

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МІРОШНИЧЕНКО ЄВГЕН СЕРГІЙОВИЧ

УДК 662.61

ДИСЕРТАЦІЯ

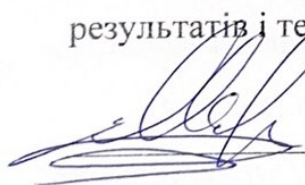
**РОЗРОБЛЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ
ПЕРЕВЕДЕННЯ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК НА СПАЛЮВАННЯ
ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ ТА БІОМАСИ**

Спеціальність 144 – Теплоенергетика

Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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



Мірошніченко Є.С.

Наукові керівники:

від НУХТ – Бойко Володимир Олександрович,

кандидат технічних наук, доцент

від Інституту теплоенергетичних технологій

НАН України - Чернявський Микола Володимирович,

доктор технічних наук, професор



Київ – 2024

АНОТАЦІЯ

***Мірошниченко Є.С.* Розроблення енергоефективних методів переведення котельних установок на спалювання газового вугілля та біомаси. 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, 2024.

Дисертаційну роботу присвячено розробленню та впровадженню енергоефективних методів переведення антрацитових та газомазутних котельних установок на спалювання газового вугілля та біомаси з максимальним використанням наявного обладнання і покращенням техніко-економічних та екологічних показників на підставі результатів дослідження закономірностей перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття при використанні різних видів палива, що має істотне значення для теплотехнічної науки, розширення паливної бази та безперебійної роботи ТЕС, ТЕЦ, промислових котлоагрегатів малої та середньої потужності у воєнний час та в перехідному періоді технічного переозброєння вітчизняної енергетики на відновлювані джерела енергії.

Дисертаційна робота складається зі вступу, 5 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 124 найменувань та 4 додатків. Обсяг основної частини дисертації – 158 сторінок.

В першому розділі представлено аналіз парку, технічного стану котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, котлів малої і середньої потужності, а також їх потенційної паливної бази, визначено основні типи котельних установок, які доцільно переводити на доступне вітчизняне тверде паливо, обґрунтовано мету і задачі досліджень.

У другому розділі встановлено основні тенденції перерозподілу тепловиділення і теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види палива, розраховано залежність адіабатної температури горіння і частки теплоти палива, що виноситься до конвективної

шахти котла, від приведеної питомої витрати продуктів згоряння твердих палив та запропоновано використання цієї величини в якості критерію можливості переведення котлів зі щільним шаром з вугілля на біомасу. Наведено застосовані в роботі методи розрахункових досліджень і теплотехнічних випробувань.

Третій розділ присвячено розробленню та розрахунковому обґрунтуванню технічних рішень з глибокої реконструкції котлоагрегатів ТЕС, зокрема, із заміни пилосистем з проміжним бункером пилу на пилосистеми з прямим вдуванням пилу до пальників, з реконструкції газомазутних котлоагрегатів енергоблоків 300 і 800 МВт з їх переведенням на газове вугілля, з організації спільного спалювання біомаси з вугіллями в пиловугільних котлоагрегатах ТЕС і ТЕЦ.

В четвертому і п'ятому розділах представлені розрахунково обґрунтовані та практично реалізовані технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля, з переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове вугілля; описано результати наукового супроводу впровадження розроблених технічних рішень при переведенні котельних установок на спалювання біомаси та газового вугілля, надано відомості про практичне впровадження результатів роботи.

В додатках наведено відомості про одержані патенти та про практичне використання результатів досліджень і розробок автора.

В роботі вперше розрахунково доведено та експериментально підтверджено, що при переведенні антрацитових котлів на спалювання газового вугілля температура в топці знижується за рахунок збільшення витрати продуктів згоряння, в тому числі з урахуванням рециркуляції димових газів на сушку палива, та зменшення витрати гарячого повітря. Це призводить до збільшення винесення тепла з топки, що змінює частку теплосприйняття конвективних поверхонь нагріву котла і потребує врахування при розробленні технічних рішень з переведення котлів на газове вугілля, та до зниження генерації термічних оксидів азоту. Для пиловугільних котлів вперше

встановлено обмеження потужності при переведенні з антрациту на спалювання газового вугілля за рахунок збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння газового вугілля порівняно з антрацитом, а також температури та, відповідно, об'ємної витрати відхідних газів, що потребує врахування при розрахунку їх очікуваних техніко-економічних показників. Вперше доведено можливість та знайдено умови організації спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин, з переведенням з вугілля газової групи на антрацит або навпаки за рахунок лише регулювання режимних параметрів. Вперше обґрунтовано критерій можливості переведення котлів зі щільним шаром з вугілля на біомасу за приведеною питомою витратою продуктів згоряння і встановлено, що умовою такого переведення є перерозподіл теплосприйняття в конвективній шахті в бік збільшення економайзера та зменшення повітропідігрівника. Вперше експериментально встановлено ефект абразивного очищення поверхонь нагріву котлів зі щільним шаром від золових відкладень біомаси при почерговому або спільному спалюванні біомаси з вугіллям. Ці результати являють собою наукову новизну роботи.

Практичне значення отриманих результатів визначається тим, що в роботі розроблено та розрахунково обґрунтовано технічні рішення з реконструкції газомазутних котлоагрегатів ТГМП-314 і ТГМП-204 енергоблоків 300 і 800 МВт Трипільської та Запорізької ТЕС з їх переведенням на газове вугілля, з переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210 і ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Зміївської ТЕС на газове вугілля, з організації спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільному котлоагрегаті ТПП-210А Трипільської ТЕС, типові технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля. Розроблено, розрахунково обґрунтовано та практично реалізовано технічні рішення з переведення трьох антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської ТЕС на газове вугілля, з переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов'янської ТЕС на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом

летких речовин, з переведення антрацитових котлоагрегатів паропродуктивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану, з переведення антрацитових котлів зі щільним шаром на спалювання біомаси та газового вугілля і з реконструкції газомазутних котлів типу БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання пелет з біомаси та газового вугілля на ланцюговій колосниковій решітці.

Практичне використання результатів підтверджене 6 актами енергопідприємств та підприємств харчової промисловості. Роботу "Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження", в якій відображені результати розробок здобувача, відзначено Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік.

Ключові слова: теплова електростанція, котлоагрегат, антрацит, газове вугілля, біомаса, ефективність використання палива, спалювання, розподіл теплообміну, коефіцієнт теплопередачі, двофазне середовище, пальник, пилосистема, димові гази, шкідливі викиди.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Chernyavskyy M., Dunayevska N., Provalov O., Miroshnychenko Ye. Scientific basis and technologies of anthracite replacement at thermal power plants. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. No. 3. P. 33–44. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2020-3/033>. (Scopus Q1/Q2)
2. Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP / N. Dunayevska, D. Bondzyk, M. Nekhamin, Ye. Miroshnichenko et al. *Sciences and Innovation*. 2020. Vol. 5, no. 16. P. 86–96. URL: <https://doi.org/10.15407/scine16.05.079>. (Scopus Q4)
3. Chernyavskii N., Miroshnichenko E., Provalov A. Experience in Converting TPP-210A Boilers with 300 MW Power Units to Burning Gas Coal at the Tripillya Thermal

- Power Plant. *Power Technol. Eng.* 2021. Vol. 5, no. 54. P. 699–709. URL: <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01273-0>. (Scopus Q3)
4. Мирошніченко Е. Реконструкція пылеугольных систем при модернізації котлоагрегатів ТЭС и ТЭЦ. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2015. № 5-6. С. 77–87. URL: <https://etars-journal.org/index.php/journal/issue/view/17/16>. (фаховий, категорія Б)
 5. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Переведення котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром на спалювання твердої паливної біомаси. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 1. С. 71–80. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>. (фаховий, категорія Б)
 6. Kravets T., Miroshnychenko Y., Kapustianskyi A. Enhancement of technical and economic indicators of power-generating units of thermal power plants by eliminating flue gas recirculation. *Energy Engineering and Control Systems*. 2021. Vol. 7, no. 1. P. 26–31. URL: <https://doi.org/10.23939/jeecs2021.01.026>. (фаховий, категорія Б)
 7. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Особливості використання зрідженого вуглеводневого газу в якості резервного та альтернативного палива на вугільних ТЕЦ. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2022. № 4. С. 3–14. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.4.2022.01>. (фаховий, категорія Б)
 8. Chernyavskyy M., Provalov O., Miroshnychenko Ye., Kosyachkov O. Converting Slovianska TPP with the central coal pulverizing plant from anthracite to sub-bituminous coal. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No.3. P.46–53. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-3/046>. (Scopus Q3)
 9. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2023. № 4. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.3.2023.01>. (Scopus)

Наукові праці, які засвідчують апробацію результатів дисертації

10. Мирошніченко Е. Совершенствование способов топливоподготовки и пылеприготовления на существующих ТЭС. *Вугільна енергетика: проблеми*

реабілітації та розвитку : 10-ї Міжнар. конф., м. Київ, 23 верес. 2014 р. Київ, 2014. С. 48–51.

11. Чернявський М., Росколупа А., Мірошніченко Є. Порівняння способів утилізації вуглецю та леткої золи антрацитових ТЕС. *Вугільна енергетика: проблеми реабілітації та розвитку* : 10-а Міжнар. конф., м. Київ, 23 верес. 2014 р. Київ, 2014. С. 84–88.

12. Мірошніченко Е. Применение современных технологий топливоподачи и котлостроения для повышения эффективности сжигания и замещения дефицитных видов топлива. *Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития* : 11-я Междунар. научн.-практ. конф. : Сб. научн. трудов, м. Киев. Киев, 2015. С. 45–49.

13. Мірошніченко Е., Чернявський Н. Технические решения по реконструкции газомазутных блоков 800 МВт с переводом на пылевидное сжигание угля марки «Г» и понижением мощности до 600 МВт. *Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития* : 11-я Междунар. научн.-практ. конф. : Сб. научн. трудов, м. Киев. Киев, 2015. С. 58–62.

14. Мірошніченко Е., Чернявський Н. Научные и инженерные аспекты перевода антрацитовых котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ на сжигание газовых углей. *Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку*: Зб. наук. праць : 12-а Міжнар. наук.-практ. конф., м. Київ. Киев, 2016. С. 49–53.

15. Мірошніченко Є., Косячков О. Еволюційні зміни основних засад при проектуванні та спорудженні ТЕС на вугіллі. *Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку* : Зб. наук. пр. 12-а Міжнар. наук.-практ. конф., м. Київ. Київ, 2016. С. 57–59.

16. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Аналіз варіантів та розрахункове обґрунтування технічних рішень для переведення котла ТПП-210А Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля. *Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку* : Зб. наук. пр. 13-ї Міжнар. наук.-практ. конф, м. Київ. Київ, 2017. С. 86–90. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/8a2/8a29ea5c807579c50f0b4755740a37cf.pdf>.

17. Мірошніченко Є. Техніко-економічне підґрунтя заміни та реконструкції пілосистем вугільних електростанцій. *13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2017. С. 27–29. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/8a2/8a29ea5c807579c50f0b4755740a37cf.pdf>.
18. Чернявський М., Дунаєвська Н., Провалов О., Мірошніченко Є. Наукові основи та технології заміщення антрациту на теплових електростанціях. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2018. С. 154–163. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf>.
19. Чернявський М., Вольчин І., Провалов О., Мірошніченко Є., Росколупа А., Моїсеєнко О. Розроблення технічних рішень для переведення антрацитових та газомазутних котлів ТЕЦ на спалювання газового вугілля. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 189–194. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf>.
20. Чернявський М., Мірошніченко Є. Розрахункове обґрунтування нових технічних рішень для переведення котлоагрегату ТПП-210А ст. №3 Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 201–205. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf>.
21. Бондзик Д., Дунаєвська Н., Мірошніченко Є., Безценний І., Щудло Т., Музалевська Н. Особливості організації спільного спалювання твердого біопалива та вугілля на ТЕС України на прикладі котла ТПП-210А. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. 2018. С. 105–113. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf>.

22. Чернявський М., Провалов О., Мірошніченко Є. Технічні рішення для реконструкції котлоагрегатів Краматорської ТЕЦ і ТЕЦ-2 "ЕСХАР" з частковим та повним заміщенням антрациту газовим вугіллям. *15-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2019. С. 119–122. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf>.
23. Мірошніченко Є., Росколупа А. Розробка і апробація технічних рішень з переведення котлів малої та середньої потужності з вугілля на паливну біомасу (на прикладі котла "Радіант" паропродуктивністю 20-24 т/год.). *15-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2019. С. 114–116. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf>.
24. Мірошніченко Е., Чернявский Н., Дунаевская Н. Опыт реконструкции котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ в Украине и возможности его использования в условиях Республики Казахстан. *«Угольная теплоэнергетика в Казахстане: Проблемы. Решения. Перспективы развития»* : Мат. Междунар. конф., м. Нур-Султан. 2020. С. 62–66. URL: <https://nur.nu.edu.kz/handle/123456789/4938>.
25. Мірошніченко Є. Створення високоефективних генеруючих потужностей на базі існуючого парку обладнання ТЕС і ТЕЦ. Аналітичне обґрунтування. *16-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 59–66. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf>.
26. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Росколупа А. Технічні рішення для переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на спалювання газового вугілля. *16-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 80–86. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf>.
27. Чернявський М., Вольчин І., Мірошніченко Є., Дулієнко С. Технічні рішення з переведення на спалювання газового вугілля антрацитових і газомазутних

- котлів ТЕЦ з виконанням екологічних вимог та їх окупність за рахунок збалансованої когенерації. *16-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 88–94. URL: <http://www.cetinasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf>.
28. Мірошніченко Є., Чернявський М. Розробка технології для модернізації котлів малої та середньої потужності з переведенням на альтернативні палива. *87 Міжнар. наук. конф. "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті"* : Мат. конф. Київ, 2021. С. 290. URL: <http://conferencenuft.ho.ua/Books%20of%20abstracts/2021/Part%202.pdf>.
29. Чернявський М., Мірошніченко Є. Зміни в структурі генерації електроенергії в Україні за 2016-2020 роки та перспективи розвитку теплової енергетики. *17-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2021. С. 31–38. URL: <https://drive.google.com/file/d/19G52P-ZXyTSLPW029Xal878UZkq1WayK/view>.
30. Мірошніченко Є., Чернявський М. Розрахункове обґрунтування найбільш економічних режимів роботи ТЕЦ в умовах воєнного стану. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2022. С. 17–22. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022>.
31. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Технічні рішення з маловитратного переведення антрацитових котлоагрегатів ТП-15, ТП-47 ТЕЦ ТОВ “ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ” на спалювання газового вугілля. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2022. С. 55–59. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022>.
32. Дунаєвська Н., Безценний І., Чернявський М., Мірошніченко Є. Можливості використання твердого палива в Україні в умовах воєнного часу. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2022. С. 226–231. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022>.

33. Мірошніченко Є., Францишко А. Технічні рішення та досвід реконструкції газомазутних котлоагрегатів БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання газового вугілля та пелет з паливної біомаси на ланцюговій колосниковій решітці. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2023. С. 222–225. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2023>.

34. Чернявський М., Мірошніченко Є. Досвід реалізації та удосконалення методів реконструкції антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ ТОВ “ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ” з їх переведенням на спалювання газового вугілля. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2023. С. 19–24. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2023>.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації

35. Спільне факельне спалювання вугілля та біомаси – реальний шлях диверсифікації забезпечення паливом та зниження впливу ТЕС на навколишнє природне середовище / Н. Дунаєвська, О. Зенюк, М. Коломійченко, М. Михайлов, Є. Мірошніченко та ін. *Енергетика та електрифікація*. 2018. № 6. С. 17–24. URL: <https://opac.lpnu.ua/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=1106225>.

36. Способи переведення газомазутних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на пиловугільне спалювання з максимальним використанням і подовженням ресурсу існуючого обладнання / М. Чернявський, І. Вольчин, О. Провалов, О. Косячков, Є. Мірошніченко та ін. *Надійність і довговічність матеріалів, конструкцій, обладнання та споруд* : Зб. наук. ст. за результатами, отрим. в 2016–2020 рр. ІЕЗ НАН України, Київ, 2020. С. 387–394. URL: <https://patonpublishinghouse.com/ukr/compilations/resurs2020>.

37. Мірошніченко Є., Чернявський М. Спосіб переобладнання газомазутного котлоагрегату великої потужності на спалювання кам'яного вугілля : пат. 143010 Україна : F23C. № u201912048 ; заявл. 19.12.

38. Мірошніченко Є., Чернявський М., Росколупа А. Спосіб переобладнання антрацитового парового котла на спалювання твердого біопалива та/або газового вугілля : пат. 143012 Україна : F23C 1/00, 7/00. № u201912050 ; заявл. 19.12.2019 ; опубл. 10.07.2020, Бюл. № 13.
39. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб спалювання вугілля газової групи в антрацитовому пиловугільному котлі : пат. 143013 Україна : F23K 1/00, 3/00, F23C 1/00. № u201912051 ; заявл. 19.12.2019 ; опубл. 10.07.2020, Бюл. № 13.
40. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин : пат. 147052 Україна : F23C 1/00. № u202007028 ; заявл. 02.11.2020 ; опубл. 07.04.2021, Бюл. № 14.
41. Чернявський М., Провалов О., Косячков О., Мірошніченко Є., Росколупа А. Спосіб спалювання газового вугілля на ТЕС з центральним пилозаводом : пат. 147922 Україна : F23C 1/00, F23K 1/00, F23K 3/02. № u202007030 ; заявл. 02.11.2020 ; опубл. 23.06.2021, Бюл. № 25.
42. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб переобладнання пилосистем та пальників антрацитового пиловугільного котла для його переведення на спалювання кам'яного вугілля : пат. 152234 Україна : F23C 1/00. № u202105859 ; заявл. 18.10.2021 ; опубл. 11.01.2023, Бюл. № 2.
43. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Спосіб спалювання кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин в антрацитовому пиловугільному котлі на ТЕС з центральним пилозаводом : пат. 152552 Україна : F23C 1/00. № u202105860 ; заявл. 18.10.2021 ; опубл. 15.03.2023, Бюл. № 11.

ABSTRACT

Miroshnychenko E.S. Development of energy-efficient methods for the conversion of boiler plants to burning bituminous coal and biomass. Qualification scientific work with manuscript rights.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in speciality 144 "Thermal Power Engineering." - National University of Food Technologies of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Kyiv, 2024.

The dissertation is devoted to the development and implementation of energy-efficient methods for the conversion of anthracite and gas-oil boiler plants to burn bituminous coal and biomass with maximum use of existing equipment and improvement of technical, economic and environmental indicators based on the results of the study of the regularities of heat transfer redistribution when using different types of fuel, which is essential for thermal engineering science, expansion of the fuel base and uninterrupted operation of TPPs, CHPPs, industrial small and medium-sized boilers in wartime and in the transition period of technical rearmament of the domestic power industry to renewable energy sources.

The dissertation consists of an introduction, 5 chapters, general conclusions, list of 124 references and 4 appendices. The volume of the main part of the thesis is 158 pages.

The first chapter presents an analysis of the fleet, technical condition of TPP and CHPP boiler units, of small and medium-sized boilers, as well as their potential fuel base, identifies the main types of boiler units that should be converted to available domestic solid fuels, and substantiates the purpose and objectives of the research.

The second chapter contains findings in the main trends in the redistribution of heat generation and heat perception across the elements of boiler plants converted to other types of fuel, calculations of the adiabatic combustion temperature and the share of fuel heat carried to the convective pass of the boiler dependence on the specific volume of solid fuel combustion products, and the proposal to use this value as a

criterion for the possibility of converting dense bed boilers from coal to biomass. The methods of calculation studies and thermal boiler tests used in the work are presented.

The third chapter is devoted to the development and calculation justification of technical solutions for the deep reconstruction of TPP boiler units, in particular, the replacement of pulverizing systems with an intermediate pulverized coal hopper with pulverizing systems with direct pulverized coal injection into the burners, the reconstruction of 300 and 800 MW gas-oil boiler units with their conversion to bituminous coal, and organisation of co-combustion of biomass and coal in pulverized coal boilers at TPPs and CHPPs.

Chapters 4 and 5 present the calculation-based and practically implemented technical solutions for the conversion of anthracite boilers at TPPs and CHPPs to bituminous coal combustion, and for the conversion of anthracite and gas-oil boilers of small and medium capacity to bituminous coal and biomass; describe the results of scientific support for the implementation of the developed technical solutions for the conversion of boiler units to burn bituminous coal and biomass, and provides information on the practical implementation of the results of the work.

The appendices contain information on the patents obtained and on the practical use of the results of the author's researches and developments.

The dissertation is the first to prove by calculations and to experimentally confirm that when anthracite boilers are converted to burning bituminous coal, the furnace temperature decreases due to an increase in the volume of combustion products, including flue gas recycling for fuel drying, and a decrease in hot air consumption. This leads to an increase in heat removal from the furnace, which changes the heat transfer rate of the convective heating surfaces of the boiler and must be taken into account when developing technical solutions for converting boilers to bituminous coal, and to reduction in thermal nitrogen oxides generation. For pulverized coal boilers, for the first time, a power limitation was found for the conversion from anthracite to bituminous coal combustion due to an increase in the specific volume of bituminous coal combustion products compared to anthracite, as well as the temperature and, accordingly, the volume flow rate of flue gases, which should be

taken into account when calculating their expected technical and economic indicators. For the first time, the possibility and conditions for organising the combustion of hard coal with different volatile yields, with the conversion from gas group coal to anthracite or vice versa by adjusting the operating parameters only, have been proved and found. For the first time, the criterion for the possibility of dense bed boilers converting from coal to biomass based on the specific volume of combustion products is substantiated and it is found that the condition for such conversion is the redistribution of heat transfer in the convective pass towards an increase in the economiser and a decrease in the air preheater. For the first time, the effect of abrasive cleaning of heating surfaces of dense-layer boilers from biomass ash deposits when alternate or co-combustion of biomass with coal was experimentally found. These results represent the scientific novelty of the work.

The practical significance of the results obtained is determined by the fact that the study developed and proved by calculations technical solutions for the reconstruction of gas-oil boilers TGMP-314 and TGMP-204 of 300 and 800 MW power units of Trypilska and Zaporizka TPPs with their conversion to bituminous coal, for the conversion of anthracite boiler units TPP-210 and TPP-210A at 300 MW of Zmiivska TPP to bituminous coal, for the organisation of co-combustion of fuel biomass with coal in the pulverised coal boiler unit TPP-210A at Tripilska TPP, typical technical solutions for conversion of anthracite boiler units at CHPP plants with steam capacity from 90 to 250 t/h to bituminous coal burning. It were developed, calculated and practically implemented the technical solutions for the conversion of three anthracite boilers TPP-210A of 300 MW power units of Trypilska TPP to bituminous coal, of an anthracite boiler unit TPP-200-1 at 800 MW of Slovianska TPP to burn bituminous coal and fuel mixtures with different volatile matter yields, of anthracite boiler units with a steam capacity of 220 t/h of Darnytska CHPP to burn bituminous coal under martial law, of dense bed anthracite boilers to burn bituminous coal and biomass, and for gas-oil boilers of the BKZ-75GMA type reconstruction to burn bituminous coal and biomass pellets on a chain grate.

