на безвугільну енергетику. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 4. С. 4–16. DOI: 10.33070/etars.4.2021.01
30. «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 ороку «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Розпорядження КМ України від 18 серпня 2017 р. № 605-р URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text> (дата звернення 10.08.2023)
31. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. К.: НЕК “Укренерго”. 2018. 126 с. URL: [https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej\\_31\\_03\\_2019.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf). (дата звернення 10.08.2023)
32. «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року» Розпорядження КМ України від 21 квітня 2023 р. № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Text>. (дата звернення 10.08.2023)
33. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від росії. Міністерство енергетики України. 21.06.2023 р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratehiia-maibutnoho->

ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-iakyi-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii. (дата звернення 10.08.2023)

34. Dunayevska N.I. Problems and technologies of thermal processing of fuels in energy installations of thermal power plants. *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2023. No. 4. P. 72–84. DOI: 10.15407/visn2023.04.072.
35. Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21 жовтня 2021р. № 1818-IX. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text\\_](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text_) (дата звернення 10.08.2023)
36. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. *Official Journal of the European Union*. L315. 14.11.2012. P. 1–56. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj>. (дата звернення 10.08.2023)
37. Commission Implementing Decision (EU) 2017/1442 of 31 July 2017 establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council for large combustion plants (notified under document (2017) 5225). *Official Journal of the European Union*. L212. 17.08.2017. P. 1–82. URL: [http://data.europa.eu/eli/dec\\_impl/2017/1442/oj](http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2017/1442/oj). (дата звернення 10.08.2023)
38. Lecomte Thierry, José Félix Ferrería de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. *Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution prevention and Control)*. 2017. EUR 28836 EN; ISBN 978-92-79-74303-0; DOI: 10.2760/949.
39. Zhang T. Methods of Improving the Efficiency of Thermal Power Plants. *IOP Publishing. Journal of Physics: Conference Series*. 2020; 1449: 012001 DOI: 10.1088/1742-6596/1449/1/012001.

40. Basu S., Debnath A.K. Advanced Ultrasupercritical Thermal Power Plant and Associated Auxiliaries. Chapter 13. *Power Instrumentation and Control Handbook*. Elsevier, Inc. 2019. DOI: 10.1016/B978-0-12-819504-8.00013-5.
41. Rackley S.A. Power generation fundamentals. Chapter 3. *Carbon Capture and Storage. Second Edition*. Elsevier, Inc. 2017. DOI: 10.1016/B978-0-12-812041-5.00003-9.
42. Vakkilainen E.K. Boiler Processes. Chapter 3. *Steam Generation from Biomass*. Elsevier, Inc. 2017. DOI: 10.1016/B978-0-12-804389-9.00003-4.
43. Suntivarakorna R., Treedet W. Improvement of Boiler's Efficiency Using Heat Recovery and Automatic Combustion Control System. *Energy Procedia*. 2016. Vol. 100. P. 193–197. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.164.
44. Mahlia T.M.I., Lim J.Y., Aditya L., Riayatsyah T.M.I., Abas A.E.Pg., Nasruddin. Methodology for implementing power plant efficiency standards for power generation: potential emission reduction. *Clean Technologies and Environmental Policy*. 2018 Vol. 20. P. 309–327. DOI: 10.1007/s10098-017-1473-3.
45. Thirumavalavan K., Ramalingam M., Subbaiah Ja. Energy Efficiency of Thermal Power Station Auxiliary Power Consumption and Cost Saving in Carbon Footprint in India. *Journal of Applied Sciences*. 2014. Vol. 14. No. 14. P. 1606-1611. DOI: 10.3923/jas.2014.1606.1611.
46. Hasanuzzaman M., Rahima N.A., Hosenuzzaman M., Saidur R., Mahbubul I.M, Rashid M.M. Energy savings in the combustion based process heating in industrial sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16: P. 4527–4536. DOI: 10.1016/j.rser.2012.05.027.
47. Vasilenko S., Samiilenko S., Bondar V., Bilyk O., Mokretskyy V., Przybylski W. Thermodynamic analysis of the thermal-technological complex of sugar production: the energy and entropy characteristic of an enterprise. *Eastern-Ukrainian Journal of Enterprise Technologies*. 2020. No. 3/8(105). P. 24-31. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.205148.

48. Miedema J H, Benders R, Moll H C, Pierie F. Renew reduce or become more efficient. The climate contribution of biomass co-combustion in a coal-fired power plant. *Applied Energy*. February 1, 2017. Vol. 187. P. 873-885. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.11.033
49. Серьогін О.О., Блаженко С.І., Осьмак О.О., Понікарчук І.Л. Впровадження енергоефективних технологій – майбутнє енергетики України. *Вісник КНУТД*. 2013. № 3. С. 153–158.
50. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2. Energy. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl>. (дата звернення 10.08.2023)
51. Липов Ю.М, Третьяков Ю.М. Котельные установки и парогенераторы. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2003. 592 с.
52. Мунц В.А., Павлюк Е.Ю. Основы теории горения топлив. Учебное пособие. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 102 с.
53. Померанцев В.В., Арефьев К.М., Ахмедов Д.Б. и др. Основы практической теории горения: учебное пособие для вузов / под ред. Померанцева В.В. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1986. – 312 с.
54. Хзмалян Д М, Каган Я А. Теория горения и топочные устройства. – М.: Энергия. 1976. 486 с.
55. Семенов Н.Н. Цепные реакции. 2-е изд., испр. и доп. – М.: Наука. 1986. 535 с.
56. Вольчин И.А., Провалов А.Ю. Испытания активаторов горения на котлоагрегате ТП-100. *Енергетика та електрифікація*. 2012. № 6. С. 32–42.
57. Dean J.A. Lange's Handbook of Chemistry. Fifteen Edition. McGraw-Hill, Inc. 1999. 1538 p.
58. Porsin A.V., Kulikov A.V., Dalyuk I.K., Rogozhnikov V.N., Kochergin V.I. Catalytic reactor with metal gauze catalysts for combustion of liquid fuel.

- Chemical Engineering Journal*. 2015. Vol. 282. P. 233-240. DOI: 10.1016/j.cej.2015.02.028.
59. Parmon V N, Simonov A D., Sadykova V A, Tikhov S F. Catalytic Combustion: Achievements and Problems. *Combustion, Explosion, and Shock Waves*. 2015. Vol. 51. No. 2. P. 143–150. DOI: 10.1134/S001050821502001X.
60. Wöhler M., Jaeger D., Pelz S.K., Thorwarth H. Potential of Integrated Emissions Reduction Systems in a Firewood Stove under Real Life Operation Conditions. *Energy Fuels*. 2017. Vol. 31. P. 7562–7571. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00803.
61. Zou Ch., Wen L., Zhang Sh., Bai Ch., Yin G. Evaluation of catalytic combustion of pulverized coal for use in pulverized coal injection (PCI) and its influence on properties of unburnt chars. *Fuel Processing Technology*. 2014. Vol. 19: P. 136–145. DOI: 10.1016/j.fuproc.2013.10.022.
62. Chavda R., Mahanvar P. Effect of inorganic and organic additives on coal combustion: a review. *International Journal of Coal Preparation and Utilization*. 2018. Vol. 38. P. 749-766. DOI: 10.1080/19392699.2018.1536046.
63. Messerle V.E., Paskalov G., Umbetkaliyeva K.A., Ustimenko A.B. Application of Organic Fuel Additives to Enhance Coal Combustion Efficiency. *Thermal Engineering*. 2020. Vol. 67. No 2. P. 115–121. DOI: 10.1134/S0040601520020044.
64. Tic W.J., Guziałowska-Tic J. The Effect of Modifiers and Method of Application on Fine-Coal Combustion. *Energies*. 2019. Vol. 12. P. 4572. DOI: 10.3390/en12234572.
65. Junga R., Pospolita J., Niemiec P., Dudek M., Szleper R. Improvement of coal boiler's efficiency after application of liquid fuel additive. *Applied Thermal Engineering*. 2020. Vol. 179. P. 115663. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115663.
66. Gong X., Guo Zh., Wang Zh. Reactivity of pulverized coals during combustion catalyzed by CeO<sub>2</sub> and Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. *Combustion and Flame*. 2010. Vol. 157 P. 351–356. DOI: 10.1016/j.combustflame.2009.06.025.