The practical use of the results is confirmed by 6 acts of power generation and food industry enterprises. The work "Scientific basis of innovative technologies for anthracite replacement in the energy sector and their implementation", which reflects the results of the applicant's developments, was awarded the State Prize of Ukraine in Science and Technology for 2019.

Keywords: thermal power plant, boiler unit, anthracite, bituminous coal, biomass, efficiency of fuel use, combustion, heat transfer distribution, heat transfer coefficient, two-phase medium, burner, pulverizing system, flue gases, harmful emissions.

LIST OF PUBLICATIONS OF THE APPLICANT ON THE TOPIC OF THE DISSERTATION

Scientific works in which the main results of the dissertation are published

1. Chernyavskyy M., Dunayevska N., Provalov O., Miroshnychenko Ye. Scientific basis and technologies of anthracite replacement at thermal power plants. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. No. 3. P. 33–44. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2020-3/033>. (Scopus Q1/Q2)
2. Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP / N. Dunayevska, D. Bondzyk, M. Nekhamin, Ye. Miroshnichenko et al. *Sciences and Innovation*. 2020. Vol. 5, no. 16. P. 86–96. URL: <https://doi.org/10.15407/scine16.05.079>. (Scopus Q4)
3. Chernyavskii N., Miroshnichenko E., Provalov A. Experience in Converting TPP-210A Boilers with 300 MW Power Units to Burning Gas Coal at the Tripillya Thermal Power Plant. *Power Technol. Eng.* 2021. Vol. 5, no. 54. P. 699–709. URL: <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01273-0>. (Scopus Q3)
4. Miroshnychenko E. Reconstruction of pulverizing coal systems when modernisation of boiler units of TPPs and CHPPs. *Energy technologies and resource saving*. 2015. № 5-6. P. 77-87. URL: <https://etars-journal.org/index.php/journal/issue/view/17/16>. (Professional, category B).

5. Chernyavskyy M., Miroshnychenko Y., Provalov O. Conversion of low and medium power boilers for combustion of solid biomass fuel. *Energy technologies and resource saving*. 2021. № 1. P. 71-80. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>. (Professional, category B).
6. Kravets T., Miroshnychenko Y., Kapustianskyi A. Enhancement of technical and economic indicators of power-generating units of thermal power plants by eliminating flue gas recirculation. *Energy Engineering and Control Systems*. 2021. Vol. 7, no. 1. P. 26-31. URL: <https://doi.org/10.23939/jeecs2021.01.026>. (Professional, category B).
7. Cherniavsky M., Miroshnychenko E., Provalov O. Features of the use of liquefied petroleum gas as a reserve and alternative fuel at coal-based CHP plants. *Energy technologies and resource saving*. 2022. № 4. C. 3-14. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.4.2022.01>. (Professional, category B).
8. Chernyavskyy M., Provalov O., Miroshnychenko Ye., Kosyachkov O. Converting Slovianska TPP with the central coal pulverizing plant from anthracite to sub-bituminous coal. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No.3. P.46–53. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-3/046>. (Scopus Q3)
9. Cherniavskyi M., Miroshnychenko E., Provalov O. Conversion of anthracite boiler units of CHP plants for combustion of sub-bituminous coal in the war conditions. *Energy technologies and resource saving*. 2023. № 3. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.3.2023.01>. (Scopus)

Scientific papers certifying the approbation of the results of the dissertation

10. Miroshnichenko E. Improvement of methods of fuel preparation and coal pulverizing at existing TPPs. *Coal energy: problems of rehabilitation and development* : 10th Intern. conf., Kyiv, 23 September. 2014 p. Kyiv, 2014. P. 48-51.
11. Cherniavskyi M., Roskolupa A., Miroshnychenko E. Comparison of methods of utilisation of carbon and fly ash from anthracite TPPs. *Coal energy: problems of rehabilitation and development* : 10th International Conference, Kyiv, 23 September. 2014 p. Kyiv, 2014. P. 84-88.

12. Miroshnychenko E. Application of modern technologies of fuel supply and boiler construction to increase the efficiency of combustion and substitution of scarce fuels. *Coal thermal energy: problems of rehabilitation and development* : 11th International Scientific and Practical Conference: Proceedings, Kyiv. Kyiv, 2015. P. 45-49.
13. Miroshnychenko E., Cherniavskiy N. Technical solutions for the reconstruction of 800 MW gas-oil units with the transfer to pulverised coal combustion of "G" grade and reduction of capacity to 600 MW. *Coal thermal energy: problems of rehabilitation and development* : 11th International Scientific and Practical Conference: Proceedings, Kyiv. Kyiv, 2015. P. 58-62.
14. Miroshnychenko E., Cherniavskiy N. Scientific and engineering aspects of the conversion of TPPs and CHPPs anthracite boilers to burning bituminous coals. *Coal thermal energy: ways of reconstruction and development* : Proceedings of the 12th International Scientific and Practical Conference, Kyiv. Kyiv, 2016. P. 49-53.
15. Miroshnychenko E., Kosyaskov O. Evolutionary changes in the basic principles in the design and construction of coal-fired thermal power plants. *Coal thermal energy: ways of reconstruction and development*: Proceedings of the 12th International Scientific and Practical Conference, Kyiv. Kyiv, 2016. P. 57-59.
16. Cherniavskiy M., Miroshnychenko E., Provalov O. Analysis of options and calculation justification of technical solutions for the conversion of the TPP-210A boiler of the Tripilska TPP to burning bituminous coal. *Coal thermal energy: ways of reconstruction and development*: Proceedings of the 13th International Scientific and Practical Conference, Kyiv. Kyiv, 2017. P. 86-90. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/8a2/8a29ea5c807579c50f0b4755740a37cf.pdf> .
17. Miroshnychenko E. Technical and economic basis for the replacement and reconstruction of pulverizing systems of coal-fired power plants. *Coal thermal energy: ways of reconstruction and development*: Proceedings of the 13th International Scientific and Practical Conference. Kyiv, 2017. P. 27-29. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/8a2/8a29ea5c807579c50f0b4755740a37cf.pdf> .
18. Scientific bases and technologies of anthracite replacement at thermal power plants. *14th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy:*

ways of reconstruction and development" : Proceedings. Kyiv, 2018. P. 154-163. URL: [http://www.ceti-](http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf)

[nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf](http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf) .

19. Cherniavskiy M., Volchyn I., Provalov O., Miroshnychenko E., Roskolupa A., Moiseenko O. Development of technical solutions for the conversion of anthracite and gas-oil boilers of TPPs to burning bituminous coal. *14th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"* : Proceedings. Kyiv, 2018. P. 189-194. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf> .

20. Cherniavskiy M., Miroshnychenko E. Calculation justification of new technical solutions for the conversion of the TPP-210A boiler unit of st. No. 3 of the Tripilska TPP to burning bituminous coal. *14th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"* : Proceedings. Kyiv, 2018. P. 201-205. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf> .

21. Bondzyk D., Dunayevska N., Miroshnychenko E., Beztsennyi I., Shchudlo T., Muzalevska N. Features of the organisation of co-combustion of solid biofuels and coal at Ukrainian TPPs on the example of TPP-210A boiler. *14th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"* : Proceedings. Kyiv. 2018. P. 105-113. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/22f/22f649993fee6a325048218b9de4a64c.pdf> .

22. Cherniavskiy M., Provalov O., Miroshnychenko E. Technical solutions for the reconstruction of boiler units of Kramatorska CHPP and CHPP-2 "EKHAR" with partial and complete replacement of anthracite with bituminous coal. *15th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"* : Proceedings. Kyiv, 2019. P. 119-122. URL: [http://www.ceti-](http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf)

[nasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf](http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf) .

23. Miroshnychenko E., Roskolupa A. Development and testing of technical solutions for the conversion of small and medium-sized boilers from coal to fuel biomass (on the

example of the "Radiant" boiler with a steam capacity of 20-24 t/h). *15th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"* : Proceedings. Kyiv, 2019. P. 114-116. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/71a/71ae934a8c8b90e58f1c1933159f732d.pdf>.

24. Miroshnichenko E., Chernyavsky N., Dunaevskaya N. Experience of reconstruction of boiler units of TPPs and CHPPs in Ukraine and possibilities of its use in the conditions of the Republic of Kazakhstan. *"Coal Heat Power Engineering in Kazakhstan: Problems. Solutions. Development prospects"* : Mat. Intern. Conf. 2020. P. 62-66. URL: <https://nur.nu.edu.kz/handle/123456789/4938> .

25. Miroshnychenko E. Creation of highly efficient generating capacities on the basis of the existing equipment fleet of TPPs and CHPPs. Analytical substantiation. *16th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"*: Proceedings. Kyiv, 2020. P. 59-66. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf> .

26. Cherniavskyi M., Miroshnychenko E., Provalov O., Roskolupa A. Technical solutions for the conversion of anthracite boiler units TPP-210, TPP-210A of Zmiivska TPP to burning bituminous coal. *16th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"*: Proceedings. Kyiv, 2020. P. 80-86. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf> .

27. Cherniavskyi M., Volchyn I., Miroshnychenko E., Dulienko S. Technical solutions for the conversion of anthracite and gas-oil boilers of CHPPs to bituminous coal combustion with the fulfilment of environmental requirements and their payback due to balanced cogeneration. *16th International Scientific and Practical Conference "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"*: Proceedings. Kyiv, 2020. P. 88-94. URL: <http://www.ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf> .

28. Miroshnychenko E., Cherniavskyi M. Development of technology for the modernisation of small and medium-sized boilers with conversion to alternative fuels.

87th International scientific conference "Scientific achievements of youth - solving the problems of human nutrition in the XXI century" : Kyiv, 2021. P. 290. URL: <http://conferencenuft.ho.ua/Books%20of%20abstracts/2021/Part%202.pdf> .

29. Changes in the structure of electricity generation in Ukraine for 2016-2020 and prospects for the development of thermal energy. *17th International Scientific and Practical Conf. "Coal thermal energy: ways of reconstruction and development"*: Proceedings. Kyiv, 2021. P. 31-38. URL: <https://drive.google.com/file/d/19G52P-ZXyTSLPW029Xal878UZkq1WayK/view>.

30. Miroshnychenko E., Cherniavskyi M. Calculation substantiation of the most economical modes of operation of CHPP under martial law. *XVIII International Scientific and Practical Conference "Thermal Energy: Ways of Renovation and Development"* : Proceedings. Kyiv, 2022. P. 17-22. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022> .

31. Cherniavskyi M., Miroshnychenko E., Provalov O. Technical solutions for the low-cost conversion of anthracite boiler units TP-15, TP-47 of the CHPP of LLC "EURO-RECONSTRUCTION" to burning bituminous coal. *XVIII International Scientific and Practical Conference "Thermal Energy: Ways of Renovation and Development"* : Proceedings. Kyiv, 2022. P. 55-59. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022> .

32. Dunayevska N., Beztsennyi I., Cherniavskyi M., Miroshnychenko E. Possibilities of using solid fuels in Ukraine in wartime. *XVIII International Scientific and Practical Conference "Thermal Energy: Ways of Renovation and Development"* : Proceedings. Kyiv, 2022. P. 226-231. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2022> .

33. Miroshnychenko E., Frantyshko A. Technical solutions and experience of reconstruction of gas-oil boiler units BKZ-75GMA with conversion to burning bituminous coal and pellets from fuel biomass on a chain grate. *XIX International scientific and practical conference "Thermal energy: ways of renovation and development"* : Proceedings. Kyiv, 2023. P. 222-225. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2023> .

34. Experience of implementation and improvement of methods of reconstruction of anthracite boiler units of CHPP "EURO-RECONSTRUCTION" LLC with their

conversion to bituminous coal combustion. *XIX International Scientific and Practical Conference "Thermal Energy: Ways of Renovation and Development"* : Proceedings. Kyiv, 2023. P. 19-24. URL: <https://doi.org/10.48126/conf2023> .

Scientific works that additionally reflect the scientific results of dissertation

35. Joint pulverizing combustion of coal and biomass is a real way to diversify fuel supply and reduce the impact of TPPs on the environment / N. Dunayevska, O. Zenyuk, M. Kolomiichenko, M. Mykhailov, E. Miroshnychenko et al. *Energy and Electrification*. 2018. № 6. P. 17-24. URL: <https://opac.lpnu.ua/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=1106225>.

36. Ways to convert gas and oil boilers of TPPs and CHPPs to pulverized coal combustion with maximum use and extension of the service life of existing equipment / M. Cherniavskiy, I. Volchyn, O. Provalov, O. Kosyachkov, E. Miroshnychenko et al. *Reliability and durability of materials, structures, equipment and facilities* : Collection of scientific articles based on the results obtained in 2016-2020. P. 387-394. URL: <https://patonpublishinghouse.com/ukr/compilations/resurs2020>.

37. Miroshnychenko E., Cherniavskiy M. Method for converting a high-capacity gas and oil boiler unit for burning coal: pat. 143010 Ukraine: F23C. No. u201912048 ; application for application filed 19.12.

38. Miroshnychenko E., Cherniavskiy M., Roskolupa A. Method for converting an anthracite steam boiler for burning solid biofuels and/or bituminous coal : pat. 143012 Ukraine: F23C 1/00, 7/00. No. u201912050 ; application for application filed 19.12.2019 ; published 10.07.2020, Bulletin No. 13.

39. Cherniavskiy M., Miroshnychenko E., Provalov O., Kosiakov O. Method for combustion of bituminous group coal in an anthracite pulverized coal boiler : pat. 143013 Ukraine: F23K 1/00, 3/00, F23C 1/00. No. u201912051 ; application for application filed 19.12.2019 ; published 10.07.2020, Bulletin No. 13.

40. Cherniavskiy M., Miroshnychenko E., Provalov O., Kosiakov O. Method of combustion of coal with different volatile yield in a pulverized coal boiler : pat. 147052

Ukraine: F23C 1/00. No. u202007028 ; application for application filed 02.11.2020 ; published 07.04.2021, Bulletin No. 14.

41. Cherniavskyi M., Provalov O., Kosiakov O., Miroshnychenko E., Roskolupa A. Method of bituminous coal combustion at TPP with central pulverizing plant: Pat. 147922 Ukraine: F23C 1/00, F23K 1/00, F23K 3/02. no. u202007030 ; application for application filed 02.11.2020 ; published 23.06.2021, Bulletin No. 25.

42. Cherniavskyi M., Miroshnychenko E., Provalov O., Kosiakov O. Method of re-equipment of pulverizing systems and burners of an anthracite pulverized coal boiler for its conversion to hard coal combustion : pat. 152234 Ukraine: F23C 1/00. No. u202105859 ; application for registration 18.10.2021 ; published 11.01.2023, Bulletin No. 2.

43. Cherniavsky M., Miroshnychenko E., Provalov O. Method of burning coal with different volatile yield in an anthracite pulverized coal boiler at a TPP with a central pulverizing plant: Pat. 152552 Ukraine: F23C 1/00. No. u202105860 ; application for 18.10.2021 ; published 15.03.2023, Bulletin No. 11.

ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ ТА СКОРОЧЕНЬ	27
ВСТУП	28
РОЗДІЛ 1. АКТУАЛЬНІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ ВІТЧИЗНЯНОГО ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ ТА БІОМАСИ В ПЕРЕХІДНИЙ ПЕРІОД СТАНОВЛЕННЯ БЕЗВУГЛЕЦЕВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	36
1.1. Ресурсна база твердопаливної енергетики в Україні	36
1.2. Перспективи енергетичного використання вітчизняного газового вугілля та біомаси в перехідний період становлення безвуглецевої енергетики	42
1.3. Стан котельного обладнання ТЕС та можливі напрямки їх реконструкції з переведенням на доступне вітчизняне паливо	43
1.4. Особливості експлуатації ТЕЦ і котелень та можливі напрямки їх реконструкції з переведенням на доступне вітчизняне паливо	49
1.5. Висновки та постановка задач дослідження	52
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОЗПОДІЛУ ТЕПЛОСПРИЙНЯТТЯ КОТЛОАГРЕГАТІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ХАРАКТЕРИСТИК ПАЛИВА	56
2.1. Основні тенденції перерозподілу тепловіддачі і теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види палива	56
2.2. Задачі та методи розрахункових досліджень	64
2.3. Методи теплотехнічних випробувань	70
2.4. Висновки до розділу 2	71
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З ГЛИБОКОЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЛОАГРЕГАТІВ ТЕС З ОПТИМІЗАЦІЄЮ ПАЛИВНОЇ БАЗИ, ПОКРАЩЕННЯМ ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ	73

3.1. Обґрунтування безпекових і техніко-економічних переваг пилосистем з прямим вдуванням пилу до пальників порівняно з пилосистемами з проміжним бункером пилу	73
3.2. Розрахункове обґрунтування технічних рішень для реконструкції газомазутних котлоагрегатів енергоблоків 300 і 800 МВт з їх переведенням на газове вугілля	81
3.3. Розроблення технічних рішень зі спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільних котлоагрегатах ТЕС	88
3.4. Висновки до розділу 3	94
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ І ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ КОТЛОАГРЕГАТІВ ТЕС І ТЕЦ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ	96
4.1. Принципові проблеми переведення антрацитових пиловугільних котлоагрегатів на паливо з високим виходом летких речовин	96
4.2. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської та Зміївської ТЕС на спалювання газового вугілля	100
4.3. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов'янської ТЕС з центральним пилозаводом на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом летких речовин	120
4.4. Розроблення технічних рішень для маловитратного переведення антрацитових котлів ТЕЦ паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля	131
4.5. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлоагрегатів паропродуктивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану	143

4.6. Висновки до розділу 4	156
РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ І ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ І ГАЗОМАЗУТНИХ КОТЛОАГРЕГАТІВ МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ НА БІОМАСУ ТА ГАЗОВЕ ВУГІЛЛЯ	159
5.1. Принципові проблеми переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове вугілля	159
5.2. Досвід впровадження технічних рішень з реконструкції газомазутних котлів типу БГМ-35М та БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання пелет з біомаси, газового вугілля та їх сумішей на ланцюговій колосниковій решітці	161
5.3. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлів “Радіант” зі щільним шаром на спалювання біомаси та/або газового вугілля	168
5.4. Результати промислових випробувань котлів, переведених на спалювання біомаси. Порівняння динаміки зміни температури відхідних газів за рахунок золових відкладень біомаси при різних способах спалювання	178
5.5. Висновки до розділу 5	181
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	183
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	186
ДОДАТОК А. Одержані патенти	200
ДОДАТОК Б. Акти впровадження результатів роботи	207
ДОДАТОК В. Диплом лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки за 2019 рік	214
ДОДАТОК Г. Довідка про особистий внесок здобувача в роботу ”Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження”	215

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ ТА СКОРОЧЕНЬ

Основні позначення і символи:

W_t^r, W_t^{ri} – вміст загальної та гігроскопічної вологи, %;
 A^r, A^d – зольність для робочого та сухого стану палива, %;
 V^d, V^{daf} – вихід летких речовин для сухого та сухого беззольного стану, %;
 S_t^d – вміст загальної сірки для сухого стану палива, %;
 Q_i^r, Q_s^{daf} – теплота згоряння для робочого стану палива (нижча) та для сухого беззольного стану (вища), ккал/кг;
 t_A, t_C – температури деформації та розтікання золи в окисному середовищі, °C;
 HGI – коефіцієнт дробимості за Хардгров;
 SO_2 – вміст сірчистого ангідриду в димових газах в розрахунку на 6% O_2 , мг/нм³;
 K_T – коефіцієнт вибухоздатності.

Основні скорочення:

ТЕС, ТЕЦ – теплова електростанція, теплоелектроцентрально;
 ДКТ, НКТ – докритичний та надкритичний тиск пари;
 КБМ – кульобарабанний млин;
 РШВ, ТШВ – рідке і тверде шлаковидалення;
 ПВКр – пилоподача високої концентрації під розрідженням;
 ДС – димосмок;
 ВГД – вентилятор гарячого дуття;
 ДРГ – димосмок рециркуляції газів;
 ДІГ – димосмок інертних газів;
 МВ – млиновий вентилятор;
 ВЕ – водяний економайзер;
 ТПП – трубчастий повітропідігрівник;
 РПП – регенеративний (обертовий) повітропідігрівник;
 СА – сушильний агент;
 А (антрацит), П (пісне), Ж (жирне), ГЖП (газове жирне піснувате), ГЖ (газове жирне), Г (газове), ДГ (довгополум'яне газове), Д (довгополум'яне) – марки вугілля.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Станом на 2012 рік Україна входила в десятку найбільших вугільних держав, а за запасами антрациту займала третє місце в світі, що визначало значну роль вугільної енергетики для генерації електроенергії та забезпечення енергетичної незалежності. Проте в рамках курсу на євроінтеграцію Україна послідовно брала на себе все більші зобов'язання з переходу на безвуглецеву енергетику: 2016 рік – приєднання до Паризької кліматичної угоди із зобов'язанням зменшення у 2030 році викидів парникових газів до 60% від рівня 1990 року; 2017 рік – затвердження нової Енергетичної стратегії з метою зниження до 2035 року частки вугілля серед первинних джерел до 12,5%, частки вироблення електроенергії ТЕС і ТЕЦ – до 32%; 2021 – приєднання до стратегії Євросоюзу “Green Deal” із зобов'язанням повного припинення видобутку вугілля та закриття вугільної енергетики до 2050 року [1].

Повномасштабна російська агресія показала справжню цінність вугільної енергетики для України. З урахуванням захоплення або руйнації значної частини потужностей ВЕС і СЕС, окупації Запорізької АЕС, загальної вразливості атомної генерації та розподільчих мереж і критичного подорожчання природного газу, твердопаливна енергетика, більш рівномірно розподілена по території України, здатна використовувати як місцеве, так і доступне на світовому ринку газове вугілля і паливну біомасу, забезпечувати регулювання навантаження в енергосистемі та значну частину потреб в опалюванні, знову стала критично важливим чинником стабільного енерго- та теплопостачання [2].

Разом з цим слід врахувати, що з огляду на структуру видобутку енергетичного вугілля в Україні у другій половині минулого сторіччя половину з 14 великих українських ТЕС, оснащених котлоагрегатами паропродуктивністю від 500 до 2650 т/год., і 5 з 7 вугільних ТЕЦ, оснащених котлоагрегатами паропродуктивністю від 90 до 250 т/год., було спроектовано для спалювання донецького антрациту [3], постачання якого з початком бойових дій на Донбасі у 2014 році скоротилось, а з 2017 року повністю припинилось. Основу

обладнання для теплопостачання складають котли малої та середньої потужності (паропродуктивністю до 75 т/год.), значна частина з яких – або антрацитові, або переведені на природний газ вугільні котли зі щільним шаром [4]. З припиненням поставок антрациту та подорожчанням природного газу практично та економічно доступна паливна база цієї частини теплової генерації різко скоротилась. Натомість у Західному Донбасі та у Львівсько-Волинському басейні видобуток газового вугілля продовжувався і навіть нарощувався, а додатковий технічно доступний потенціал агро- та деревної біомаси в Україні складає кілька мільйонів тон умовного палива на рік [5]. Переведення антрацитових та газомазутних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ та котлів малої і середньої потужності на спалювання газового вугілля та біомаси забезпечить їх паливну базу в перехідному періоді технічного переозброєння вітчизняної енергетики на основі відновлюваних джерел енергії.