67. Zou Ch., Zhao Ju., Li X., Shi R. Effects of catalysts on combustion reactivity of anthracite and coal char with low combustibility at low/high heating rate. *J. Therm. Anal. Calorim.* 2016. Vol. 126. P. 1469–1480. DOI: 10.1007/s10973-016-5806-y.
68. Di Zh., Chun T., Long H., Meng Qi., Wang P., Yang Ji. Study on the effects of catalyst on combustion characteristics of pulverized coal. *Metall. Res. Technol.* 2017. Vol. 14. P. 104. DOI: 10.1051/metal/2016054.
69. Chen W., Wang F., Kanhar A.H. Sludge Acts as a Catalyst for Coal during the Co-Combustion Process Investigated by Thermogravimetric Analysis. *Energies.* 2017. Vol. 10. No. 12. P. 1993. DOI: 10.3390/en10121993.
70. Daood S S, Ord G, Wilkinson T, Nimmo W. Fuel additive technology – NO<sub>x</sub> reduction, combustion efficiency and fly ash improvement for coal fired power stations. *Fuel.* 2014. Vol. 134. P. 293–306. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.04.032.
71. Coal Catalyst CC-88. URL: <http://coalcatalyst.com>. (дата звернення 10.08.2023)
72. Fuel Additives for Coal-Operated Boilers. URL: <https://sentro-tech.com/fuel-additives-for-coal-operated-boilers>. (дата звернення 10.08.2023)
73. Green Plus. URL: <https://www.greenplus.info>. (дата звернення 10.08.2023)
74. Sootaway. URL: <http://johnsenchemicals.com/sootaway-en>. (дата звернення 10.08.2023)
75. THERMACTA. Multifunctional Combustion Catalyst for Coal. URL: <https://www.abhitechenergycon.com/products/thermact>. (дата звернення 10.08.2023).
76. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. Official Journal of the European Union. 25.10.2003. L275. P. 32-46. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>. (дата звернення 10.08.2023)
77. Calvo Buendia E, Tanabe K, Kranjc A, Baasansuren J, Fukuda M, Ngarize S, Federici S., Eds. IPCC 2019. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines

for National Greenhouse Gas Inventories. Switzerland. URL: <https://www.ipcc-ggip.iges.or.jp/public/2019rf/vol2.html>. (дата звернення 10.08.2023)

78. «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів». Закон України від 12 грудня 2019 року № 377-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/377-20#Text>. (дата звернення 10.08.2023)
79. «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів». Постанова Кабінету Міністрів України від 23 вересня 2020 р. № 960. Офіційний вісник України. 2020 р., № 85, URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/960-2020-%D0%BF#n407>. (дата звернення 10.08.2023)
80. Вольчин І.А., Гапонич Л.С. Викиди діоксиду вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях. *Наукові праці НУХТ*. 2018; Том 24ю № 6. С. 131–142. DOI: 10.24263/2225-2924-2018-24-6-17.
81. Annual National Inventory Report for Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine. Retrieved from. 2021 URL: [https://menr.gov.ua/files/docs/Zmina\\_klimaty/Kadastr\\_2021/Ukraine\\_NIR\\_2021\\_draft.pdf](https://menr.gov.ua/files/docs/Zmina_klimaty/Kadastr_2021/Ukraine_NIR_2021_draft.pdf). (дата звернення 10.08.2023)
82. Hu Y., Shi Y. Estimating CO<sub>2</sub> Emissions from Large Scale Coal-Fired Power Plants Using OCO-2 Observations and Emission Inventories. *Atmosphere*. 2021. Vol. 2. P. 811. DOI: 10.3390/at-mos12070811.
83. Quick J.C. Carbon dioxide emission tallies for 210 U.S. coal-fired power plants: A comparison of two accounting methods. *Journal of the Air & Waste Management Association*. 2014. Vol. 4, No. 1. P. 73-79. DOI: 10.1080/10962247.2013.833146.
84. Ma Cuin-Mei, Ge Quan-Sheng. Method for calculating CO<sub>2</sub> emissions from the power sector at the provincial level in China. *Adv. Clim. Change Res.* 2014. Vol. 5. No 2. P. 92-99. DOI: 10.3724/SP.J.1248.2014.092.

85. Pan K., Zhu H., Chang Z., Wu K., Shan Y., Liu Z. Estimation of Coal-Related CO<sub>2</sub> Emissions: The Case of China. *Energy & Environment*. 2013. Vol. 24. Nos. 7/8. P: 1309-1321. DOI: 10.1260/0958-305X.24.7-8.1309.
86. Volchyn I.A., Haponych L.S. Estimate of the sulfur dioxide concentration at thermal power plants fired by Donetsk coal. *Power Technology and Engineering*. 2014. Vol. 48. No. 3. P. 218-221. DOI: 10.1007/s10749-014-0511-0.
87. Volchyn I., Haponych L., Bizek V. Emissions of sulfur dioxide and dust at coal power plants of Ukraine. *Environmental Problems*. 2021; Vol. 6. No. 3. P. 145-153. DOI: 10.23939/ep2021.03.145.
88. Chenyavskyy M. CO<sub>2</sub> emissions calculations from coal-burning thermal power plants in ukraine since 1990. *International Journal of Energy for a Clean Environment*. 2023. Vol. 24. No. 1. P. 97–113. DOI: 10.1615/InterJEnerCleanEnv.2022044286.
89. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine (2021). Coefficients of emissions of greenhouse gases and lower calorific values (NTZ) of fuel types per unit mass used in the “National inventory of anthropogenic emissions from sources and absorption by sinks of greenhouse gases in Ukraine for 1990-2019”. URL: <https://mepr.gov.ua/news/37927.html>. (дата звернення 10.08.2023)
90. Juhrich, K. (2016). CO<sub>2</sub> emission factors for fossil fuels. *Climate Change*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/co2-emission-factors-for-fossil-fuels>. (дата звернення 10.08.2023)
91. Lee J., Im G., Yoo J.-H., Lee S., Jeon E.-C. Development of Greenhouse Gas (CO<sub>2</sub>) Emission Factor for Korean Coal Briquettes. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 2015. Vol. 37. No. 13. P. 1415-1423. DOI: 10.1080/15567036.2011.610868.
92. Damayanti R, Khaerunissa H. Carbon dioxide emission factor estimation from Indonesian coal. *Indonesian Mining Journal*. 2018. Vol. 21. No. 1. P. 45-58. DOI: 10.30556/imj.Vol21.No1.2018.687.

93. Quick J.C. Carbon dioxide emission factors for U.S. coal by origin and destination. *Environ Sci Technol*. 2010. Vol. 44. No. 7. P. 2709-2714. DOI: 10.1021/es9027259.
94. Quick J C, Marland E. Systematic error and uncertain carbon dioxide emissions from U.S. power plants. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 2019. Vol. 69. No. 5 P. 646-658. DOI: 10.1080/10962247.2019.1578702.
95. Volchyn I., Haponych L., Mokretsky V. Estimation Method of Greenhouse Gases Emissions at Thermal Power Plants. *2<sup>nd</sup> International Scientific Conference “Chemical Technology and Engineering” Proceeding*. June 24-28, 2019, Lviv, Ukraine – Lviv: Lviv Polytechnical University, 2019, P. 364-371. DOI: 10.23939/cte2019.01.364.
96. Volchyn I.A., Haponych L.S., Mokretsky V.O. Estimation and Forecasting of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Thermal Power Plants in Ukraine Estimation. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2022/ No. 5; P. 80-88. DOI: 10.33271/nvngu/2022-5/080.
97. Вольчин І., Мокрецький В. Перспективи каталітичного спалювання амоніаку. «Європейський вектор модернізації інженерної та економіко-управлінської освіти в умовах сталого розвитку промислового регіону» *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції*. 27-28 травня 2021 року. Запоріжжя, Україна – Запоріжжя: ЗНУ Інженерний навчально науковий інститут. Наук. ред. Н.Г. Метеленко. 2021. С. 67-70.. URL: [https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb\\_\\_rnik\\_traven\\_\\_2021\\_sajt\\_znu\\_\\_1\\_.pdf](https://web.znu.edu.ua/NIS//2021/zb__rnik_traven__2021_sajt_znu__1_.pdf) (дата звернення 10.08.2023).
98. Volchyn I.A., Yasynetskyi A.O., Przybylski W.Ja. Environmental aspects of green ammonia role in Ukrainian energy sector. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2022. No. 2. P. 76-83. DOI: 10.33070/etars.2.2022.07.
99. Volchyn I., Cherevatskyi D., Mokretsky V., Przybylski W. Creating the Holding of Nuclear Power Plants and/or Renewable Energy Sources with Ammonia Production Plants on the Base Circular Economy. Chapter 5. *Nuclear*