Розвиток теплоенергетичної науки в Україні пов'язаний з відомими в світі іменами В.Толубинського, В.Христича, М.Левіна, О.Майстренка, Л.Кесової, Й.Мисака і багатьох інших. Проте їх роботи стосувались головним чином процесів горіння, тепломасообміну, розвитку конструкції котлів, розрахованих на спалювання або антрациту, або газового вугілля, а питання переведення існуючих котлів на інші види палива не розглядались. Сучасними лідерами з розробки новітніх енерготехнологій є котлобудівельні фірми Німеччини, Японії, США, Фінляндії, Китаю. Проте ключові елементи цих технологій, як правило, стосуються нового будівництва, яке навряд чи під силу вітчизняній економіці по капітальних витратах у воєнні та перші повоєнні роки і навряд чи виправдане з огляду на проголошений курс на безвуглецеву енергетику.

З наведеного випливає значна актуальність роботи, спрямованої на розробку та дослідження методів переведення котельних установок на спалювання газового вугілля та паливної біомаси.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконувалась в рамках держбюджетних, конкурсних та інноваційних науково-дослідних робіт Інституту теплоенергетичних технологій (раніше - вугільних

енерготехнологій) Національної академії наук України: “Розробка технічних рішень з модернізації існуючих газомазутних котлів ТЕС з їх переведенням на пиловугільне спалювання” (2016-2020 рр. РК № 0116U005069), “Розвиток технологій пиловидного спалювання для створення нових та реконструкції існуючих антрацитових і газомазутних котлоагрегатів з їх переведенням на вітчизняне газове вугілля” (2017-2021 рр. РК № 0117U000950), “Розробка технічних рішень з переведення котлів малої та середньої потужності з викопного палива на біомасу” (2018-2019 рр. РК № 0118U005425), “Спільне спалювання різних видів твердого палива (вугілля, біомаса тощо) на пиловугільних котлоагрегатах ТЕС України” (2017-2021 рр. РК № 0117U000965), “Наукові основи термічної конверсії твердих палив та їх сумішей в шарі” (2022-2026 рр. РК № 0122U001721) та ін. Ряд досліджень виконаний в рамках робіт на замовлення МОН України (“Розроблення технічних рішень для переведення антрацитових та газомазутних котлів теплоелектроцентралей на спалювання кам’яного вугілля”), котлобудівельних, енергогенеруючих компаній і ТЕС, підприємств харчової та переробної промисловості.

Мета і завдання досліджень. Метою роботи є розширення паливної бази та забезпечення енергоефективної роботи ТЕС, ТЕЦ, промислових котлоагрегатів малої та середньої потужності шляхом розроблення та впровадження методів їх переведення на спалювання газового вугілля і біомаси на підставі дослідження закономірностей перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття при використанні різних видів палива.

Для досягнення визначеної мети поставлені наступні **завдання**:

- виконати аналіз парку котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, котлів малої і середньої потужності та їх потенційної паливної бази;
- визначити основні типи котельних установок, які доцільно переводити на доступне вітчизняне тверде паливо;
- встановити основні закономірності перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види палива;

- розробити та розрахунково обґрунтувати технічні рішення:
 - з реконструкції газомазутних котлоагрегатів енергоблоків 300 і 800 МВт з їх переведенням на газове вугілля;
 - з організації спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільних котлоагрегатах ТЕС;
 - з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля;
 - з переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове вугілля;
- виконати науковий супровід впровадження розроблених технічних рішень при переведенні котельних установок на спалювання газового вугілля та біомаси.

Об’єкт дослідження – процеси горіння і теплообміну в елементах котельних установок.

Предмет дослідження – перерозподіл тепловіддачі і теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші типи палива.

Методи дослідження. Для виконання поставлених завдань використано комплексний підхід, який включав розрахункові дослідження і теплотехнічні випробування.

Розрахункові дослідження включали витратно-теплові, витратно-швидкісні та аеродинамічні розрахунки пилосистем, пилопроводів і пальників, результати яких слугували вихідними даними для повірного теплового розрахунку котлів та позонних теплових розрахунків топкових камер. Ці розрахунки виконувались згідно відповідних нормативних методів у формі оригінальних зведених таблиць формату Excel, які дозволяли одержувати залежності теплотехнічних характеристик котла від режимних та конструктивних параметрів.

Теплотехнічні випробування виконувались стандартними методами з використанням як штатних приладів енергопідприємств (контролю температур, перепадів тиску, тощо), так і повірених переносних приладів (газоаналізатори, трубки Піто та ін.).

Достовірність отриманих результатів забезпечена коректною постановкою задач, використанням нормативних методів розрахункового дослідження та стандартних методів теплотехнічних випробувань, в кінцевому рахунку – ефективною і безаварійною роботою котельного обладнання після впровадження розроблених технічних рішень.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Вперше розрахунково доведено та експериментально підтверджено, що при переведенні антрацитових котлів на спалювання газового вугілля температура в топці знижується за рахунок збільшення витрати продуктів згоряння, в тому числі з урахуванням рециркуляції димових газів на сушку палива, та зменшення витрати гарячого повітря. Це призводить до збільшення винесення теплоти з топки, що змінює частку теплосприйняття конвективних поверхонь нагріву котла і потребує врахування при розробленні технічних рішень з переведення котлів на газове вугілля, та до зниження генерації термічних оксидів азоту.
2. Для пиловугільних котлів вперше встановлено обмеження потужності при переведенні з антрациту на спалювання газового вугілля за рахунок збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння газового вугілля порівняно з антрацитом, а також температури та, відповідно, об'ємної витрати відхідних газів, що потребує врахування при розрахунку їх очікуваних техніко-економічних показників.
3. Вперше доведено можливість, знайдені умови організації та реалізоване спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин, з переведенням з вугілля газової групи на антрацит або навпаки за рахунок лише регулювання режимних параметрів.
4. Вперше обґрунтовано критерій можливості переведення котлів зі щільним шаром з вугілля на біомасу за приведеною питомою витратою продуктів згоряння і встановлено, що умовою такого переведення є перерозподіл теплосприйняття в конвективній шахті в бік збільшення економайзера та зменшення повітропідігрівника.

5. Вперше експериментально встановлено ефект абразивного очищення поверхонь нагріву котлів зі щільним шаром від золених відкладень біомаси при почерговому або спільному спалюванні біомаси з вугіллям.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Розроблено та розрахунково обґрунтовано:

- технічні рішення з реконструкції газомазутних котлоагрегатів ТГМП-314 і ТГМП-204 енергоблоків 300 і 800 МВт Трипільської та Запорізької ТЕС для їх переведення на газове вугілля зі збереженням габаритів і 80-100% теплової потужності топки;
- технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210 і ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Зміївської ТЕС на газове вугілля;
- технічні рішення з організації спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільному котлоагрегаті ТПП-210А Трипільської ТЕС;
- типові технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ паропроductивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля.

2. Розроблено, розрахунково обґрунтовано та практично реалізовано:

- технічні рішення з переведення трьох антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської ТЕС на газове вугілля;
- технічні рішення з переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов'янської ТЕС на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом летких речовин;
- технічні рішення для переведення антрацитових котлоагрегатів паропроductивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану;
- технічні рішення для переведення чотирьох антрацитових котлів зі щільним шаром Хоростківського цукрового заводу на спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля;
- технічні рішення для реконструкції газомазутних котлів типу БКЗ-75ГМА Радехівського та Чортківського цукрових заводів з переведенням на

спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля на ланцюговій колосниковій решітці.

Практичне використання результатів підтверджене 6 актами енергопідприємств та підприємств харчової промисловості (див. додаток Б). Роботу "Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження", в якій відображені результати розробок здобувача в частині переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля і підготовки та спалювання біомаси в антрацитових котлоагрегатах, відзначено Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік (див. додатки В, Г).

Особистий внесок здобувача. Дисертація містить результати власних досліджень. Всі результати, представлені в роботі, базуються на теоретичних і експериментальних дослідженнях, виконаних особисто та за безпосередньою участю автора. Постановка завдань, аналіз та узагальнення результатів в частині переведення на газове вугілля антрацитових і газомазутних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ виконані під науковим керівництвом д.т.н. М.В.Чернявського. Розрахункові дослідження та розроблення технічних рішень в частині переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на газове вугілля та паливну біомасу виконані автором самостійно. В усіх випадках, де розробки виконувались колективно, вказані співавтори та учасники розробок. Результати спільних робіт частково використані в докторській дисертації наукового керівника роботи М.В.Чернявського, де у всіх випадках зазначене співавторство із здобувачем.

У наукових працях, які виконані у співавторстві, особистий внесок автора полягає в наступному: [1-3, 5, 6, 8, 9, 13, 16, 18-24, 26-28, 30, 31, 34-43] – участь в розробленні технічних рішень, виконання теплових розрахунків, аналіз результатів; [7] – аналіз котельного парку промислових котелень і ТЕЦ; [11] – узагальнення даних із вмісту недопаленого вуглецю в золі антрацитових ТЕС; [14] – техніко-економічне порівняння експлуатації різних типів пилосистем; [15] – аналіз сучасних тенденцій у вугільній енергетиці; [29, 32] – аналіз паливної

бази, технічного стану обладнання ТЕС і ТЕС, сучасного значення та перспектив розвитку вугільної генерації.

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на 12 міжнародних конференціях, в тому числі на X-XIX Міжнародних науково-практичних конференціях “Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку” (Київ, 2014-2023 рр.; до 2021 р. - “Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку”), Міжнародній науково-практичній конференції “Вугільна теплоенергетика в Казахстані: Проблеми. Рішення. Перспективи розвитку (Нур-Султан, 2020 р.), 87-й Міжнародній науковій конференції "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті" (Київ, 2021 р.).

Публікації. Матеріали дисертації опубліковані в 43 друкованих роботах, з них 5 статей у виданнях, проіндексованих у міжнародній наукометричній базі даних Scopus, 4 статті - у наукових фахових виданнях України, 1 стаття – у науково-виробничому журналі Міненерго України, 1 стаття – у вітчизняному науковому збірнику, 25 праць у збірниках матеріалів міжнародних конференцій, 7 патентів України на корисну модель (див. додаток А).

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, 5 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 124 найменувань та 4 додатків. Загальний обсяг роботи – 216 сторінок. Обсяг основної частини дисертації - 158 сторінок, в тому числі 15 окремих сторінок з рисунками і таблицями, всього дисертація містить 44 рисунки та 21 таблицю.

РОЗДІЛ 1

АКТУАЛЬНІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ ВІТЧИЗНЯНОГО
ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ ТА БІОМАСИ В ПЕРЕХІДНИЙ ПЕРІОД
СТАНОВЛЕННЯ БЕЗВУГЛЕЦЕВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

1.1. Ресурсна база твердопаливної енергетики в Україні

Питання ресурсної бази енергетичного вугілля в Україні розглянуті в роботах [1-3, 6-15] та узагальнені автором в публікаціях [16-18].

Станом на 2012 рік Україна входила в десятку найбільших вугільних держав, а за запасами антрациту займала третє місце в світі. Підтверджені запаси вугілля складали 56,2 млрд. т, з яких на Донбас припадало 93%, на Львівсько-Волинський басейн – 4,5%, на Дніпровський буровугільний басейн – 2%. Балансові запаси категорії А+В+С₁ складали 44,6 млрд. т, з яких понад 31 млрд. т припадало на енергетичне вугілля.

Енергетичне вугілля поділяється на 2 великі групи: група марок Д, ДГ, Г (газове вугілля) і група А, П (низькорекційне вугілля). Основним критерієм поділу згідно з ДСТУ 3472:2015 [19], ДСТУ 4083:2012 [20] є вихід летких речовин для сухого беззольного стану палива V^{daf} (35-45% для вугілля газової групи і менше 18% для групи низькорекційного вугілля). До газової групи можна віднести також частину вугілля марок ГЖП, ГЖ, Ж, яку не використовують для коксування, з виходом летких речовин понад 35%. Формально до енергетичного вугілля відносять також буре (марка Б), але практично вітчизняне буре вугілля не використовується на ТЕС і ТЕЦ з огляду на низьку калорійність та значний вміст сірки. Загалом у 2012 році запаси категорії А+В+С₁ енергетичного вугілля газової групи складали близько 22,5 млрд. т, низькорекційного вугілля – близько 8,2 млрд. т.

На рис. 1.1 наведено динаміку видобутку енергетичного вугілля за роки незалежності України. Зменшення видобутку до 1997 року, пов'язане з кризою економіки після розвалу СРСР, змінилось поступовим зростанням, яке

обірвалось у 2014 році з початком бойових дій на сході країни. Тоді на тимчасово окупованих територіях опинилась значна кількість шахт і збагачувальних фабрик, в тому числі всі шахти з видобутку антрациту і пісного вугілля. Тим не менш, значні ресурси та видобуток енергетичного вугілля газової групи залишились у Західному Донбасі, в Павлоградському регіоні, у Львівсько-Волинському басейні, що дозволило стабілізувати видобуток у 2018 році.

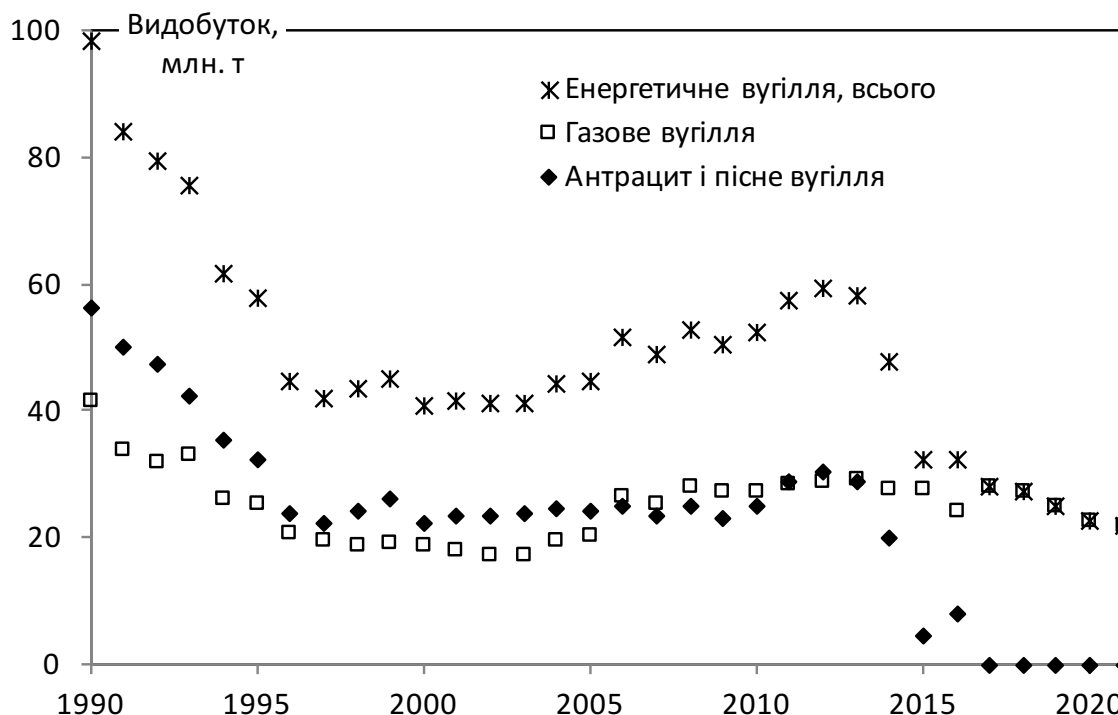


Рис. 1.1. Динаміка видобутку енергетичного вугілля в Україні загального та по групах марок [2, 9, 11, 18]

У 2019-2020 рр. з причин, пов'язаних з наслідками недостатньо продуманого впровадження “нового енергетичного ринку” [1, 16], відбувалось зменшення видобутку енергетичного вугілля (табл. 1.1). У 2019 р. це зменшення частково компенсувалось збільшенням імпорту низькорекційного вугілля, переважно з РФ, а також з США і ПАР. Проте у 2020 р. внаслідок торгівельних обмежень з боку як України, так і РФ зменшився і імпорт. Тому у 2020 році порівняно з 2019 поставки вугілля на ТЕС скоротились на 34%. Тим не менш, у 2021 році ситуацію з поставками палива на електростанції вдалося стабілізувати.

Таблиця 1.1 – Динаміка видобутку та імпорту енергетичного вугілля в Україні
[1, 16]

Видобуток, млн. т (газова група):	2016	2017	2018	2019	2020
Державні підприємства	4,2	3,9	3,6	2,7	бл. 2,2
Приватні підприємства (ДТЕК)	28,3	24,2	23,9	22,2	бл. 20,5
Всього	32,5	28,1	27,5	24,9	22,7
Імпорт, млн. т (антрацит і пісне)	0,5	5,1	5,2	6,0	2,6
В т.ч. з РФ, млн. т	0,24	3,8	4,1	5,3	2,4

До початку активних бойових дій найбільшими виробниками енергетичного вугілля були [12-15]:

- для електростанцій компанії ДТЕК Енерго – ПАТ “ДТЕК Павлоградвугілля”, ТДВ “Шахта Білозерська”, до 2021 року – ТОВ “Добропіллявугілля”;
- для решти ТЕС і ТЕЦ – ДП “Первомайськвугілля”, Мирноградвугілля”, “Селидіввугілля”, Львіввугілля”, “Волиньвугілля”, ПАТ “Лисичанськвугілля”, ДВАТ “Шахта Надія”, з 2021 р. – ДП “Добропіллявугілля-видобуток”, частково – ДП “Шахта ім. Сургая”, ш/у “Південнодонбаське №1”, ВК “Краснолиманське” та підприємства на базі шахти “Краснолиманська”, які видобувають як коксівне, так і енергетичне вугілля.

Після 24.02.2022 р. у вуглевидобувних районах Донбасу окуповано або затоплено 10 вугільних шахт, ще дві припинили роботу через перебування в зоні бойових дій [15, 17]. В табл. 1.2 за даними [12, 15] наведена ресурсна база енергетичного вугілля України станом на 01.01.2022 р. Курсивом виділені підприємства, втрачені в результаті російської агресії. За цими даними, з окупованими, зруйнованими, затопленими шахтами у 2022 році країна тимчасово втратила 24,4% промислових запасів енергетичного вугілля.

Інша ситуація склалася з видобутком енергетичного вугілля. Починаючи з 2017 року, припинились інвестиції в розвиток державних шахт, а з переходом до “нового енергоринку” та із встановленням необґрунтовано низьких цінових обмежень, які нівелювали плату за регулюючу функцію ТЕС, збитковими стали вироблення електроенергії на багатьох ТЕС та видобуток вугілля на державних

вугільних підприємствах [1, 16]. Це викликало скорочення як вироблення електроенергії на ТЕС, так і видобутку енергетичного вугілля, але це скорочення неоднаково охопило приватний та державний сектори. За даними робіт [12, 13, 15], у 2021 році сумарний видобуток по шахтах, які у 2022 році втрачені або припинили роботу (а це в основному державні шахти), становив всього 4% від загального видобутку енергетичного вугілля.

Таблиця 1.2 - Ресурсна база шахт, що видобувають енергетичне вугілля, на підконтрольній території України станом на 01.01.2022 [12, 15]

Підприємство	Марка вугілля	Промислові запаси, тис. т
ДП «Шахта ім. М.С. Сургая»	Г	130126
Ш/у «Південнодонбаське № 1»	ДГ	47512
ДП «Первомайськвугілля»	ДГ, Г	141469
ПАТ «Лисичанськвугілля»	ДГ	143956
ДП «Мирноградвугілля»	Г, ГЖП	145657
ДП «Селидіввугілля»	ДГ, Г	244116
ВК "Краснолиманська"	Ж/Г	226976
ДВАТ "ш. Надія"	ГЖ	1299
ДП «Львіввугілля»	Г, ГЖ	85768
ДП «Волиньвугілля»	ДГ	6344
ПАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»	ДГ, Г	400233
ТОВ «Добропіллявугілля»	ДГ, Г, ГЖП	257665
ТДВ Шахта «Білозерська»	Г	67368
Всього		1898489
Шахти, втрачені або затоплені у 2022 році		463063
% втрати ресурсної бази		24,4

В роботі [15] за матеріалами відкритих публікацій показано, що порівняно із 2021 роком у воєнному 2022 році видобуток енергетичного вугілля скоротився на 15%, що є значно меншим, ніж втрати промислових запасів шахт. Це складає мінімально необхідну ресурсну базу для постачання на ТЕС та вугільні ТЕЦ, хоча й недостатньо для забезпечення потреб цементної промисловості, промислових і комунальних котелень, побутових потреб, тощо.

В Енергетичній стратегії України на період до 2035 року [21] ставилась задача збільшення частки відновлюваних джерел (ВЕС, СЕС, ГЕС, паливної біомаси) при зменшенні частки викопних палив. У складі загального первинного постачання енергії передбачалось зменшення частки вугілля з 30,4 до 12,5% при зростанні частки біопалив до 11,5%. В роботі [22] автором показано, що в Україні, як і у світі, біомаса розглядається як потужна альтернатива викопним паливам, сфера енергетичного використання якої швидко розширюється. Її вважають екологічно чистим паливом у порівнянні з вугіллям. Як правило, вона містить мало сірки, тому емісія сірчистого ангідриду при її спалюванні незначна, а завдяки порівняно невисоким температурам її спалювання супроводжується відносно невеликою генерацією паливних оксидів азоту [23, 24]. Завдяки включенню біомаси у природний цикл поглинання та вивільнення CO_2 , спалювання біомаси не призводить до посилення парникового ефекту [25].

В Україні основними придатними для енергетичного використання видами твердої біомаси є деревина, солома рослин та лушпиння соняшника [26]. Технічно доступний потенціал агробіомаси в Україні складає понад 11,4 млн. т у.п. на рік, деревної біомаси – понад 4,5 млн. т у.п. на рік [5]. У вихідному стані біомаса має низьку насипну щільність і, відповідно, займає великий об'єм (табл. 1.3). При цьому вихідна вологість сягає 20-40% і більше, що зменшує її калорійність та суттєво підвищує витрати на транспортування. Більш зручною формою біомаси є пелети (гранули), які пресуються під тиском до 300 атм з подрібнених деревних (87% в загальному обсязі сировини) та сільськогосподарських відходів. У якості в'язучої речовини виступає складовий компонент рослин – лігнін, що пластифікується в процесі грануляції під впливом високої температури. Довжина пелет звичайно складає від 10 до 30 мм, діаметр від 6 до 10 мм. При пресуванні пелет видаляється зайва зовнішня волога, внаслідок чого збільшується нижча теплота згоряння (калорійність) палива, а також значно зростають насипна щільність та вологостійкість, що робить пелети зручними для транспортування, зберігання та паливоподачі в енергоустановки [22].