- Power Plants – New Insights* / Eds. Prof. Nasser S. S. Awwad and Dr. Hamed Majdooa Algarni. INTECHOPEN. 2023. DOI: 10.5772/intechopen.1001957.
100. REDUXCO. Reaction products of acetic acid and acetylferrocene and butan-1-ol and 2-methylpropan-1-ol and propan-1-ol and propan-2-ol. *European Chemical Agency (ECHA)*. EC/List no.: 700-283-7. URL: <https://echa.europa.eu/substance-information/-/substanceinfo/100.112.877>. (дата звернення 10.08.2023).
101. Modyfikator spalania paliw stałych, płynnych i gazowych, zwłaszcza drewna, gazu ziemnego, węgla, mazutu i innych węglowodorów, sposób modyfikowania procesu spalania paliw oraz zastosowania modyfikatora spalania paliw. Majcher, Marek. Opis patentowy. PL 209480. 13.09.2010. BUP19/10.
102. Modifier on Combustion of Solid, Liquid and Gaseous Fuel. Majcher, Marek. International Patent. International Publication Number WO 2010/104407 A1. International Publication Date 16 September 2010 (16.09.2010).
103. REDUXCO. Katalizator spalania. URL: <http://dagas.pl/images/pdf/reduxco-PL.pdf>. (дата звернення 10.08.2023).
104. Przybylski W, Majcher M, Borkowski L, Jaroszek A. Impact of REDUXCO Catalyst Addition to Incineration Chamber on Effectiveness and Reliability of WR 15-N Boiler Work in Heating Plant in Strzelce Opolskie. *Rocznik Ochrona Środowiska*. 2010; 12: 947–954. URL: [https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-volume-1506-218X-rocznik\\_ochrony\\_srodowiska-2010-tom\\_12](https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-volume-1506-218X-rocznik_ochrony_srodowiska-2010-tom_12). (дата звернення 10.08.2023).
105. Спосіб розпилювання рідини. Алексеева Світлана Миколаївна, Харламова Олена Олександрівна, Остапенко В'ячеслав Олександрович. Патент України на корисну модель. UA 49891. 11.05.2010, Бюл. № 9, 2010 р.

106. Випарник. Алексєєва Світлана Миколаївна, Харламова Олена Олександрівна, Остапенко В'ячеслав Олександрович. Патент України на корисну модель. UA 49890. 11.05.2010, Бюл. № 9, 2010 р.
107. Трємбовля В.Н., Фингер Е.Д., Авдєєва А.А. Теплотехнические испытания котельних установок. – М. Энергоиздат. 1991.
108. Пеккер Я.Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. – М.-Л.: Энергия. 1966.
109. ГКД 34.09.103.96. Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки. 1996.
110. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Київ: ОЕП "ГРІФРЕ". Київ. 2003.
111. Провалов. А.Ю., Оксимец Ю.А., Крыжановский І.О., Мокрецький В.А. Повышение эффективности сжигания твердого топлива при подаче катализатора-присадки. *Тезисы докладов IX Международной научно-практической конференции «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»*, 25–29 сентября 2013 г., Алушта, Украина – Киев: ИУЭ НАН Украины, 2019. С. 74–76.
112. Мокрецький В., Вольчин І. Підвищення ККД парового котла Краматорської ТЕЦ при застосуванні каталізатора горіння. *Матеріали 86 Міжнародної наукової конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті»*, 2–3.04.2020 р. Київ: НУХТ. Ч. 2: С. 326. URL: <http://sw.nuft.edu.ua/ConferenceUKR/Books%20of%20abstracts/2020/Part%202.pdf>. (дата звернення 10.08.2023).
113. Multifuel Grate Boilers. WR. SEFAKO. URL: <https://sefako.pl/en/offer/production-of-boiler,0213/multi-fuel-grate-boilers/wr>. (дата звернення 10.08.2023).
114. Мокрецький В, Вольчин І. Каталітичне зниження викидів на малому вугільному котлі. 6-й Міжнародний конгрес «Сталий розвиток: захист

навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування»: збірник матеріалів. Львів: Західно-Український Консалтинг Центр (ЗУКЦ), ТзОВ, 2020. С. 35. URL: <http://science.lpnu.ua/sites/default/files/attachments/2018/11960/importantdoc/zbirniktez2020.pdf> (дата звернення 10.08.2023).