Таблиця 1.3 - Основні характеристики твердої біомаси [26]

Типи біомаси/ біопалива	Вміст вологи, %	Густина, кг/м ³	Об'ємна щільність, кг/м ³	Вміст золи, %	Нижча тепло- та згоряння, МДж/кг
Солома					
Розсипом (січка)	10-20	-	40-55	3-4	13-15
Пресована	10-20	100-140	~100	3-4	13-15
Пелети	до 10	1000-1400	550-650	4-5	15-16
Кукурудза					
Стебла	30-35	-	80-90	5	12-14
Початки	15-20	-	150-190	5	14-16
Деревина					
Відходи, тріска	40-50	600-800	150-300	0,6-1,5	8-10
Пелети	до 10	1000-1400	550-650	0,5-1	17-19
Лушпиння соняшника					
Розсипом	15	-	90-100	4-5	16
Пелети	до 10	1000-1400	550-650	4-7	15-17

Використання твердої паливної біомаси в котлах малої та середньої потужності могло б суттєво розширити їх паливну базу без погіршення екологічних показників. Але основними відмінностями паливної біомаси від вугілля є високий вихід летких речовин, а також високий вміст органічного кисню, що в поєднанні з високою вологістю визначає її низьку калорійність та високий питомий об'єм продуктів згоряння. Крім того, високий вміст оксидів лужних металів в золі визначає низькі температури шлакування поверхонь нагріву котлів, що призводить до частих вимушених зупинок для їх очищення. Тому переведення існуючих котлів на паливну біомасу є складною науковою та інженерною задачею.

1.2. Перспективи енергетичного використання вітчизняного газового вугілля та біомаси в перехідний період становлення безвуглецевої енергетики

В новій Енергетичній стратегії України до 2050 року [29] передбачається наростити потужності вітрової генерації – до 140 ГВт, сонячної – до 94 ГВт, накопичувачів енергії (energy storage) – до 38 ГВт, атомної генерації – до 30 ГВт, ТЕЦ та біоенергетичних потужностей – до 18 ГВт, гідрогенерації – до 9 ГВт. В проекті Плану відновлення України Національної ради з відновлення України [30] поставлено задачу зменшення у 2032 році частки вироблення електроенергії з вугілля до 2%. У проекті Плану відновлення відзначається підсилення ролі теплових електростанцій для регулювання навантаження в енергосистемі з високою часткою нерегульованої генерації з альтернативних джерел, але основним паливом для них плануються природний газ та біомаса.

Не піддаючи сумніву необхідність руху в бік декарбонізації енергетики, зазначимо, що її заплановані темпи не враховують корегування європейських планів декарбонізації в умовах відмови від постачання російського газу. Так, у 2022 році в Німеччині частково відновили вугільну генерацію для покриття дефіциту газу і для регулювання енергоспоживання, а такі вугільні держави, як Польща, не припиняли і видобуток енергетичного вугілля. У “Світовому енергетичному огляді” Міжнародної енергетичної агенції за 2022 рік (WEO-2022) [31] найбільш реалістичним визначено сценарій заявленої політики, який враховує сучасні реалії та диференціацію планів кожної країни; за цим сценарієм, до 2030 року енергетичне використання вугілля в світі зменшиться лише на 12%, а в країнах з економіками, що розвиваються, до яких відноситься і Україна, навіть збільшиться. У 2050 році очікується зменшення енергетичного використання вугілля в світі лише до 65% від рівня 2021 року, і те в основному за рахунок країн з розвинутою економікою (рис. 1.2). Тому Україні, для якої, як і для Польщі та Китаю, місцеве вугілля є важливим чинником енергетичної незалежності, не слід занадто поспішати з його виключенням з енергетики.

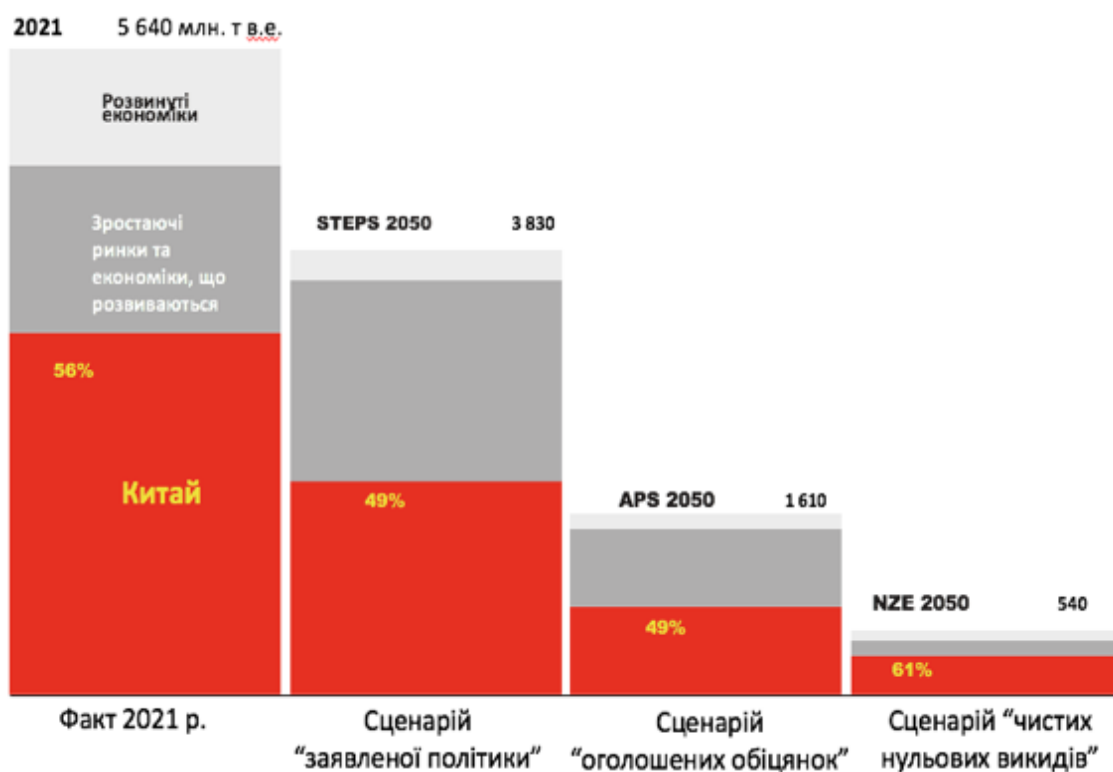


Рис. 1.2. Сценарії майбутнього використання вугілля у світі (WEO-2022) [29]

На підставі наведеного в роботі [2] зроблено висновок, що в Україні, як і в світі, ще як мінімум 10-20 років будуть паралельно існувати дві системи виробництва енергії – з відновлюваних джерел та з викопних палив, в тому числі для забезпечення регулювання потужності. При цьому промислових запасів та виробничої потужності діючих шахт вистачить для мінімально необхідного забезпечення ТЕС і вугільних ТЕЦ [32], а використання паливної біомаси буде доцільним як в котлах малої та середньої потужності, так і при спільному спалюванні з вугіллям на електростанціях для зменшення викидів парникових та шкідливих газів [22].

1.3. Стан котельного обладнання ТЕС та можливі напрямки їх реконструкції з переведенням на доступне вітчизняне паливо

Оскільки вугілля є основним енергетичним ресурсом вітчизняного походження, вугільні електростанції були і залишаються основою енергетичної

незалежності України [2-3, 7-11, 21, 33]. В умовах, коли енергоблоки АЕС здатні нести лише базове навантаження, посухи останніх років суттєво зменшили регулювальні можливості гідроелектростанцій, а вироблення енергії відновлюваними джерелами (ВДЕ) сильно залежить від часу доби та погодних умов, пиловугільні енергоблоки залишились основним інструментом регулювання графіку енергоспоживання [1, 10, 16].

На рис. 1.3 за даними [33] наведено динаміку структури встановлених потужностей електростанцій Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України за останні 10 років. До 2016 року на ТЕС генеруючих компаній (ГК) припадало понад 50% встановлених потужностей ОЕС. Після 2017 року ця частка почала зменшуватись з трьох причин: вибуття з обліку Зуївської та Старобешівської ТЕС, що опинились на тимчасово окупованій території, зняття з експлуатації найбільш зношених енергоблоків та збільшення потужностей ВДЕ. Тим не менш, до початку повномасштабної російської агресії частка потужностей ТЕС ГК становила майже 40% і була найбільшою серед усіх джерел генерації.

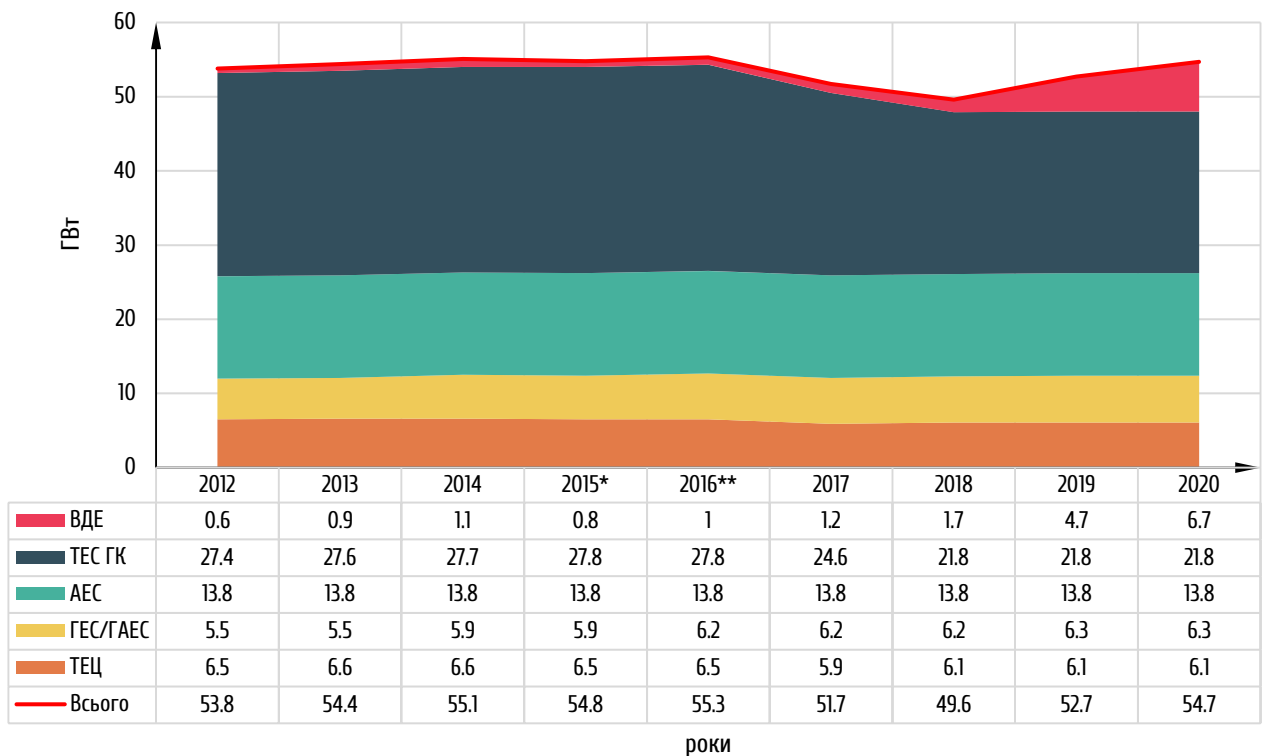


Рис. 1.3. Динаміка структури встановлених потужностей електростанцій ОЕС України [31]

Генеруючі потужності ТЕС мають цілу низку проблем, серед яких – моральна застарілість котлоагрегатів та турбін, повна відсутність обладнання для сірко- та азотоочищення відхідних газів і недостатня ефективність засобів пилоочищення на деяких котлах, тощо. Та основних проблем дві. Перша - це сильна зношеність обладнання енергоблоків, викликана їх напрацюванням понад 250-300 тис. годин (рис. 1.4) [34], постійним використанням в непроекtnих напівпікових режимах і недостатніми обсягами реконструкції: до кінця 2018 року з 68 вугільних енергоблоків ТЕС, які залишились на контрольованій території, модернізовано лише 20 [3, 10, 35], після ж введення “нового енергетичного ринку” генеруючі компанії втратили можливість накопичення коштів для реконструкції та модернізації [1, 16]. Друга полягає в тому, що, з урахуванням значних антрацитових покладів, з 14 ТЕС України 7 були спроектовані для спалювання вугілля газової групи, 7 - для спалювання донецького антрациту і пісного вугілля, і після 2014 року останні опинились в умовах обмеження, а починаючи з 2017 року - і повного припинення постачання проектного палива [1, 2, 7-10, 16, 36].

Основу генеруючого обладнання ТЕС складають енергоблоки з однократним проміжним перегрівом пари, з температурою гострої пари і пари промперегріву 545°C , з докритичними параметрами пари (ДКТ, тиск 14 МПа) на блоках електричною потужністю 150 і 200 МВт і надкритичними (НКТ, тиск 25 МПа) - на блоках 300 і 800 МВт. Крім Добротвірської та Курахівської, на інших ТЕС котлоагрегати – з рідким шлаковидаленням (РШВ). Станом на 2017 рік ТЕС, розташовані на контрольованій території, мали в експлуатації таке котельне обладнання [3, 10, 34].

ПАТ “Центренерго”:

– Трипільська ТЕС: 4 пиловугільні енергоблоки 300 МВт з котлами ТПП-210А (НКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля), 2 газомазутні енергоблоки 300 МВт з котлами ТГМП-314 (НКТ, законсервовані через дефіцит і дорожнечу газу);

- Зміївська ТЕС: 6 пиловугільних енергоблоків 200 МВт з котлами ТП-100 (ДКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля), 4 пиловугільні енергоблоки 300 МВт з котлами ТПП-210, ТПП-210А (НКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля, в тому числі блок №8 реконструйованих консорціумом німецьких фірм з впровадженням інтегрованих плавильних передтопків);
- Вуглегірська ТЕС: 4 пиловугільні енергоблоки 300 МВт з котлами ТПП-312А (НКТ, проектне паливо – вугілля газової групи), 3 газомазутні енергоблоки 800 МВт з котлами ТГМП-204 (НКТ, законсервовані через дефіцит і дорожнечу газу).

ПАТ “Донбасенерго”:

- Слов’янська ТЕС: 1 черга – 2 пиловугільні котли ТП-230-2 паропродуктивністю по 250 т/год. (ДКТ, проектне паливо - антрацит), 2 черга – пиловугільний енергоблок 800 МВт з котлом ТПП-200-1 (НКТ, проектне паливо – антрацит); особливість ТЕС – сушка і розмел антрациту на центральному пилозаводі.

ТОВ “ДТЕК Східенерго”:

- Луганська ТЕС: 6 пиловугільних енергоблоків 200 МВт з котлами ТП-100, ТП-100А (ДКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля);
- Курахівська ТЕС - 7 пиловугільних енергоблоків 210 МВт з котлами ТП-100 (ДКТ, проектне паливо – вугілля газової групи), тверде шлаковидалення (ТШВ).

ПАТ “ДТЕК Дніпроенерго”:

- Запорізька ТЕС: 4 пиловугільні енергоблоки 300 МВт з котлами ТПП-312А (НКТ, проектне паливо – вугілля газової групи), 3 газомазутні енергоблоки 800 МВт з котлами ТГМП-204 (НКТ, законсервовані через дефіцит і дорожнечу газу);
- Придніпровська ТЕС: 4 пиловугільні енергоблоки 150 МВт з котлами ТП-90 (ДКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля), 3 пиловугільні енергоблоки 300 МВт з котлами ТПП-210, ТПП-110 (НКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля);
- Криворізька ТЕС: 9 пиловугільних енергоблоків 300 МВт з котлами П-50, ТПП-210А (НКТ, проектне паливо – антрацит і пісне вугілля).

ПАТ “ДТЕК Західенерго”:

- Ладжинська ТЕС: 6 пиловугільних енергоблоків 300 МВт з котлами ТПП-312 (НКТ, проектне паливо – вугілля газової групи);
- Бурштинська ТЕС: 12 пиловугільних енергоблоків 200 МВт з котлами ТП-100 (ДКТ, проектне паливо – вугілля газової групи);
- Добротвірська ТЕС: 2 черга - 7 пиловугільних котлів ТП-10 паропроductивністю по 220 т/год. (ДКТ, проектне паливо – вугілля газової групи), 3 черга - 2 пиловугільні енергоблоки 150 МВт з котлами ТП-92 (ДКТ, проектне паливо – вугілля газової групи), тверде шлаковидалення (ТШВ).

Всі котлоагрегати, крім ТПП-200-11 Слов'янської ТЕС з центральним пилозаводом і ТП-92 Добротвірської ТЕС з прямим вдуванням пилу в пальники, обладнані індивідуальними замкнутими пилосистемами з проміжним бункером пилу і скиданням відпрацьованого сушильного агента в топку.

Енергоблоки від початку проектувалися на більшу температуру гострої пари (575/570°C), але за умови недостатньої стійкості металів, що були використані, цю температуру зменшили циркуляром ГТУ Міненерго СРСР у 1971 році [37]. Цей захід певною мірою погіршив техніко-економічні показники, але саме завдяки йому збільшились терміни експлуатації.

Основними недоліками антрацитових котлів є неможливість роботи на навантаженнях нижче 70% без “підсвічування” факелу мазутом або газом та високий вміст недопаленого вуглецю в леткій золі через низьку реакційну здатність палива. Автором в роботі [38] показано, що саме через цю обставину зола антрацитових ТЕС не знаходить збуту для дорожнього будівництва, у виробництві цементу, будматеріалів, тощо. Низька реакційна здатність антрациту і пісного вугілля є також причиною збільшеної порівняно з вугіллям газової групи питомої витрати палива на відпуск електроенергії (400-420 г у.п./(кВт·год.) проти 360-390 г у.п./(кВт·год.) на газовому вугіллі) [52].

Повномасштабна російська агресія суттєво змінила умови функціонування та розвитку енергетичної галузі. В роботі [17] автором показано, що значна частина генеруючих потужностей, в тому числі АЕС, ВЕС та СЕС, опинилась на тимчасово окупованій території, частина місць видобутку вітчизняного газу

опинилась або на окупованих територіях, або в небезпечному наближенні до зони бойових дій, поставки з РФ та Білорусі, які до війни складали основну частину імпорту низькорекційного енергетичного вугілля, повністю припинились, а з урахуванням відмови Європи від поставок російського газу слід очікувати обмеження обсягів та значне подорожчання імпорту газу в Україну. За цих умов теплові електростанції, попри втрату тимчасово окупованих Луганської, Запорізької, Вуглегірської ТЕС та часткове пошкодження обладнання Зміївської, Ладизинської та деяких інших ТЕС, стали ще потужнішим чинником безперебійного енерго- і теплопостачання та регулювання навантаження в ОЕС.

З наведеного випливає необхідність реконструкції та модернізації котельного обладнання ТЕС, в тому числі в напрямках:

- переведення антрацитових та газомазутних котлоагрегатів на доступне вітчизняне тверде паливо – вугілля газової групи;
- організації спільного спалювання вугілля з біомасою для розширення паливної бази ТЕС та скорочення викидів сірчистого ангідриду, оксидів азоту і парникових газів згідно з вимогами Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ) [39].

Наукова та інженерна складність цих задач пов'язана з різним виходом летких речовин та різною реакційною здатністю різних видів твердого палива, що визначають різні умови безпечного пилоприготування та ефективного горіння, з різною питомою витратою продуктів згорання, тощо.

1.4. Особливості експлуатації ТЕЦ і котелень та можливі напрямки їх реконструкції з переведенням на доступне вітчизняне паливо

З 8 вугільних ТЕЦ України 5 мають проектним паливом антрацит і пісне вугілля (Дарницька в Києві, Чернігівська, Сумська, Краматорська і Харківська ТЕЦ-2 “Есхар”), а Миронівська ТЕЦ за первинним проектом мала 10 котлів, половина з яких були антрацитовими [10, 40, 41]. Ці котли є пиловугільними,

паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. Спільним у котлів всіх типів є барабанний тип з природною циркуляцією, з докритичними параметрами і без проміжного перегріву пари, рідке шлаковидалення, для чого нижня частина топки покрита жаростійкою футерівкою, трубчасті повітропідігрівники, пилосистеми з кульобарабанными млинами (сушильний агент – гаряче повітря), з млиновими вентиляторами та з проміжним бункером пилу. Котли відрізняються типом пальників (вихрові або прямоточні), конструкцією поду топки (круті або похилі скати), способом транспорту пилу до пальників. Сюди ж можна віднести і першу чергу Слов'янської ТЕС, де встановлені антрацитові котли такої ж паропродуктивності. Основні характеристики котлів за даними [41] наведені в табл. 1.4.

Котлоагрегати ТЕЦ в основному збудовані раніше, ніж ТЕС, і мають більший ступінь зношеності, а час вигорання пилу в топках менших габаритів відповідно менший. Тому повнота вигорання в них менша, ніж в котлах ТЕС, а організація стійкого рідкого шлаковидалення та регулювання навантаження, як правило, потребують значної частки газового підсвічування. Деякі з антрацитових котлів ТЕЦ взагалі свого часу були переведені на спалювання природного газу.

Таблиця 1.4 – Основні характеристики антрацитових котлів ТЕЦ
і перших черг ТЕС

Підприємство	Котлоагрегати	Паропродуктивність, т/год.	Пальники
Дарницька ТЕЦ	ТП-170	170	Вихрові
	ТП-13, ТП-15, ТП-47	220	Прямоточні
Чернігівська ТЕЦ	БКЗ-210-140ПТ	210	Прямоточні
Сумська ТЕЦ	ЦКТИ-75-39-Ф2М	90	Вихрові
Краматорська ТЕЦ	ТП-170	170	Вихрові
	БКЗ-160-100ПТ	160	Прямоточні
ТЕЦ-2 «ЕСХАР»	67-2СП	230	Прямоточні
Миронівська ТЕЦ	ТП-230-3	230	Прямоточні
	Еп-230-10-510	230	Вихрові
Слов'янська ТЕС (1 ч.)	ТП-230-2	250	Вихрові

При обмеженнях в постачанні донецького антрациту і пісного вугілля та імпортного природного газу котли антрацитових ТЕЦ опинились в більш складному стані, ніж ТЕС, і вимагали невідкладної реконструкції з переведенням на газове вугілля ще наприкінці 2010-х років. У 2022 році тимчасово окупована Миронівська ТЕЦ, зупинені через бойові дії і частково пошкоджені ТЕЦ-2 “Есхар”, Краматорська ТЕЦ, Чернігівська ТЕЦ внаслідок руйнувань від обстрілів тимчасово працює на природному газі [17, 42]; важливість переведення на газове вугілля решти ТЕЦ для забезпечення критично важливого в умовах воєнного часу тепло- та енергопостачання ще збільшилась.

На підставі аналізу даних [4, 10, 43] автором в роботі [22] показано, що до 2014 року загальна кількість котелень у міській та сільській місцевостях становила понад 30 тис. одиниць, а котлів, які виробляли за рік близько 70 млн. Гкал теплової енергії та мали сумарну встановлену потужність близько 100 тис. Гкал/год. – 68 тисяч. З урахуванням промислових котелень, загальна кількість котлів сягає 80 тисяч. Парк теплової енергетики України відрізняється різноманітністю застарілих моделей, значна частина з них – або вугільні, в тому числі антрацитові, або переведені на природний газ вугільні котли зі щільним шаром. Основу парку складають парові та водогрійні котли малої (тепловою потужністю до 11,7 МВт, або паропродуктивністю до 25 т/год., наприклад, типів НІСТУ, “Універсал”, ДКВР) та середньої потужності (23,4-35,0 МВт, або 35-75 т/год., наприклад, типів БКЗ, ПТВМ, КВ-ГМ) [44, 45]. На підприємствах цукрової промисловості понад 50 років працюють твердопаливні котли типів “Радіант”, Штейн-Рубе-Альстом, газомазутні котли типів ТС-20 ГМ, БГМ-35М, БКЗ-35 ГМ, БКЗ-75 ГМА. Котли потужністю до 3,0 МВт складають до 85% парку, але виробляють лише 20% теплової енергії; 10% котлів, що покривають 30% теплових навантажень - потужністю до 20 МВт; основну потребу у тепловій енергії забезпечують котли потужністю від 20 до 100 МВт. З припиненням поставок донецького антрациту, з одного боку, і стрімким подорожчанням природного газу для комунальних і промислових потреб – з іншого, практично та економічно доступна паливна база цієї частини теплової генерації різко

скоротилась. Не в кращому стані опинились і підприємства з газомазутними котлами. Використання твердої паливної біомаси в котлах малої та середньої потужності могло б суттєво розширити їх паливну базу.