115. Мокрецький В.О., Вольчин І.А. Застосування каталізатора горіння на твердопаливних котлах з колосниковою решіткою. Зб наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку». Київ. 19–20 жовтня 2021 р. 63-66. DOI: 10.48126/conf2021.
116. Volchyn I., Mokretsky V., Przybylski W. Experimental Study of REDUXCO Fuel Additive Impact on Coal Boiler Performance, Efficiency and Emissions. *System, Decision and Control Energy. Part V.* /Eds. A. Zaporozhets. Springer, 2023. P. 411-423. DOI: 10.1007/978-3-031-35088-7\_21.
117. Volchyn I.A., Provalov O.Yu., Mokretsky V.O. Effect of catalytic fuel additive on the efficiency of a gas steam boiler. *Вчені записки Таврійського національного університету ім. В.І. Вернадського. Серія Технічні науки.* 2023. Т. 34(73). № 3. Ч. 2. С. 45-51. DOI: 10.32782/2663-5941/2023.3.2/08.
118. Fenimore C.P., Jones G.W. Oxidation of soot by hydroxyl radicals. *The Journal of Physical Chemistry.* 1967. Vol. 71. No. 3. P. 593–597. DOI: 10.1021/j100862a021.
119. Puri R, Santoro R J, Smyth K C. The oxidation of soot and carbon monoxide in hydrocarbon diffusion flames. *Combustion and Flame.* 1994. Vol. 97. No. 2. P. 125-144. DOI: 10.1016/0010-2180(94)90001-9.
120. Global Cement Production. URL: <https://www.statista.com/statistics/1087115/global-cement-production-volume/>. (дата звернення 10.08.2023).
121. Butt J M, Timashev V V. Portland-cement (mineralogical and granulometric composition, modification and hydration processes). – Moscow. Stroyizdat. 1974. 328. (in Russian)
122. Duda W. Cement-Data-Book. 3 ed. Macdonald & Evans. London. 1985. 407 p.

123. Reference Book of a Cement Plant Technologist. Edited by I.V. Kravchenko, T.G. Meshik. – Moscow. Stroyizdat. 1974. 304 p. (in Russian).
124. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide / Franke Schorcht, Ioanna Kourti, Bianca Maria Scalet, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho – Joint Research Centre of the European Commission. Institute for Prospective Technological Studies. Seville, Spain. 2013. 506 p. DOI: 10.2788/12850.
125. Liu Y.Q., Zhang A.M., Qing S., Li F.S., Yang S.P., Yang Z.F. Experimental study on improving cement quality with oxygen-enriched combustion technology *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. 2015. Vol. 103. P. 012030. DOI: 10.1088/1757-899X/103/1/012030.
126. Вольчин І.А., Провалов О.Ю., Мокрецький В.О. Вплив каталітичної паливної добавки на процес виробництва клінкеру. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2022. № 2. С. 33-44. DOI: 10.33070/etars.2.2022.03.
127. Mokretsky V, Volchyn I. Results of REDUXCO Combustion Catalyst Testing at Cement Plant. *87 International scientific conference of young scientist and students “Youth scientific achievements to the 21st century nutrition problem solution”* April 15–16, 2021. Kyiv. Book of abstract. Part 2. – Kyiv: NUFT, Kyiv. P. 283-285. URL: <http://conferencenuft.ho.ua/Books%20of%20abstracts/2021/Part%202.pdf>. (дата звернення 10.08.2023).
128. Cisek J., Lesniak S., Mokretsky V., Przybylski W. The Influence of Reduxco in the Diesel Fuel on energy Parameters, Exhaust Gas Composition and Rate of Heat Release of a Diesel Engine. *SAE Technical Paper*. 2020-01-2061. 2020. DOI: 10.4271/2020-01-2061.
129. Cisek J., Lesniak S., Borowski A., Przybylski W., Mokretsky V. Visualisation and Thermovision of Fuel Combustion Affecting Heat Release to Reduce NOx and PM Diesel Engine Emissions. *Energies*. 2022. Vol. 15. No. 13. P. 4882. DOI: 10.3390/en15134882.
130. Чернявський М.В., Моїсєнко О.В., Монастирська Т.М. Історія та перспективи використання вугілля на ТЕС України з огляду на мету

скорочення викидів парникових газів. *XIII Міжнародна науково-практична конференція «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»*. К.: ІБЕ НАН України. 2017. 21-27. URL: <http://ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/88c/88c6f0401fd1d30ba8dfad28c02675ad.pdf>. (дата звернення 10.08.2023).

131. Энергетическое топливо СССР (ископаемые угли, горючие сланцы, торф, мазут и горючий природный газ): Справочник / В.С. Вдовченко, М.И. Мартынова, Н.В. Новицкий, Г.Д. Юшина. – М.: Энергоатомиздат. 1991. 184 с.
132. Phillips J.N., Wheeldon J.M. Economic Analysis of Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal Power Plants: A Cost-Effective CO<sub>2</sub> Emission Reduction Option. *Proceedings from the Sixth International Conference “Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants”*. Santa Fe, New Mexico, USA. 2010 URL: [https://www.asminternational.org/documents/10192/3298473/05319G\\_Sample\\_BuyNow.pdf/99adedbd-fc0e-4ff7-a650-5e2ad0210103](https://www.asminternational.org/documents/10192/3298473/05319G_Sample_BuyNow.pdf/99adedbd-fc0e-4ff7-a650-5e2ad0210103). (дата звернення 10.08.2023).
133. Mohammed S.J., Mansoori G. A Unique View on Carbon Dioxide Emissions around the World. *Global Journal of Earth Science and Engineering*. 2017. Vol. 4 No. 1. P. 8-17. DOI: 10.15377/2409-5710.2017.04.01.2.
134. Gouw J.A., Parrish D.D., Frost G.J., Trainer M. Reduced emissions of CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and SO<sub>2</sub> from U.S. power plants owing to switch from coal to natural gas with combined cycle technology. *Earth's Future. Bognor Regis*. 2014. Vol. 2. No. 2. P. 75-82. DOI: 10.1002/2013EF000196.
135. Lee H., Lee M. Recent Advances in Ammonia Combustion Technology in Thermal Power Generation System for Carbon Emission Reduction. *Energies*. 2021. Vol. 14. P. 5604. DOI: 10.3390/en14185604.
136. Valera-Medina A., Amer-Hatem F., Azad A.K., Dedoussi I.C., de Joannon M., Fernandes R.X., Glarborg P., Hashemi H., He X., Mashruk S., McGowan J., Mounaim-Rouselle C., Ortiz-Prado A., Ortiz-Valera A., Rossetti I, Shu B., Yehia M., Xiao H., Costa M. Review on Ammonia as a Potential Fuel: From

- Synthesis to Economics. *Energy Fuels*. 2021. Vol. 35. P. 6964–7029. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03685.
137. Kobayashi Hideaki, Hayakawa Akihiro, Kunkuma K D, Somarathne A, Okafor Ekenechukwu C. Science and technology of ammonia combustion. *Proceedings of the Combustion Institute*. 2019. Vol. 37: P. 109–133. DOI: 10.1016/j.proci.2018.09.029.
138. Jun Li, Hongyu Huang, Noriyuki Kobayashi, Zhaohong He, Yugo Osaka, Tao Zeng. Numerical study on effect of oxygen content in combustion air on ammonia combustion. *Energy*. 2015. Vol. 93. P. 2053-2068. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.060.
139. Volchyn I., Rashshepkin V., Cherevatskyi D. Green ammonia production for green deal of Ukraine. *The Problems of General Energy*. 2022. Nos 1-2 (68-69). P. 127–138. DOI: 10.15407/pge2022.01-02.127
140. Osman O., Sgouridis S., Sleptchenko A. Scaling the production of renewable ammonia: A techno-economic optimization applied in regions with high insolation. *J. Clean. Prod.* 2020. Vol. 271. P. 121627. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121627.