Впровадження котлів на біомасі в Україні в останні роки розвивається недостатньо активно. Встановлюються нові котли, від початку для спалювання біомаси, переважна більшість з них – тепловою потужністю до 5 МВт [46]. Застосування нових котлів пов'язане з принциповими відмінностями топкових процесів при спалюванні вугілля та біомаси з причини різного виходу та швидкості виходу летких речовин, різних розмірів та густини частинок коксозольного залишку, температур плавкості золи та спікливості шлаку, різної питомої витрати продуктів згоряння, тощо. Але встановлення нових котлів на біомасі тепловою потужністю понад 5 МВт не під силу більшості комунальних та промислових підприємств.

Тому актуальною стає задача подовження терміну експлуатації твердопаливних, в тому числі переведених на газ, і газомазутних котлів малої та середньої потужності та розширення їх паливної бази шляхом розробки технічних рішень з їх переведення на спалювання твердої паливної біомаси з використанням газового вугілля як резервного палива, з максимальним використанням наявного обладнання і з урахуванням сучасних технологічних та екологічних вимог. Як показано в 1.1, переведення існуючих котлів на біомасу є складною науковою та інженерною задачею з урахуванням різного складу і теплотехнічних характеристик проектних палив та біомаси.

1.5. Висновки та постановка задач дослідження

Матеріали, наведені в цьому розділі, свідчать про наступне.

1. Основним енергетичним ресурсом вітчизняного походження є вугілля. Запаси енергетичного вугілля та виробнича потужність вуглевидобувних підприємств є достатніми для забезпечення мінімально необхідного споживання ТЕС та вугільних ТЕЦ навіть після окупації частини Донбасу у 2014 році та після

втрати частини шахт внаслідок повномасштабної російської агресії, але недостатніми для забезпечення потреб цементної промисловості, промислових і комунальних котелень, побутових потреб, тощо.

2. Як потужна альтернатива викопним паливам розглядається біомаса, яку в порівнянні з вугіллям вважають паливом екологічно чистим і “вуглецево нейтральним”, тобто таким, що не призводить до посилення парникового ефекту.

В Україні основними придатними для енергетичного використання видами біомаси є деревина, солома рослин та лушпиння соняшнику, технічно доступний потенціал яких в сумі складає до 16 млн. т у.п. на рік.

3. В новій Енергетичній стратегії України до 2050 року передбачається нарощення насамперед генерації з відновлюваних джерел, із закриттям вугільної генерації до 2035 року. В проекті Плану відновлення України Національної ради з відновлення України відзначається підсилення ролі теплових електростанцій для регулювання навантаження в енергосистемі з високою часткою нерегульованої генерації з альтернативних джерел, але основним паливом для них плануються природний газ та біомаса. Не піддаючи сумніву необхідність руху в бік декарбонізації енергетики, слід зазначити, що її заплановані темпи не враховують корегування європейських планів декарбонізації в умовах відмови від постачання російського газу та висновків Міжнародної енергетичної агенції за 2022 рік, згідно з якими до 2030 року енергетичне використання вугілля в світі зменшиться лише на 12%, а в країнах з економіками, що розвиваються, до яких відноситься і Україна, навіть збільшиться. Скоріше за все, в Україні, як і в світі, ще як мінімум 10-20 років будуть паралельно існувати дві системи виробництва енергії – з відновлюваних джерел та з вугілля, в тому числі для забезпечення регулювання споживання в Об’єднаній енергосистемі. При цьому використання біомаси буде доцільним як в котлах малої та середньої потужності, так і при спільному спалюванні з вугіллям на електростанціях для зменшення викидів парникових та шкідливих газів.

4. Вугільні електростанції були і залишаються основою енергетичної незалежності України, основним інструментом регулювання графіку

енергоспоживання. З 14 ТЕС України 7 були спроектовані для спалювання вугілля газової групи, 7 - для спалювання донецького антрациту і пісного вугілля, постачання яких припинилось внаслідок тимчасової окупації Донбасу. З аналізу складу, технічного стану і техніко-економічних показників обладнання випливає необхідність реконструкції та модернізації котельного обладнання ТЕС, в тому числі в напрямках переведення антрацитових та газомазутних котлоагрегатів на доступне вітчизняне тверде паливо – вугілля газової групи, і організації спільного спалювання в існуючих котлах вугілля з біомасою для розширення паливної бази ТЕС та скорочення викидів сірчистого ангідриду, оксидів азоту і парникових газів згідно з вимогами НПСВ.

5. Більшість вугільних ТЕЦ мають проектним паливом низькореакційне вугілля. При обмеженнях в постачанні донецького антрациту і пісного вугілля та імпортного природного газу котли антрацитових ТЕЦ паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. вимагали невідкладної реконструкції з переведенням на газове вугілля ще наприкінці 2010-х років. Важливість переведення на газове вугілля антрацитових ТЕЦ, які залишились на контрольованій території і не зазнали значної руйнації, для забезпечення критично важливого в умовах воєнного часу тепло- та енергопостачання ще збільшилась.

6. З припиненням поставок донецького антрациту, з одного боку, і стрімким подорожчанням природного газу для комунальних і промислових потреб – з іншого, практично та економічно доступна паливна база твердопаливних, в тому числі переведених на газ, котлів малої та середньої потужності комунальних та промислових котелень різко скоротилась. Тому актуальною є задача подовження терміну експлуатації та розширення паливної бази котлів тепловою потужністю понад 5 МВт шляхом розробки технічних рішень з їх переведення на спалювання твердої паливної біомаси з використанням газового вугілля як резервного палива, з максимальним використанням наявного обладнання і з урахуванням сучасних технологічних та екологічних вимог.

Таким чином, в цьому розділі виконаний аналіз парку котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, котлів малої і середньої потужності та їх потенційної паливної бази і

визначені основні типи котельних установок, які доцільно переводити на доступне вітчизняне тверде паливо – газове вугілля та біомасу. З наведеного аналізу випливає перелік задач решти досліджень та розробок даної роботи:

- встановити основні закономірності перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види палива;
- розробити та розрахунково обґрунтувати технічні рішення:
 - з реконструкції газомазутних котлоагрегатів енергоблоків 300 і 800 МВт з їх переведенням на газове вугілля;
 - з організації спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільних котлоагрегатах ТЕС;
 - з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля;
 - з переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове вугілля;
- виконати науковий супровід впровадження розроблених технічних рішень при переведенні котельних установок на спалювання газового вугілля та біомаси.

Вирішенню цих задач присвячені розділи 2-6.

Оглядово-аналітичні матеріали, наведені в розділі 1, опубліковані автором в роботах [16-18, 22, 34-36, 38-40].

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОЗПОДІЛУ ТЕПЛОСПРИЙНЯТТЯ
КОТЛОАГРЕГАТИВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ХАРАКТЕРИСТИК ПАЛИВА2.1. Основні тенденції перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття
по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види
палива

В загальному випадку сучасний паровий котел включає топку для спалювання палива, оточену радіаційними топковими екранами, що сприймають теплове випромінювання з топки¹, та конвективну частину, що сприймає теплоту продуктів згоряння після їх виходу з топки [47-49]. В конвективній частині звичайно розміщені пароперегрівники, економайзер, повітропідігрівник.

З точки зору необхідної теплоти на нагрів води, пароутворення та перегрів пари, розподіл теплосприйняття по елементах котельних установок суттєво залежить від параметрів пари. В котлах середнього тиску (4 МПа, температура свіжої пари 440°C) частка теплоти пароутворення найбільша, радіаційне теплосприйняття екранів її не завжди покриває, тому частину випарних функцій покладено на киплячий економайзер, фестон, випарні трубні пучки (рис. 1, а). По мірі збільшення тиску і температури свіжої пари (котли ДКТ) температура кипіння зростає, відповідно, зростає частка теплоти на нагрів води в некиплячому економайзері, і також - частка теплоти на перегрів пари; натомість частка теплоти на пароутворення в екранах зменшується (рис. 1, б, в). В прямоточних котлах НКТ (25,5 МПа, 545°C) частка теплоти на фазовий перехід двофазного середовища найменша, тож екрани беруть на себе частину водонагрівальних та пароперегрівальних функцій (рис. 1, г).

В кожному конкретному котлі конструктивно закладений розподіл теплосприйняття, який визначається заданими параметрами двофазного

¹ Крім котлів низькотемпературного спалювання з киплячим та циркулюючим киплячим шаром, де основним в топці є конвективно-кондуктивний теплообмін з рухомими частинками інертного золотого матеріалу [50], які не розглядаються в цій роботі.

середовища, і якому повинен відповідати розподіл тепловіддачі з боку продуктів згоряння. Останній залежить насамперед від температури і положення зони максимального тепловиділення, які визначають радіаційну тепловіддачу в топці.

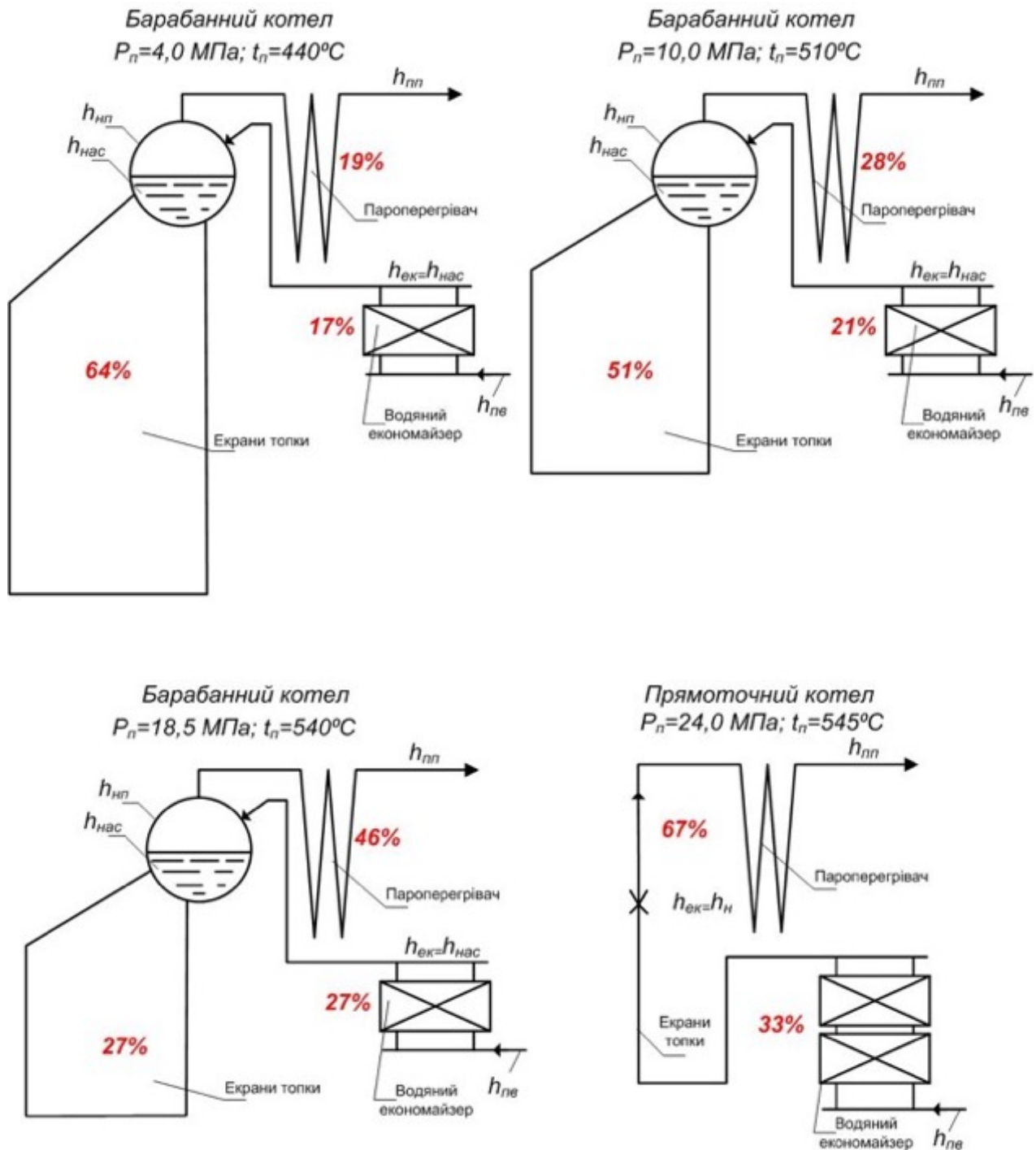


Рис. 2.1. Розподіл частки теплоти на нагрів води, пароутворення та перегрів пари в котлах при параметрах пари на виході: ЕКР – топкові екрани і частка на пароутворення; ЕК – економайзер і частка на нагрів води до насичення; ПП – пароперегрівник і частка на перегрів пари [49]

Розглянемо чинники, які для топки однакової конструкції впливають на температуру і положення зони максимального тепловиділення.

Вихід летких речовин для сухого беззольного стану зростає від менше 8% для антрациту до 35-45% для вугілля газової групи і до 70-85% для паливної біомаси, а характерний час виходу визначається головним чином темпом нагріву частинок палива і у всіх випадках є значно меншим, ніж час вигорання коксового залишку [10, 50, 51]. Із збільшенням виходу летких речовин знижується температура займання твердого палива. При пиловидному спалюванні факел скорочується, при спалюванні в щільному шарі – навпаки, частина горіння летких речовин відбувається у надшаровому просторі [53].

Реакційна здатність коксового залишку також зростає в ряду антрацит – газове вугілля – паливна біомаса [51, 53-55]. Хоча для кожного з палив ступінь вигорання за інших рівних умов зменшується із збільшенням зольності [56, 57], для більш реакційного газового вугілля і тим більше для паливної біомаси вона суттєво перевищує ступінь вигорання антрациту (наприклад, при пиловидному спалюванні вона становить 98-99% проти 94-95% у антрациту) [58]. За сукупністю показників виходу летких речовин та реакційної здатності, при переведенні з антрациту на газове вугілля або на паливну біомасу в топці однакової конструкції зона максимального тепловиділення залишається в межах топки, а ступінь вигорання збільшується.

З урахуванням цього, основним чинником, який визначає тепловіддачу від продуктів згоряння в топці, слід визнати температуру горіння, а саме – адіабатну температуру, від якої теплосприйняття екранів топки залежить в третьому ступені [59]. Адіабатна температура ϑ_a , °С, відповідає умові, коли все корисне тепловиділення в топковій камері Q_T , кДж на 1 кг палива, сприймається продуктами згоряння, і дорівнює

$$\vartheta_a = Q_T / (V_T \cdot c_T), \quad (2.1)$$

де V_T – об'єм продуктів згоряння на 1 кг палива, $\text{нм}^3/\text{кг}$, c_T – теплоємність продуктів згоряння при температурі ϑ_a , $\text{кДж}/(\text{нм}^3 \cdot \text{К})$.

Об'єм продуктів згоряння на 1 кг палива залежить від елементного складу

палива та коефіцієнту надлишку повітря α і дорівнює [60, 61]:

$$V_r = V_{RO_2} + V_{O_{N_2}} + V_{H_2O} + (\alpha - 1)V_0, \quad (2.2)$$

де стехіометричні об'єми на 1 кг палива:

повітря

$$V_0 = 0,0889(C^r + 0,375S^r) + 0,265H^r - 0,0333O^r, \quad (2.3)$$

трьохатомних газів

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S_{op+k}}{100}, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (2.4)$$

водяної пари

$$V_{H_2O} = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_0, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (2.5)$$

азоту

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V_0 + 0,008 \cdot N^p, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.6)$$

Корисне тепловиділення в топці

$$Q_T = Q_p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_\phi + Q_B + \sum r I_{r,отб}, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)}, \quad (2.7)$$

де Q_p – наявна теплота спалювання палива, кДж/кг (кДж/м³);

q_2, q_4, q_6 – втрати теплоти від хімічного та механічного недопалу, %;

Q_ϕ – теплота, що внесена в топку з паровим дуттям, кДж/кг;

Q_B – теплота, що внесена в топку повітрям кДж/кг (кДж/м³):

$$Q_B = \beta' I''_{0,в} + (\Delta\alpha_t + \Delta\alpha_{пл}) I_{0,прс}, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)}, \quad (2.8)$$

тут β' – частка повітря, що проходить крізь повітропідігрівник, $\Delta\alpha_t$ та $\Delta\alpha_{пл}$ – величини присмоктів повітря в топці та в пилосистемі, $I''_{0,в}$ та $I_{0,прс}$ – ентальпії теоретичної кількості повітря при температурі за повітропідігрівником та повітря, що присмоктується;

$\sum r I_{r,отб}$ – теплота газів рециркуляції, кДж/кг (кДж/м³), - враховується у випадку повернення в топку частини газів, що відібрані за котлом або у верхній частині топкової камери.

З наведеного випливає, що адіабатна температура залежить від коефіцієнту надлишку повітря, ступеню рециркуляції димових газів, температури нагріву повітря, тощо, але основним чинником, що її визначає за інших рівних умов, є

співвідношення між калорійністю палива та стехіометричним об'ємом продуктів згоряння.

В роботі [22] автором наведені інші міркування, які приводять до такого ж висновку. При переведенні котла з антрациту на газове вугілля або на паливну біомасу більша порівняно з вугіллям питома витрата продуктів згоряння обумовлює збільшений винос тепла з топки до конвективної шахти. При цьому теплосприйняття топкових екранів, яке значною мірою визначається випромінюванням, зменшується, а решти елементів котла, яке значною або переважною мірою визначається конвективним теплообміном, - зростає. При збільшенні частки теплосприйняття конвективних поверхонь при незмінній геометрії топки частка теплоти, що припадає на кипіння (на фазовий перехід двофазного середовища), зменшується. Але вона за визначенням не може бути меншою, ніж частка теплоти пароутворення в загальній ентальпії перегрітої пари при заданих температурі та тиску. З цього випливає, що основним необхідним критерієм можливості переведення котлів з викопного палива на біомасу без втрати теплової потужності при тих же габаритах топки є збереження витрати продуктів згоряння при номінальному тепловому навантаженні котла, або, після нескладних перетворень, - відношення питомого об'єму продуктів згоряння до калорійності палива, $(\text{нм}^3/\text{кг})/(\text{МДж}/\text{кг})$. Представлення характеристик палива у вигляді їх відношення до калорійності відоме в теплоенергетичній літературі як “приведені характеристики” [62]. Отже, йдеться про величину приведеної питомої витрати продуктів згоряння V_r/Q_i^r , $\text{нм}^3/\text{МДж}$.

Слід зазначити, що найбільш критичною величина V_r/Q_i^r є для котлів середнього та низького тиску, де необхідна частка теплоти на кипіння є найбільшою (див. рис. 2.1, а).

В табл. 2.1 для типового антрациту, газового вугілля, різних видів паливної біомаси наведені технічний та елементний склад, нижча теплота згоряння в робочому стані, розраховані автором значення стехіометричної витрати повітря, продуктів згоряння (при коефіцієнті надлишку повітря 1,2), адіабатної температури (при температурі палива та повітря 20°C) та приведеної витрати

продуктів згоряння. На рис. 2.2 представлено взаємну залежність двох останніх параметрів.

Таблиця 2.1 – Приклади розрахованих теплотехнічних характеристик різних видів твердого палива

Паливо	А	Г	Торф фрезерний	Деревина	Лушпиння соняшнику	Торф сушонка	Пелети деревні	Пелети з лушпиння
$W_t^r, \%$	7,5	11,7	50,0	27,0	17,0	20,0	8,3	9,3
$A^r, \%$	19	20,9	5,5	0,8	3,6	8,8	0,4	4,8
$C^r, \%$	68	56,5	25,7	33,9	39,6	41,2	47,5	43,7
$H^r, \%$	1,3	3,3	2,7	5,5	4,7	4,3	5,8	5,4
$O^r, \%$	1,9	5,1	14,9	32,7	35	23,7	38,1	36,6
$N^r, \%$	0,6	1,1	1,1	0,1	0,1	1,7	0,1	0,1
$S^r, \%$	1,7	1,4	0,1	0,05	0,05	0,3	0,1	0,1
$Q_i^r, \text{кДж/кг}$	24180	21755	8506	12500	14021	15300	17632	16162
$V_0, \text{нм}^3/\text{кг}$	6,4	5,8	2,5	3,4	3,6	4,0	4,5	4,1
$V_r, \text{нм}^3/\text{кг}$	8,0	7,4	3,9	5,0	5,1	5,6	6,2	5,7
$T_a, ^\circ\text{C}$	1816,7	1755,2	1320,6	1523,2	1649,3	1653,4	1727,2	1710,9
$V_r/Q_i^r, \text{нм}^3/\text{МДж}$	0,329	0,341	0,463	0,399	0,364	0,363	0,350	0,351
$q_{\text{конв}} (1100)$	0,572	0,593	0,818	0,696	0,636	0,634	0,605	0,611
$q_{\text{конв}} (900)$	0,458	0,475	0,654	0,556	0,509	0,507	0,484	0,489

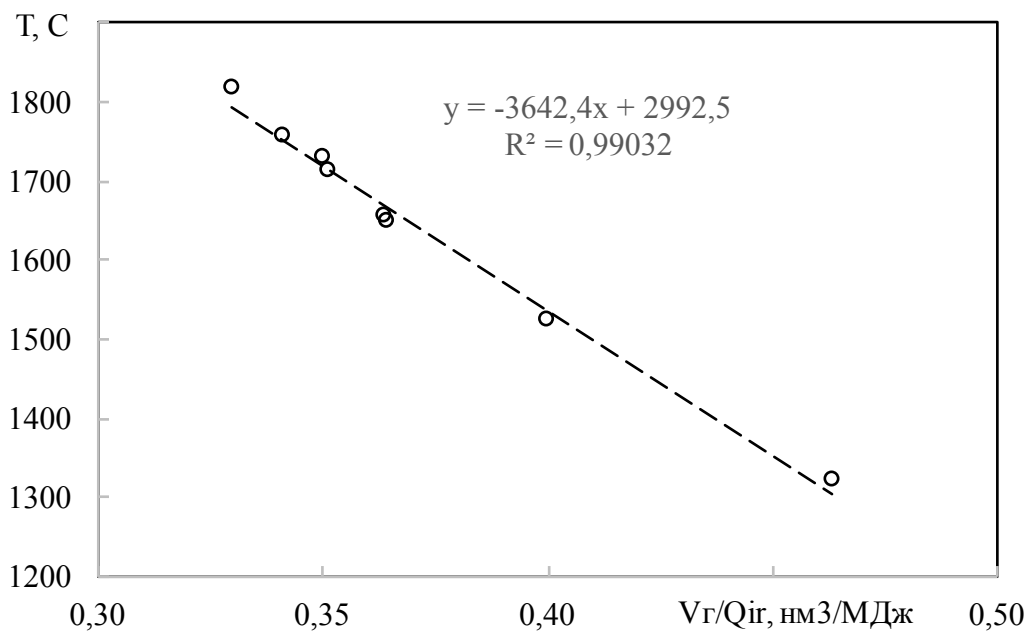


Рис. 2.2. Залежність адіабатної температури горіння від приведеної витрати продуктів згоряння твердих палив

В табл. 2.1 представлено також частку теплоти палива, яка виноситься до конвективної шахти продуктами згоряння, при температурі 1100°C , характерній для пиловугільних котлів, і 900°C , характерній для котлів зі щільним шаром, а на рис. 2.3 – її залежність від приведеної витрати продуктів згоряння різних палив.