## ДОДАТКИ



ЦЕНТРЕНЕРГО

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО  
"ЦЕНТРЕНЕРГО"  
Адреса: вул. Рудинська, 49,  
смт. Козин, Обухівський район,  
Київська область, Україна, 08711  
IBAN: UA163004650000000026008302872  
AT «Ощадбанк», ЄДРПОУ 22927045  
Інд. податковий № 229270426656

PUBLIC JOINT-STOCK COMPANY  
"CENTRENERGO"  
Address: 49 Rudykivska Str.,  
town Kozyn, Obukhiv district,  
Kyiv region, Ukraine, 08711  
IBAN: UA163004650000000026008302872  
JSC «Oschadbank», EDRPOU 22927045  
Tax ID № 229270426656



(044) 364-02-00



www.centrenergo.com



kanc@centrenergo.com

**До Спеціалізованої вченої ради  
Національного університету  
харчових технологій**

**Довідка  
про впровадження результатів дисертаційного дослідження  
Віталія Олександровича Мокрецького  
на здобуття наукового ступеня доктора філософії  
за спеціальністю 144 «Теплоенергетика»**

Науково-технічні результати отримані Віталієм Мокрецьким при підготовці дисертаційної роботи «Застосування каталітичної паливної добавки для підвищення енергоефективності котлів» були використані фахівцями ПАТ «Центроенерго» при проведенні промислових випробувань на пиловугільних енергоблоках Трипільської ТЕС ТПП-210А. Автором на основі промислових випробувань були визначенні оптимальні умови подавання та питомі витрати каталітичної паливної добавки в залежності від типу і марки палива, конструктивних особливостей і теплової потужності котлів. Результати дослідження дали можливість отримати очікуваний ефект від застосування каталітичної добавки, а саме підвищити ККД енергоблоків на 2,27%, що дозволило заощадити 4248,67 т.у.п.

Член Дирекції (Директор)

Є.С. Мірошніченко



Публічне акціонерне товариство  
ПАТ «Центроенерго»  
№ 07/3424 від 28.08.2023



УКРАЇНА ПрАТ "Акціонерна компанія "САТЕР"  
UKRAINE PRIVATE JOINT – STOCK COMPANY "SATER"

Україна, 04112, м.Київ, вул. Дегтярівська, 50, тел. +38 (044) 483 26 51  
Ukraine, 04112, Kiev, Deghtiarivska Str. 50, tel. +38 (044) 483 26 51  
Код ЄДРПОУ 19015984, E-mail: sat@sater.kiev.ua, l@sater.kie.ua

№ 1/84

від 18 08 202 3 р.

До Спеціалізованої вченої ради  
Національного університету  
харчових технологій

**ДОВІДКА**

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Віталія МОКРЕЦЬКОГО

на здобуття наукового ступеня доктора філософії  
за спеціальністю 144 «Теплоенергетика»

Результати дисертаційної роботи Віталія МОКРЕЦЬКОГО «Застосування каталітичної паливної добавки для підвищення енергоефективності котлів» були використані спеціалістами ПрАТ «САТЕР» при проведенні реконструкції котлів середньої потужності шляхом упровадження заходів підвищення їх енергоефективності, у тому числі при застосуванні паливних добавок. Запропоновані інженерні формули розрахунку викидів вуглекислого газу в залежності від характеристик палива за технічним аналізом були застосовані для тестового проведення моніторингу, звітності і верифікації викидів парникових газів на підприємствах цукрової галузі.

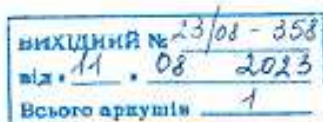
Голова Правління  
ПрАТ «САТЕР»



Олег АРАПОВ

**ТЕХЕНЕРГО**ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ  
ТОВАРИСТВО

проспект Шевченка, 21/4  
м. Львів-5, 79005  
тел. (032) 242-41-36  
факс (032) 242-41-32  
E-mail: techen@mail.lviv.ua



До Спеціалізованої вченої ради  
Національного університету харчових  
технологій

**ДОВІДКА**

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

**Віталія Олександровича МОКРЕЦЬКОГО**

на здобуття наукового ступеня доктора філософії

за спеціальністю 144 “Теплоенергетика”

Науково-технічні результати, отримані Віталієм МОКРЕЦЬКИМ при підготовці дисертаційної роботи «Застосування каталітичної паливної добавки для підвищення енергоефективності котлів», були використані фахівцями ПрАТ “ТЕХЕНЕРГО” при проведенні промислових випробувань широкого спектру енергетичних та промислових котлів. Автором на основі промислових випробувань були визначені оптимальні умови подавання і питомі витрати каталітичної паливної добавки REDUXCO в залежності від типу і марки палива, конструктивних особливостей і теплової потужності котлів та інших енергетичних установок. Результати досліджень дають можливість отримати оцінку очікуваного ефекту від введення каталітичної добавки.

Генеральний директор



Володимир ДЖАЛО