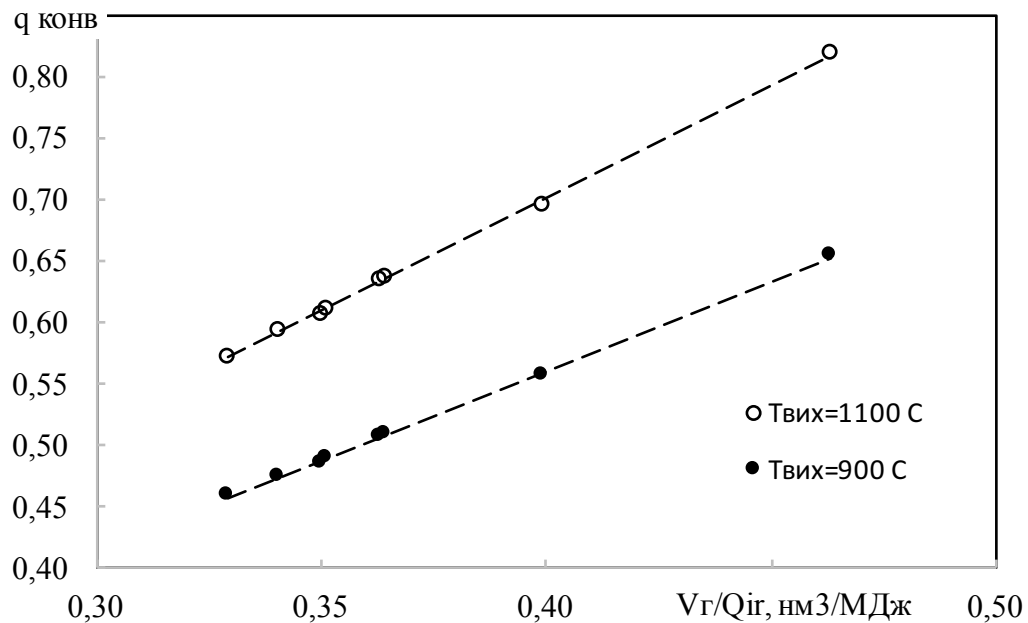


Рис. 2.3. Залежність частки теплоти палива, яка виноситься до конвективної шахти, від приведеної витрати продуктів згоряння твердих палив

Наведені дані свідчать, що залежності адіабатної температури горіння та частки теплоти палива, яка виноситься до конвективної шахти, від приведеної витрати продуктів згоряння твердих палив є монотонними, тому величина приведеної витрати продуктів згоряння достовірно відображає температурний режим, теплосприйняття топки та конвективної шахти. Величини приведеної витрати продуктів згоряння та виносу теплоти до конвективної шахти зростають, а адіабатної температури горіння - зменшується в ряду антрацит – газове вугілля – пелети з паливної біомаси – сира паливна біомаса і торф.

Таким чином, можливість переведення котла на інший вид палива без зміни конструкції топки та без втрати номінальної потужності визначається різницею величин приведеної питомої витрати продуктів згоряння проектного та нового палив.

В роботі [22] автором показано, що для випадку котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром при температурі топкових газів, яка не перевищує температуру початку шлакування твердих палив з високим вмістом оксидів лужних та лужноземельних металів у золі 945°C [26, 51, 63], допустима величина цього критерію для інших палив не повинна перевищувати величину для проектного вугілля більше, ніж на 5-8%. В цих межах зменшення теплосприйняття топки може бути компенсоване збільшенням частки теплоти, сприйнятої в киплячому економайзері. За цим критерієм, переведення на спалювання пелет і лушпиння без втрати потужності при збереженні габаритів топки принципово можливе, фрезерного торфу та інших непелетизованих видів біопалива – неможливе.

Хоча для випадку пиловугільних котлів з ДКТ і НКТ запас по теплосприйняттю екранів порівняно з часткою теплоти на пароутворення дозволяє більшу зміну приведеної витрати продуктів згоряння, але в даному випадку виникає обмеження по мінімальній температурі в ядрі факелу, яка повинна забезпечувати необхідний ступінь вигорання пиловидного палива за обмежений час перебування в топці, з одного боку, і умови рідкого шлаковидалення для більшості існуючих котлів, з іншого боку. Тому допустима різниця величин приведеної витрати продуктів згоряння проектного та нового палив теж становить не більше 5-8%; в протилежному випадку для існуючих котлів слід розглядати варіанти спільного спалювання вугілля та біомаси.

При переведенні існуючих котлів на інші види палива збереження балансу між розподілами тепловіддачі і теплосприйняття є необхідною умовою. Достатніми умовами є забезпечення умов відсутності перегріву решітки і шлакування поверхонь на виході з топки для котлів зі щільним шаром, умов нормального рідкого шлаковидалення в нижній частині та відсутності шлакування ширм у верхній частині топки пиловугільних котлів, умов безпечної експлуатації пилосистем, швидкостей та коефіцієнтів надлишку повітря в каналах пальників, тощо. Виконання достатніх умов та необхідні зміни допоміжного обладнання обґрунтовуються повірочними витратно-тепловими

розрахунками пилосистем, витратно-швидкісними та аеродинамічними розрахунками пилосистем та пальників, тепловими розрахунками котла та його елементів і позонними тепловими розрахунками топки.

2.2. Задачі та методи розрахункових досліджень

Повірочні витратно-теплові розрахунки пилосистем виконувались для пиловугільних котлів за методикою, наведеною в Нормативних матеріалах [64], яка основана на рівнянні теплового балансу пилоприготувальної установки:

$$q_{ca} + q_{прс} + q_{мел} = q_{вип} + q_{п} + q_2 + q_5, \quad (2.9)$$

де q_{ca} – фізична теплота сушильного агента (суміші гарячого повітря з присадкою холодного повітря або суміші димових газів та гарячого повітря з присадкою холодного повітря), $q_{прс}$ – фізична теплота присмоктаного холодного повітря в обсязі згідно з нормами [65], $q_{мел}$ – тепловиділення від мелючих тіл, $q_{вип}$ – теплота, що витрачається на випаровування вологи палива, $q_{п}$ – теплота, що витрачається на нагрів підсушеного палива (без випаруваної вологи), q_2 – теплота, що виноситься відпрацьованим сушильним агентом, q_5 – втрати теплоти в оточуюче середовище. Рівняння (2.7) розв’язується в припущенні рівності температур компонентів суміші підсушеного палива та відпрацьованого сушильного агента (аеросуміші) на виході з млина.

В якості вихідних даних задавались витрата вугілля на одну пилосистему при номінальному навантаженні котла, вміст вологи вугілля та цільова вологість пилу, продуктивність млинового вентилятора (МВ), температура гарячого повітря, температура і склад димових газів (за наявності), нормативний рівень температури аеросуміші за млином згідно з [65, 66] та неминучих присмоктів холодного повітря до пилосистеми. З урахуванням того, що в цій роботі розрахунок носив не конструкторський, а повірочний характер, використовувався спрощений алгоритм розрахунку: при сталій продуктивності млинового вентилятора та нормативному рівні присмоктів холодного повітря покроково збільшувалась присадка холодного повітря в сушильний агент (з

відповідним зменшенням витрати гарячого повітря та/або димових газів) до тих пір, доки нев'язка теплового балансу не ставала менше $\pm 0,2\%$. Сушильна продуктивність вважалась достатньою за наявності резерву зменшення присадки холодного повітря. Додатковими результатами були вміст вологи у відпрацьованому сушильному агенті та температура його точки роси.

Витратно-швидкісні розрахунки пилопроводів та пальників для пиловугільних котлів виконувались за оригінальною методикою, яка в якості вихідних даних використовувала прохідні перерізи пилопроводів та каналів пальників, продуктивність МВ, температури гарячого повітря, сушильного і транспортуючого агентів, пилу в проміжному бункері, витрату вугілля на котел при номінальному навантаженні та стехіометричну витрату повітря для його спалювання. Витрата транспортуючого агента (у випадку транспорту пилу гарячим повітрям) або діаметр пилопроводів (у випадку транспорту пилу відпрацьованим сушильним агентом із заданою продуктивністю МВ) визначались з нормативної вимоги забезпечення швидкості в пилопроводах не менше 25 м/с [66], витрата вторинного повітря – за різницею. На підставі порівняння одержаних швидкостей та коефіцієнтів витрати окисника в каналах пальників з рекомендованими значеннями для газового вугілля згідно з [67-69] приймалось рішення про використання існуючих пилопроводів та пальників або про їх реконструкцію чи заміну.

У випадку необхідності внесення змін до конструкції пилопроводів та/або пальників, відсутність обмежень їх пропускної здатності по запиленому потоку перевірялась аеродинамічним розрахунком. Згідно з [64], опір системи транспорту пилу і пальника залежить від витрати повітря та пилу і розраховується як сума опору тертя та місцевих опорів:

$$\Delta H = \Delta H_{\text{тр}} + \Sigma \Delta H_i, \text{ мм вод.ст.} \quad (2.10)$$

Опір тертя в пилопроводі:

$$\Delta H_{\text{тр}} = \lambda_{\text{плп}} (l/D_e) w^2 \rho / (2 \cdot 9,81), \quad (2.11)$$

де $\lambda_{\text{плп}} = \lambda_{\text{плп}(0)} (1 + 2,5C)$ – коефіцієнт тертя для запиленого потоку; $\lambda_{\text{плп}(0)} = 0,023$ – коефіцієнт тертя незапиленого потоку для трубопроводу діаметром від 200 до

400 мм; C – концентрація пилу в потоці, кг/кг; l – довжина пилопроводу, м; D_e – еквівалентний діаметр пилопроводу, м; w – швидкість потоку аеросуміші, м/с; ρ – густина незапиленого газу в пилопроводі, кг/м³.

Місцеві опори:

$$\Delta H_i = \lambda_i w^2 \rho / (2 \cdot 9,81), \quad (2.12)$$

де $\lambda_i = \lambda_{i(0)}(1 + 2,5C)$ – коефіцієнт місцевого опору для запиленого потоку; $\lambda_{i(0)}$ – те ж, для незапиленого потоку. В [64] величини $\lambda_{i(0)}$ задаються емпірично (зокрема, для змішувача транспортуючого агента з пилом $\lambda_{(0)} = 0,35$, для поворотів пилопроводу $\lambda_{(0)} = 0,08 \dots 0,13$, для прямоточних пальників $\lambda_{(0)} = 1,2 \dots 1,7$). В умовах пневмотранспорту вугільного пилу звичайної концентрації аеродинамічні розрахунки з використанням емпіричних коефіцієнтів добре збігаються з результатами експериментальних досліджень перепаду тиску в запилених потоках [70]. Розрахований опір системи транспорту пилу і пальника при заданих витратах транспортуючого агента і пилу порівнювався з наявним напором гарячого повітря та/або млинового вентилятора; за наявності запасу напору вважалось, що обмеження пропускної здатності немає.

Одержані на підставі описаних розрахунків результати слугували вихідними даними для повірного теплового розрахунку пиловугільних котлів та позонних теплових розрахунків їх топкових камер [71].

Повірений тепловий розрахунок котла і топкової камери виконувався для всіх типів котлів, розглянутих в роботі.

Згідно з [60, 61], повірений розрахунок котла або окремих його елементів виконується для існуючої конструкції з метою визначення показників його роботи при переведенні на інше паливо, в тому числі з визначенням необхідного обсягу реконструкції поверхонь нагріву. В результаті повірного теплового розрахунку визначають ККД котла, витрату палива, температуру продуктів згоряння по газовому тракту, включаючи температуру відхідних газів, температуру двофазного середовища (води, пари) за кожною поверхнею нагріву. Розрахунок виконують для усталеного теплового стану котла стосовно до 1 кг твердого (рідкого) або 1 м³ газоподібного палива. Для виконання розрахунку

попередньо задаються температурами відхідних газів та гарячого повітря, правильність вибору яких визначається по завершенні розрахунку.

При повірочному розрахунку задаються геометричними характеристиками теплосприймаючих поверхонь, прохідних перерізів, розташуванням пальників (при пиловидному спалюванні) або дзеркала горіння (при спалюванні в щільному шарі). Визначають об'єми та ентальпії повітря і продуктів згоряння, ККД та витрату палива, а далі виконують розрахунок теплообміну в топковій камері та в інших елементах котла в послідовності, що відповідає їх розташуванню по ходу газів.

При повірочному розрахунку поверхні нагріву попередньо задають різницю температур на вході та виході для одного з середовищ, що обмінюються теплом, визначаючи цим теплосприйняття поверхні в першому наближенні. Далі розраховуються температури іншого середовища на кінцях поверхні нагріву, температурний напір, швидкості газового потоку та інші величини, необхідні для розрахунку теплосприйняття у другому наближенні. При розбіжності прийнятого та розрахованого теплосприйняття понад допустиму попередньо прийняту різницю температур корегують і розрахунок повторюють. Таким чином, повірочний розрахунок поверхонь нагріву виконують методом послідовних наближень.

Передача теплоти екранам топкової камери відбувається головним чином за рахунок випромінювання високотемпературного ядра факелу (при пиловидному спалюванні) або поверхні палаючого шару палива (при спалюванні в щільному шарі), а також розжарених золових частинок та трьохатомних газів, що заповнюють топковий об'єм. Загальна кількість переданої теплоти визначається різницею між корисним тепловиділенням в топковій камері, яке складається з теплоти від спалювання палива та фізичної теплоти палива, гарячого і присмоктаного повітря, та ентальпією газів на виході з топки. Співвідношення між поверхнею екранних стінок топкової камери $F_{ст}$, сприйнятою кількістю теплоти $B_p Q_d$ і абсолютною температурою газів на виході з топки T_t'' визначається виразом:

$$F_{\text{ст}} = \frac{10^{11} B_p Q_{\text{л}}}{5,67 M \xi_{\text{T}} T_{\text{T}}'' T_{\text{а}}^3} \sqrt{\frac{1}{M^2} \left(\frac{T_{\text{а}}}{T_{\text{T}}''} - 1 \right)^2}, \quad (2.13)$$

де B_p – розрахункова витрата палива, що фактично згоріло, кг/с; $Q_{\text{л}}$ – питоме теплосприйняття топки, кДж/кг; $T_{\text{а}}$, T_{T}'' – абсолютні адіабатна температура горіння і температура газів на виході з топки, К; M – коефіцієнт, що враховує відносне положення ядра горіння по висоті топки; $\psi_{\text{сер}}$ – середній коефіцієнт теплової ефективності екранів; ξ_{T} – коефіцієнт випромінювання середовища в топковій камері. Порядок розрахунку величин, що входять до рівняння (2.13), визначений в [60, 61].

Повірочний позонний тепловий розрахунок топкової камери пиловугільного котла виконується згідно з [60, 61] з метою числового дослідження розподілу температур газопилового потоку та стінок по зонах топкової камери і визначення можливості та умов реалізації температурного режиму рідкого шлаковидалення, з одного боку, і відсутності ризику шлакування ширм, з іншого. Для розрахунку розподілу теплових навантажень топка умовно розбивається на зони, як показано на рис. 2.4. В основу позонного методу розрахунку температури газів за висотою топки покладено рівняння енергії, яке для сталого стану визначає зв'язок між тепловиділенням і теплообміном в окремих зонах камери згорання. Стосовно до об'єму обмеженого розміру рівняння записується в алгебраїчній формі, зручній для розрахунків. Температура газів в кожній із зон розраховується виходячи з тепловиділення в зоні, зміни ентальпії продуктів згорання і тепловідведення із зони.

Позонний розрахунок виконується також для визначення локальних теплових навантажень по висоті топки. Зона розташування пальників, що характеризується максимальним тепловиділенням, а для напіввідкритої топки – камера активного горіння розраховуються, як одне ціле. Ступінь вигорання палива по висоті топкової камери для спалювання з рідким та твердим шлаковидаленням в залежності від різних марок вугілля задається напівемпіричними коефіцієнтами в [60, 61], паливної біомаси – визначається згідно з оцінками [10, 51].

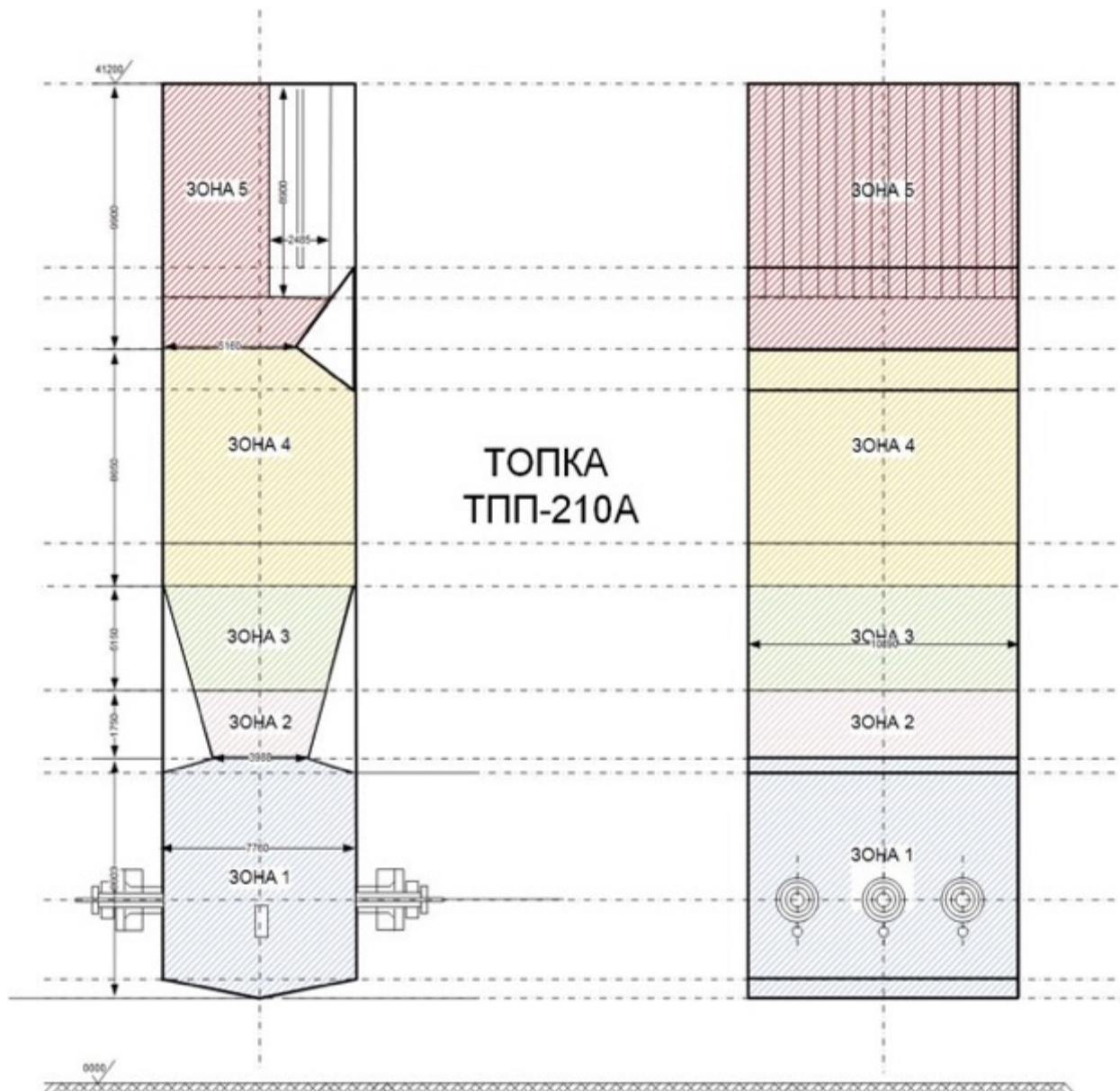


Рис. 2.4. Схема топкової камери котла ТПП-210А із зазначенням зон для позонного теплового розрахунку

Наведені розрахункові методи охоплювали повний набір параметрів, потрібних для корегування режимів або для визначення необхідного обсягу реконструкції при переведенні котлів різних типів та потужності на непроектний вид палива, наприклад, з антрациту на газове вугілля, на паливну біомасу або на їх суміші. Розрахунки виконувались згідно відповідних нормативних методів у формі оригінальних зведених таблиць формату Excel, які дозволяли одержувати залежності теплотехнічних характеристик котла від режимних та конструктивних параметрів.

2.3. Методи теплотехнічних випробувань

Науковий супровід впровадження розроблених технічних рішень при переведенні котельних установок на спалювання газового вугілля та паливної біомаси передбачає виконання відповідних теплотехнічних випробувань. Теплотехнічні випробування виконувались стандартними методами з використанням як штатних приладів енергопідприємств (контролю температур, перепадів тиску, тощо), так і повірених переносних приладів.

Згідно з [72], до теплотехнічних випробувань парових котлів відносять балансові, режимно-налагоджувальні та експрес-випробування. Балансові випробування мають на меті встановлення типових енергетичних характеристик котлів, зокрема, при зміні виду палива, обов'язковою їх складовою є визначення ККД брутто і нетто та інших параметрів, необхідних для розрахунку техніко-економічних показників котельного і турбінного обладнання відповідно до вимог звітності про теплову економічність підприємства [73]. Режимно-налагоджувальні випробування не включають визначення ККД, їх виконують для виявлення недоліків обладнання та винайдення способів їх усунення, для перевірки характеристик окремих елементів, для налагодження режиму роботи котла, визначення оптимальних значень коефіцієнту надлишку повітря, для пиловугільних котлів – визначення оптимальної тонини помелу пилу, розподілу повітря по пальниках, мінімального та максимального навантаження котла, тощо. Експрес-випробування згідно [72, 74] виконують для оцінки якості ремонтів та/або реконструкції елементів котла; вони звичайно включають перевірку можливості тривалої роботи котла на навантаженні 85-100% з визначенням присмоктів повітря, температури продуктів згоряння та повітря в характерних перетинах відповідних трактів, температури води і пари по пароводяному тракту з достатністю меж їх регулювання, втрати теплоти з відхідними газами та з механічним недопалом, за необхідності – питомих витрат електроенергії на тягу, дуття, розмел палива, транспорт пилу до пальників, тощо. Задачам наукового супроводу впровадження розроблених технічних рішень при

переведенні котельних установок на спалювання інших видів палива відповідали режимно-налагоджувальні та експрес-випробування.

При виконанні режимно-налагоджувальних випробувань, крім штатних КВПіА, використовувались газоаналізатор TESTO-340 для вимірювань кисню, оксидів азоту та сірки, температури в точці відбору проби газу, тощо, трубка Піто для вимірювання швидкості газу та/або повітря, а також двоспектральний пірометр ДПР-1 “Сова” для вимірювання температури пиловугільного факелу.

Втрати теплоти з відхідними газами розраховувались за формулою [72, 73]:

$$q_2 = (K\alpha_{\text{відх}} + C)(t_{\text{відх}} - (\alpha_{\text{відх}}/(\alpha_{\text{відх}} + b)) \cdot t_{\text{хп}}) \cdot A_t \cdot (1 - q_4/100) \cdot 10^{-2}, \% \quad (2.12)$$

де коефіцієнти $K = 3,50 + 0,02W^n$, $C = 0,4 + 0,04W^n$, $b = 0,12 + 0,014W^n$ (для газового вугілля); $W^n = W^r \cdot 10^3 / Q_i^r$ – приведена вологість, % кг/ккал; W^r – вміст води для робочого стану палива, %, Q_i^r – нижча теплота згоряння для робочого стану палива, ккал/кг; $t_{\text{хп}}$ – температура холодного повітря, °C; $\alpha_{\text{відх}} = 21/(21 - O_2)$ – коефіцієнт надлишку повітря у відхідних газах за повітропідігрівником; O_2 – вміст кисню на сухий об’єм відхідних газів, %; $t_{\text{відх}}$ – температура відхідних газів за повітропідігрівником, °C; $A_t = 1 + 0,013((t_{\text{відх}} - 150)/100)$ – коефіцієнт, який враховує вплив температури на теплоємність продуктів згоряння.

Втрати теплоти від механічного недопалу визначались згідно [72, 73]:

$$q_4 = (7800/Q_i^r) \cdot a_{\text{вин}} \cdot ((\Gamma_{\text{вин}} \cdot A^r)/(100 - \Gamma_{\text{вин}})), \% \quad (2.13)$$

де $a_{\text{вин}}$ – частка золи палива, яка виноситься у вигляді леткої золи (0,7-0,8 для пиловидного спалювання газового вугілля з РШВ [72, 73], 0,15 для спалювання в щільному шарі з ланцюговою решіткою зворотного ходу [60, 61]); $\Gamma_{\text{вин}}$ – вміст горючих в золі-виносі, %; A^r – зольність вугілля для робочого стану палива, %.

2.4. Висновки до розділу 2

В цьому розділі на підставі аналізу тенденцій перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види твердого палива запропоновано використання величини приведеної

питомої витрати продуктів згоряння палива в якості критерію технічної можливості переведення антрацитових котлів на газове вугілля, біомасу та їх суміші. Показано, що для випадку антрацитових котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром при температурі топкових газів, яка не перевищує температуру початку шлакування, допустима величина цього критерію для інших палив не повинна перевищувати величину для проектного вугілля більше, ніж на 5-8%. В цих межах зменшення теплосприйняття топки може бути компенсоване збільшенням частки теплоти, сприйнятій в киплячому економайзері. За цим критерієм, переведення на спалювання пелет і лушпиння без втрати потужності при збереженні габаритів топки принципово можливе, фрезерного торфу та інших непелетизованих видів біопалива – неможливе. Більш докладно використання цього критерію буде викладене в розділах 3- 5.

Описані застосовані в роботі методи витратно-теплогового розрахунку пилосистем, витратно-швидкісного та аеродинамічного розрахунку пилопроводів і пальників, повірного теплового розрахунку пиловугільних котлів та повірного позонного теплового розрахунку топкових камер. Застосовані методи базувались на чинних нормативних методах розрахунку з невеликими спрощеннями, які враховували їх повірочний характер.

Описані також застосовані в роботі для наукового супроводу впровадження розроблених технічних рішень при переведенні котельних установок на спалювання газового вугілля та біомаси теплотехнічні випробування, які виконувались стандартними методами з використанням як штатних приладів енергопідприємств (контролю температур, перепадів тиску, тощо), так і повірених переносних приладів.

Використання нормативних методів розрахункового дослідження та стандартних методів теплотехнічних випробувань забезпечило достовірність отриманих результатів, ефективну і безаварійну роботу котельного обладнання після впровадження розроблених технічних рішень.

Матеріали, наведені в цьому розділі, опубліковані автором в роботах [22, 71].

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З ГЛИБОКОЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЛОАГРЕГАТИВ ТЕС З ОПТИМІЗАЦІЄЮ ПАЛИВНОЇ БАЗИ, ПОКРАЩЕННЯМ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

3.1. Обґрунтування безпекових і техніко-економічних переваг пилосистем з прямим вдуванням палива до пальників порівняно з пилосистемами з проміжним бункером пилу

Проблема вибору найбільш безпечного та економічного способу реконструкції пилосистем при переведенні антрацитових котлів ТЕС на спалювання газового вугілля набула актуальності у 2016-2017 рр., коли варіанти цієї реконструкції ще не були відпрацьовані.

В 2.1 відзначалось, що енергетичне газове вугілля відрізняється від вугілля групи антрациту виходом летких речовин (35-45%, проти менше 8% у антрациту, 8-18% у пісного вугілля [19, 20]) та більшою реакційною здатністю нелеткого вуглецю. Це обумовлює простішу організацію його займання і більш глибоке вигорання в факелі, але значно ускладнює процеси сушіння, приготування і транспорту пилу порівняно з антрацитовою групою.

Сучасні пилувугільні котлоагрегати оснащені індивідуальними, в основному – замкнутими, пилосистемами, інтегрованими з котлом, в яких сушка палива здійснюється у вентильованих млинах, а випарувана з палива волога скидається в топку котла [75, 76]. Автором в роботах [18, 71] показано, що в колишніх радянських країнах, в Китаї, Індії більш поширені пилосистеми з кульобарабаними млинами (КБМ) та з проміжним бункером пилу, які мають перевагами можливість роботи при зупині млина і більш гнучке регулювання витрати пилу на пальники. В цих пилосистемах умови безпеки для антрациту спеціально не визначають, для пісного вугілля забезпечують обмеженням температури аеросуміші за млином не більше 120°C, а для газового вугілля – ще

й використанням в якості сушильного агенту димових газів з вмістом кисню не більше 16%, які відбирають з конвективної шахти димосмоками рециркуляції газів (ДРГ); у випадку застосування для газового вугілля сушильного агента-повітря температура аеросуміші за млином має бути не більше 70°C [65, 66]. Враховуючи можливість застосування вихрових пальників і транспорту пилу до пальників не тільки сушильним агентом, а й гарячим повітрям, для пісного і газового вугілля обмежують також температуру аеросуміші перед пальником до не більше 160°C [66]. В Західній Європі, США, Японії з переходом до більш екологічних котлів з твердим шлаковидаленням на газовому вугіллі та лігніті набули поширення пилосистеми з середньохідними млинами, з сушильним агентом – гарячим повітрям і прямим вдуванням пилу в прямоточні пальники [76]; в них умови безпеки досягаються обмеженням температури аеросуміші за млином та усуненням пилового бункеру з циклонною надбудовою як основного місця накопичення і залягання пилу. Оскільки при цьому температура аеросуміші перед пальником є не більшою, ніж за млином, її спеціально не обмежують.

В роботах [77-80] автором проаналізовано безпекові та інженерні аспекти впровадження пилосистем з середньохідними млинами для реконструкції існуючих пиловугільних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, що працюють на газовому вугіллі та антрациті. На прикладі вертикального кільцево-кульового млина (ККМ) польської фірми FPM S.A. (рис. 3.1) показано, що на відміну від кульобарабанних млинів (КБМ), в яких одномоментно знаходиться 15-25 т вугілля, а розмел відбувається за рахунок співударів великої кількості куль діаметром 40 мм, в середньохідному млині одномоментно знаходиться всього кількасот кілограмів вугілля, а розмел відбувається за рахунок розчавлювання частинок кулею діаметром 600-1200 мм, яка рухається по кільцевій доріжці нижньої плити під тиском верхньої плити, що обертається. Крім більшої компактності та відсутності шуму, ця конструкція має в 3-4 рази менші питомі енерговитрати на розмел, ніж КБМ, оскільки в ній відсутні підйомний рух куль, втрати енергії на співударяння куль між собою, а ККД розчавлювання значно

вищий, ніж ударного розмелу. За відсутності співударянь куль в середньохідному млині на порядок менший також темп зношення металу. В обох типах млинів винос готового пилю здійснюється сушильним агентом, але оскільки, на відміну від барабану, що обертається, корпус середньохідного млина нерухомий, він може бути інтегрований з сепаратором в газощільному виконанні, що дозволяє не лише знизити присмокту повітря, а й повністю їх усунути за рахунок роботи під тиском, при якій млиновий вентилятор розташований не після, а до млина, в незапиленому середовищі. Крім того, менша кількість вугілля в середньохідному млині забезпечує його значно меншу інерційність порівняно з КБМ, що дозволяє за умови динамічного регулювання стулок сепаратора досягати практично тих же показників маневреності, що мають пиросистеми з проміжним бункером пилю.

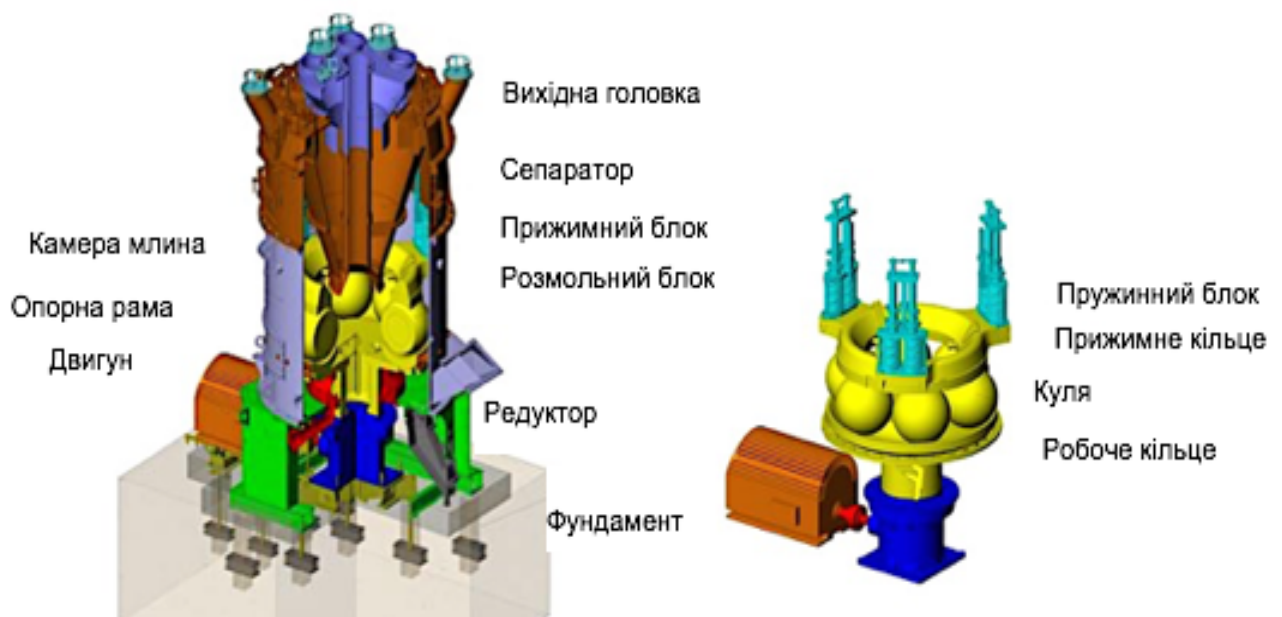


Рис. 3.1. Будова та кінематична схема роботи кільцево-кульового млина

Тривалий час вважалось [81], що застосування середньохідних млинів можливе лише для газового вугілля з високою розмелоздатністю. Автором було показано [78], що обмеження застосування середньохідних млинів до антрациту пов'язані не стільки з його низькою розмелоздатністю, яку можна компенсувати

за рахунок динамічного сепаратора та підвищення твердості розмельних куль, скільки з умовами займання пилу в факелі. Для низькорекційного антрациту звичайно застосовують транспорт пилу гарячим повітрям, а відпрацьований сушильний агент скидають до скидних пальників, що підвищує температуру аеросуміші і полегшує її займання. В схемах з прямим вдуванням пилу до пальників транспорт здійснюється відпрацьованим сушильним агентом, тому температура аеросуміші значно нижча. Автором запропоновано оснащення схеми з прямим вдуванням пилоконцентратором з ежекційним змішувачем з гарячим повітрям зі спрямуванням слабозапиленої частини сушильного агенту до скидних пальників (рис. 3.2), що робить середньохідні млини застосовними і для антрациту.

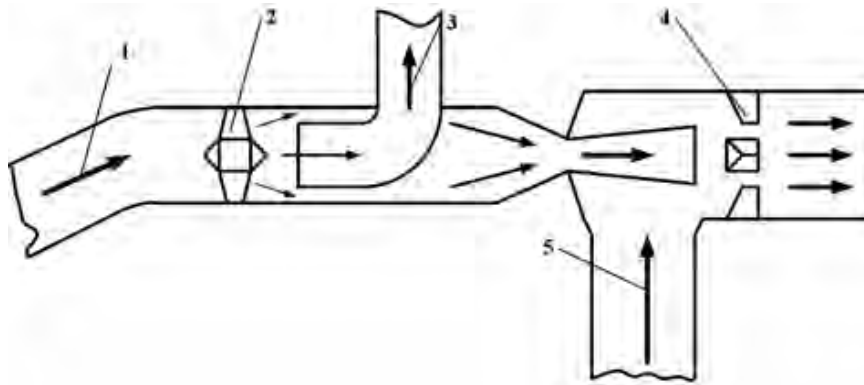


Рис. 3.2. Схема пилоконцентратора з ежекційним змішувачем для спалювання антрациту в схемі з прямим вдуванням пилу до пальників [78]: 1 – потік аеросуміші від млина, 2 – лопатковий апарат пилоконцентратора, 3 – відвід слабозапиленого сушильного агенту на скидні пальники, 4 – розсікач змішувача, 5 – гаряче повітря

Складною інженерною задачею виявився розподіл пилу від середньохідних млинів по пальниках. Вертикальні середньохідні млини мають 3-4 виходи, з кожного з яких пилопровід спрямований до одного з пальників. Сучасні зарубіжні пиловугільні котли, розраховані на тверде шлаковидалення, оснащені, як правило, кутовими тангенціальними пальниками, розташованими в кілька ярусів, по 4 пальники на 1 ярус, що дає можливість живлення одного ярусу

від одного середньохідного млина та відключення цілого ярусу при зниженні навантаження або при виході з ладу одного з млинів [75, 76]. Більшість котлоагрегатів вітчизняних ТЕС і ТЕЦ розраховані на рідке шлаковидалення і оснащені зустрічними вихровими пальниками, розташованими в 1-2 яруси, так що відключення групи з 4 пальників створює перекося факелів і порушує температурний режим рідкого шлаковидалення. Автором були розроблені схеми розведення аеросуміші по пальниках котлів паропродуктивністю від 110 до 1000 т пари на годину (рис. 3.3), в яких цей ризик був мінімізований [78].

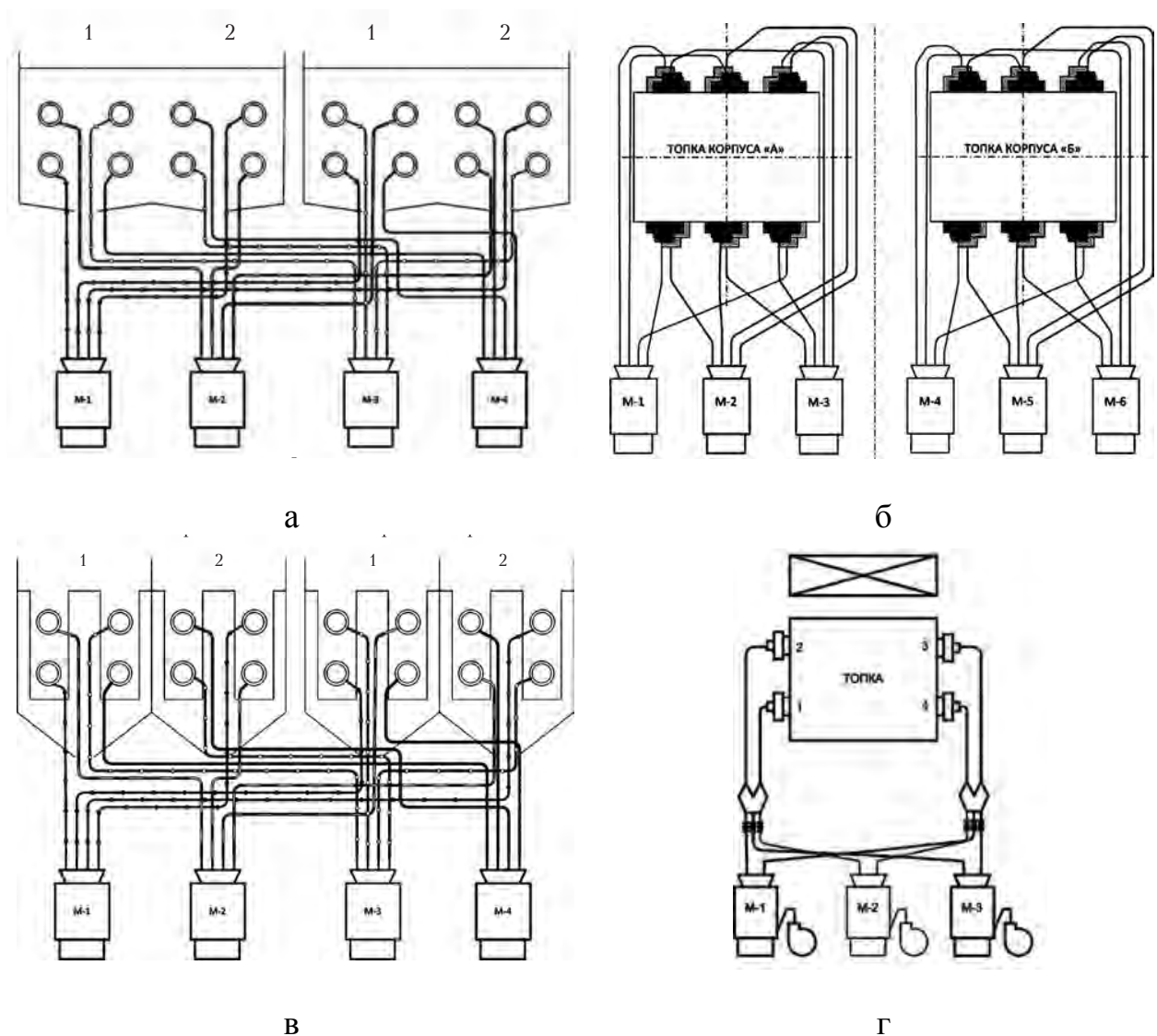
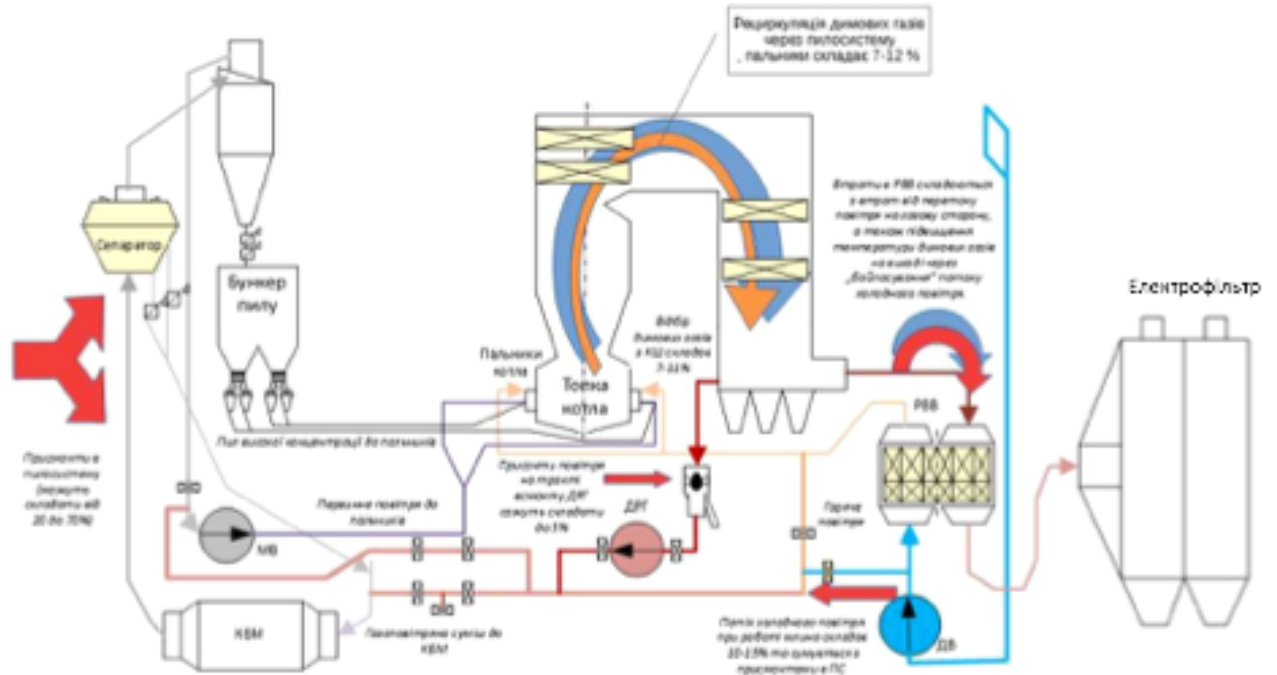


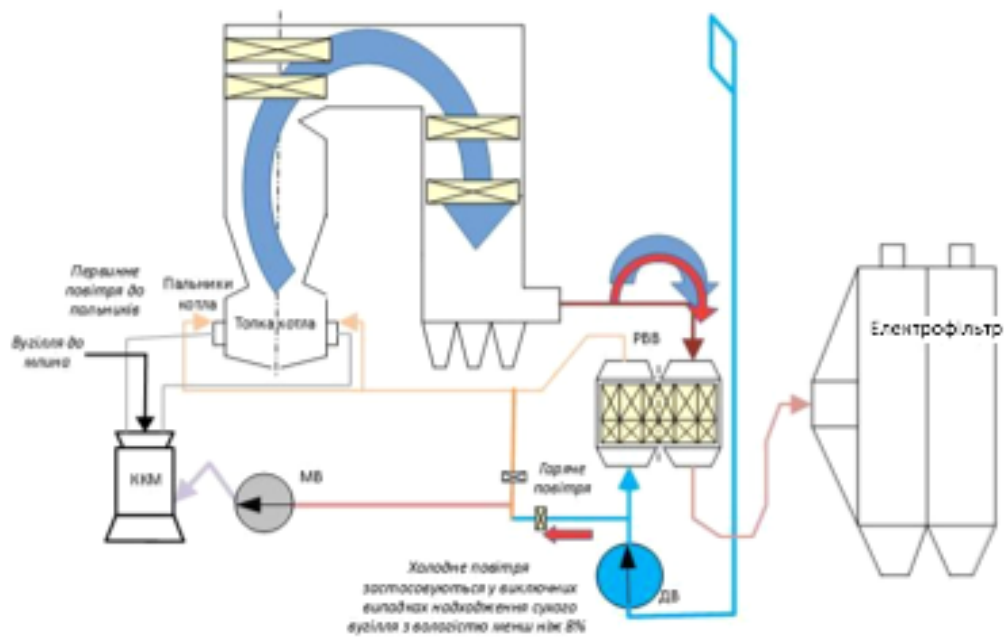
Рис. 3.3. Схеми розведення аеросуміші по пальниках котлів із зустрічними вихровими пальниками: а – ТПП-312 (1000 т/год.), б – ТПП-110, ТПП-210 (950 т/год.), в – ТП-100 (670 т/год.), г – ПК-19 (110 т/год.)

Впровадження середньохідних млинів з прямим вдуванням по запропонованих схемах при реконструкції пиловугільних котлів обіцяло суттєве збільшення безпеки та надійності експлуатації, зниження питомої витрати електроенергії на розмел на 60-80%, витрати металу мелючих тіл на 95-97%, збільшення міжремонтного пробігу млинових вентиляторів удвічі, усунення запиленості котельного цеху та присмоктів повітря до пиłosистем, що визначало термін окупності реконструкції 4-5 років. Тим не менш, в умовах кінця 2010-х років цей термін окупності вже видавався завеликим, тому в роботах [82-84] автор визначив додаткові чинники окупності впровадження пиłosистем з прямим вдуванням, які полягають в наступному. При роботі пиłosистем з КБМ під розрідженням на газовому вугіллі пожежо- та вибухобезпека підтримуються за рахунок рециркуляції димових газів в пиłosистему з подальшим скиданням в топку, що збільшує винос теплоти з топки (рис. 3.4, а). Це має наслідками збільшення температури відхідних газів, що призводить до зростання втрат теплоти з відхідними газами і до обмеження максимального навантаження котла по тязі, а також збільшення аварійних впорсків для компенсації перегріву проміжної пари. При роботі пиłosистем з ККМ під тиском з прямим вдуванням пилу до пальників ці негативні чинники відсутні (рис. 3.4, б). Повірочні теплові розрахунки котла ТПП-210А з урахуванням поправок енергетичної характеристики турбіни К-300-240 на аварійні впорски, результати яких наведені на рис. 3.5-3.7, свідчать, що застосування пиłosистем з ККМ збільшує ККД котла брутто на 2,5%, зменшує питомі витрати теплоти на турбіну на 0,5%, розширює діапазон регулювання навантаження котла на 10% в бік мінімального і на 5% в бік максимального навантаження, разом на 15%. В сукупності, це дає зниження терміну окупності реконструкції (в цінах 2020 року) з 4-5 до 3-4 років.

На жаль, в умовах “нового енергоринку”, який штучно встановив збитковість відпуску електроенергії з ТЕС [1, 16], навіть такі умови окупності видаються неприйнятними. Проте можна сподіватись, що безпечні, менш схильні до зношення та економічні системи прямого вдування з ККМ знайдуть застосування при повосенному відновленні теплової енергетики.



a)



6)

Рис. 3.4. Схема газоповітряного тракту та розподіл потоків димових газів у котлоагрегаті ТПП-210А: а – з пиłosистемами з КБМ і проміжним бункером пилу; б – з пиłosистемами з ККМ під тиском з прямим вдуванням пилу до пальників

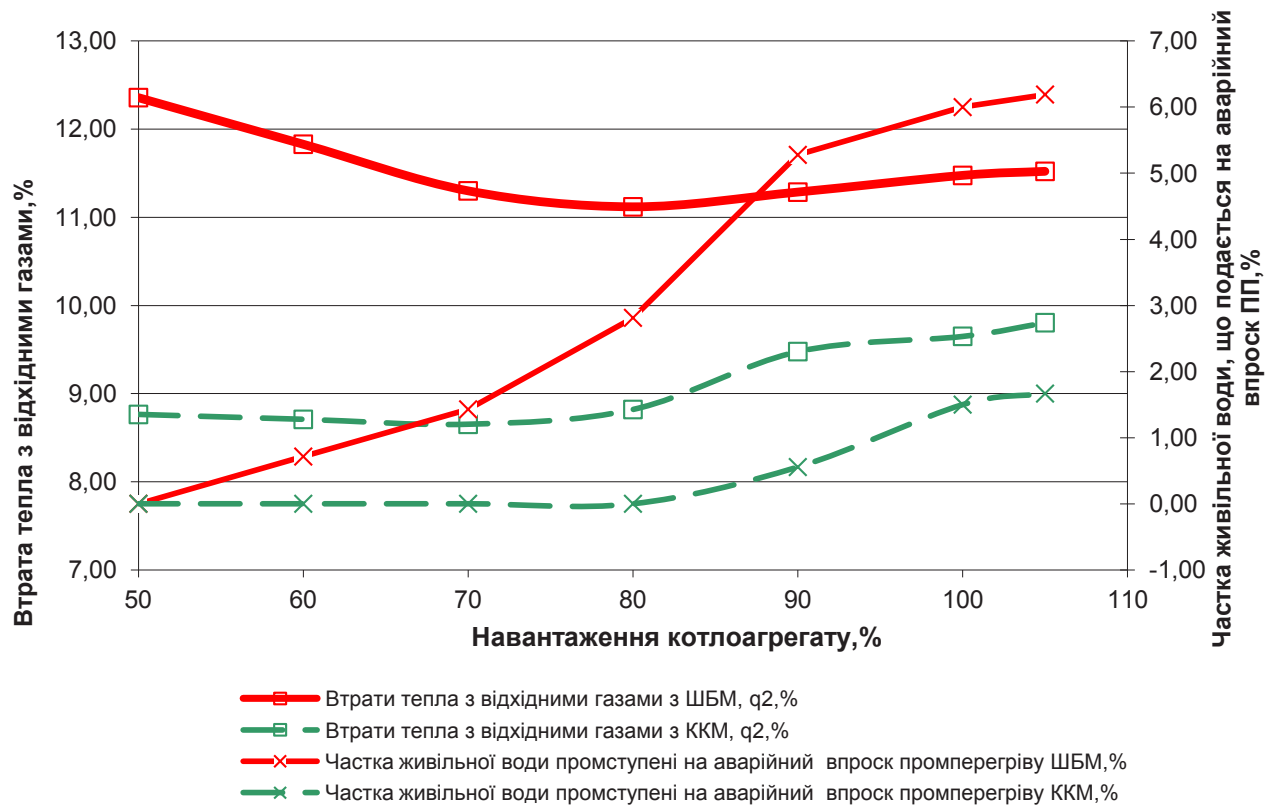


Рис. 3.5. Втрати теплоти з відхідними газами та витрата живильної води на аварійні впорски при роботі котла ТПП-210А с пилосистемами на основі КБМ з промбункером пилу та ККМ з прямим вдуванням

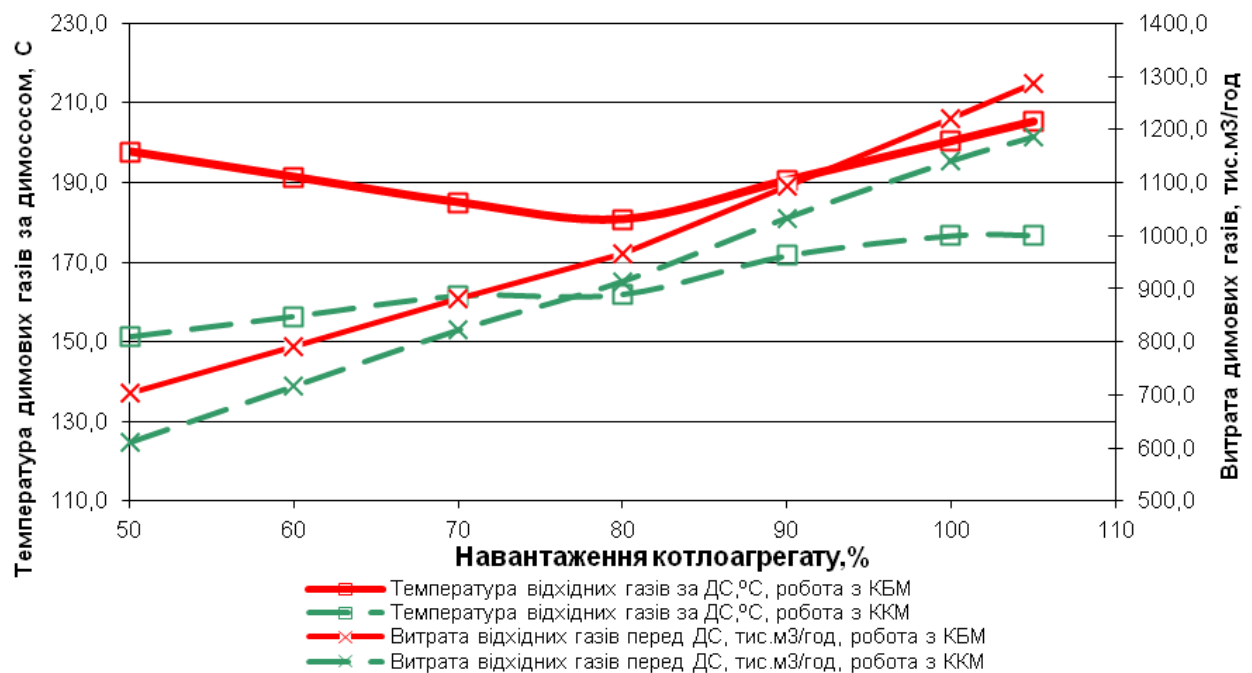


Рис. 3.6. Температура та витрата відхідних газів як чинники обмеження навантаження по тязі димосмоку при роботі котла ТПП-210А с пилосистемами на основі КБМ з промбункером пилу та ККМ з прямим вдуванням

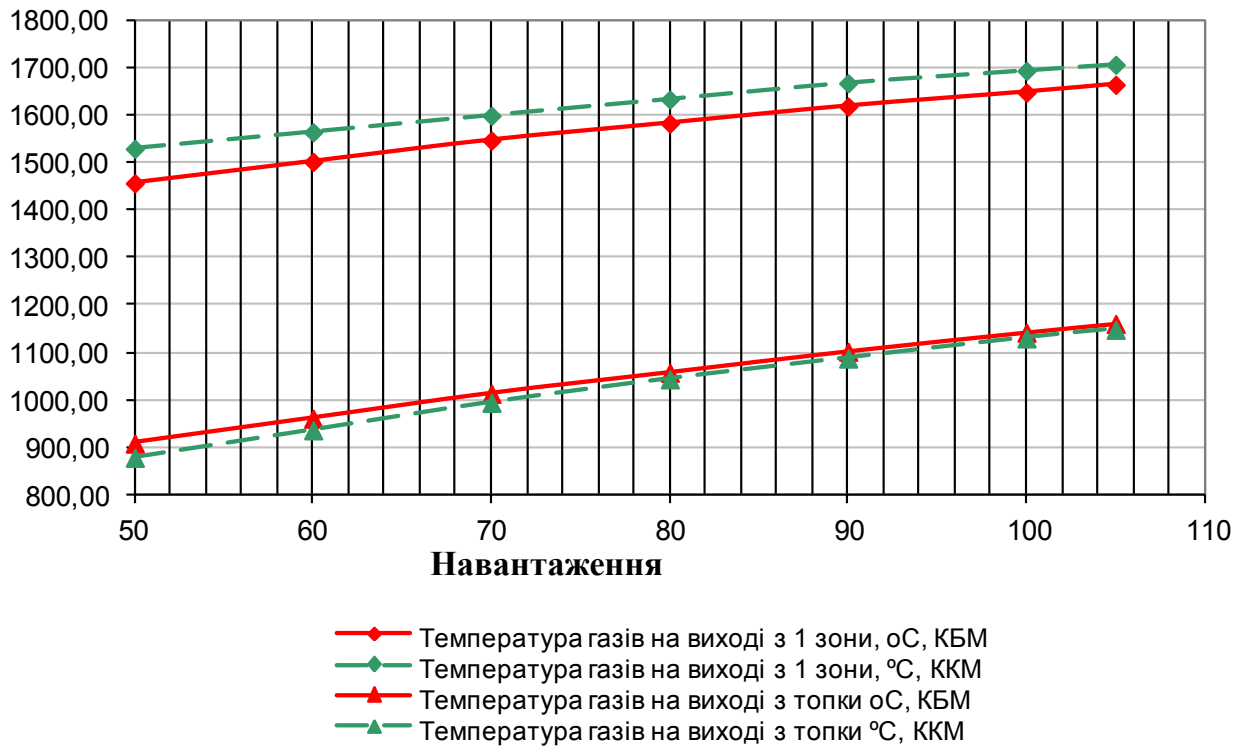


Рис. 3.7. Температури в нижній частині та на виході з топки при роботі котла ТПП-210А с пиловугільними системами на основі КБМ з промбункером пилу та ККМ з прямим вдуванням

3.2. Розрахункове обґрунтування технічних рішень для реконструкції газомазутних котлоагрегатів енергоблоків 300 і 800 МВт з їх переведенням на газове вугілля

В роботах [85, 86] автором обґрунтовано, що однією з актуальних проблем теплової енергетики України є необхідність заміни пиловугільних енергоблоків електричною потужністю 200 і 300 МВт, які повністю відпрацювали ресурс. Але це потребує значних капіталовкладень, неможливих в сучасних умовах. У той же час у законсервованому вигляді знаходяться такі газомазутні енергоблоки, як-от потужністю 300 МВт (Трипільська ТЕС) і 800 МВт (Вуглегірська та Запорізька ТЕС), які не передбачається використовувати через дефіцит природного газу та мазуту. Ці блоки мають значний залишковий ресурс по турбінному обладнанню. Один з шляхів подовження терміну експлуатації генеруючого обладнання та

оптимізації паливної бази теплової енергетики – розробка технічних рішень з модернізації газомазутних котлів ТЕС паропродуктивністю 1000-2650 т/год. з їх переведенням на пиловидне спалювання вітчизняного газового вугілля. Така модернізація потребує в рази менше коштів, ніж нове будівництво енергоблоків, та дозволить залучити в електроенергетику додаткові обсяги вугілля газової групи, що видобувається на контрольованій території.

Паровий котел ТГМП-314 - прямоточний однокорпусний з проміжним перегрівом пари, П-подібного компонування, номінальною паропродуктивністю 1000 т/год. (рис. 3.8). Котел призначений для роботи на мазуті та природному газі у блоці з турбіною 300-325 МВт. Параметри пари: тиск - 255 кгс/см^2 , температура 545°C . Основні схемні рішення котла ТГМП-314 подібні до пиловугільного котла ТПП-312А. Топки обох котлів мають в плані розмір $17,3 \times 8,65 \text{ м}$. У котла ТГМП-314 менша висота топки за рахунок виключення однієї з двох середніх радіаційних частин (СРЧ) висотою 7,7 м. Топка обладнана 16 пальниками, розташованими зустрічно в два яруси на фронтальній та тилівій стінах.

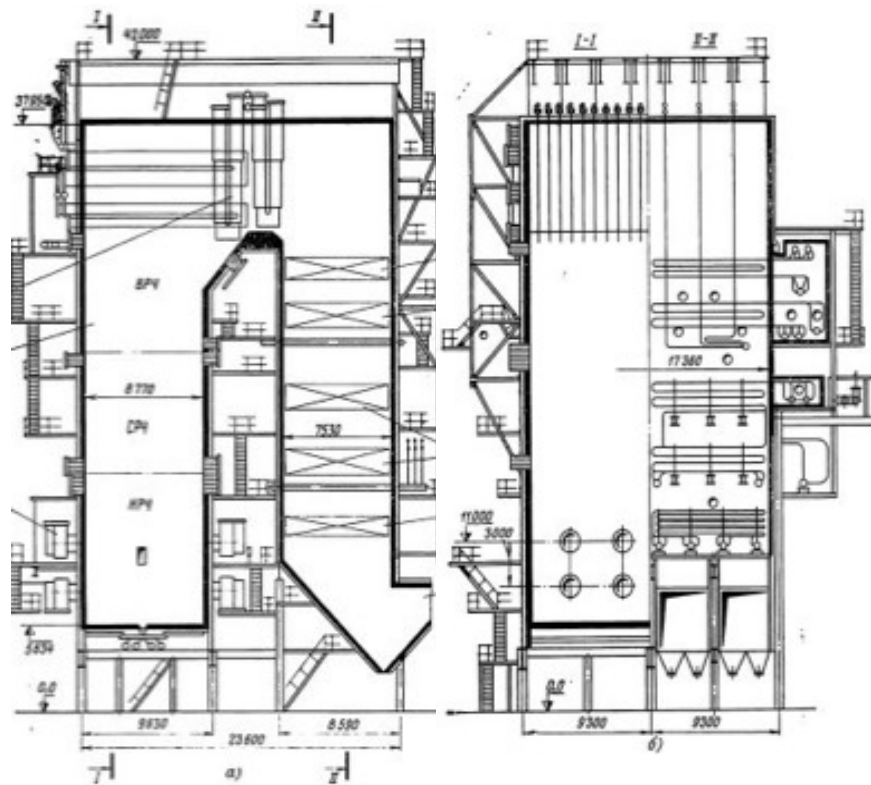


Рис. 3.8. Повздовжній та поперечний розрізи котла ТГМП-314

Паровий котел ТГМП-204 – прямоточний однокорпусний з проміжним перегрівом пари, П-подібного компонування, паропродуктивністю 2650 т/год. (рис. 3.9). Котел призначений для роботи на мазуті та природному газі у блоці з турбіною 800 МВт. Параметри пари: тиск - 255 кгс/см^2 , температура 545°C . Котел виконаний газощільним. Він має напіввідкриту призматичну топку висотою 46 м та розмірами в плані 10,2х20,6 м. Топка обладнана 36 пальниками, розташованими зустрічно в три яруси на фронтальній та тилівій стінах.

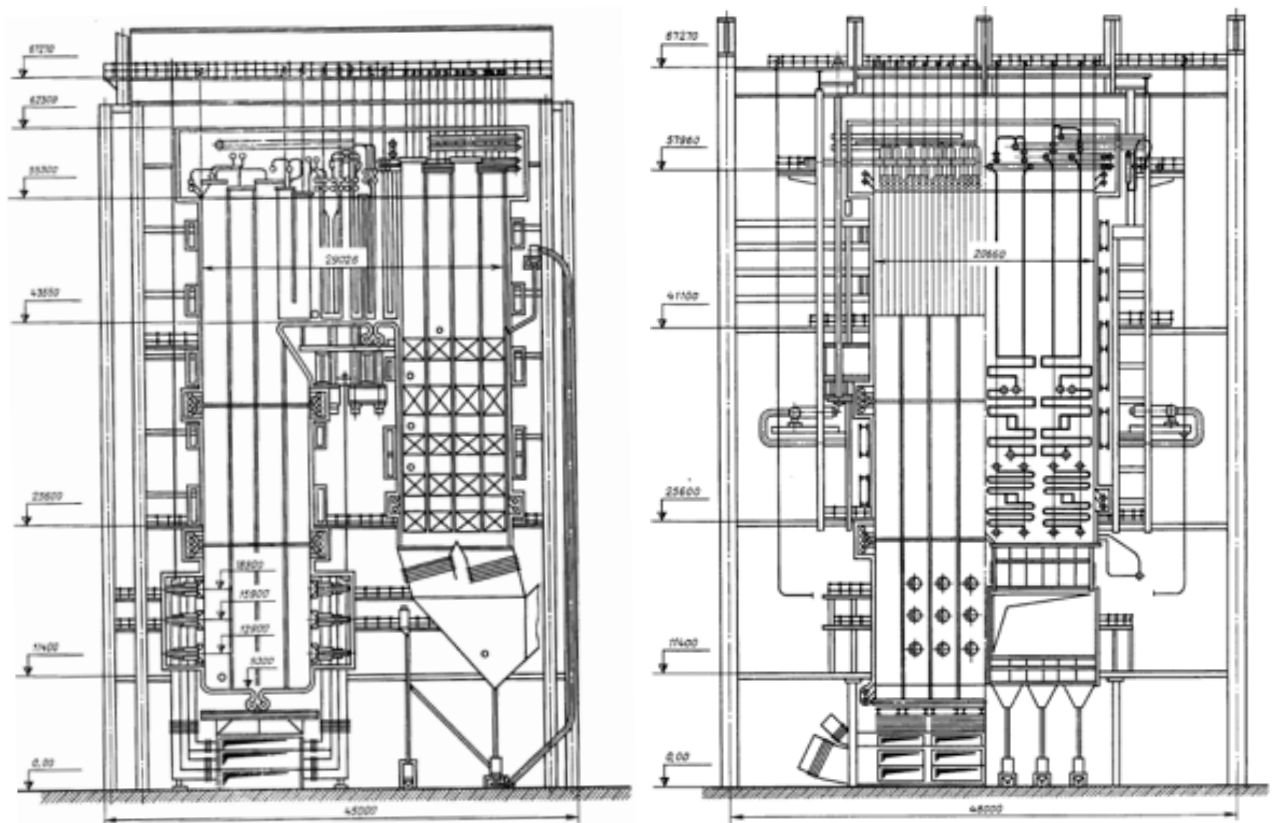


Рис. 3.9. Повздовжній та поперечний розрізи котла ТГМП-204

Газомазутні та пиловугільні котлоагрегати подібні тим, що мають топку, оснащену в нижній частині зустрічно розташованими пальниками, закриті трубами топкові екрани, в яких здійснюється висхідний рух робочого середовища і які сприймають теплоту за рахунок випромінювання факелу з об'єму топки, далі по ходу газів - ширмові та конвективні пароперегрівники, економайзери, повітропідігрівники, димосмоки і димову трубу. Теплове

напруження топкового об'єму котла ТГМП-314 – $153,5 \text{ кВт/м}^3$, котла ТГМП-204 – 232 кВт/м^3 ; це відповідає допустимому значенню для пиловидного спалювання газового вугілля з рідким шлаковидаленням (РШВ) $\leq 185 \text{ кВт/м}^3$ [60, 61] при навантаженні 100% і 80%, відповідно. Основні відмінності пиловугільних котлів - виконання поду топки у вигляді воронки з льотками для виходу шлаку, пиловугільні пальники, збільшена на 5-10% поверхня повітропідігрівника для збільшення температури нагріву повітря, збільшена потужність димосмоків внаслідок більшої питомої витрати продуктів згоряння та більшого необхідного коефіцієнту надлишку повітря, наявність систем пилоприготування, пилоподачі, золошлаковидалення, електрофільтрів, необхідність систем азото- і сіркоочищення.

Звідси випливає, що для переобладнання газомазутного котла на спалювання газового вугілля слід реконструювати під топку на воронку з льотками для виходу шлаку, замінити газомазутні пальники на пиловугільні, збільшити поверхню повітропідігрівника на 5-10%, оснастити котел системами пилоприготування, пилоподачі, парової обдувки поверхонь нагріву, золошлаковидалення, електрофільтрами, системами азото- і сіркоочищення; при цьому в межах допустимого теплового напруження топкового об'єму максимальне теплове навантаження котла ТГМП-314 становитиме 100%, котла ТГМП-204 – 80% від номінального. Проте такий спосіб переобладнання має принципові недоліки, найважливіші з яких полягають в наступному.

1. При спалюванні вугілля температура факелу є меншою, а питома на одиницю теплоти згоряння палива витрата продуктів згоряння - більшою, ніж при спалюванні газу та мазуту, за рахунок збільшеного надлишку повітря та рециркуляції частини димових газів, які використовують в якості сушильного агенту в пилосистемах з кульобарабаними млинами та бункером пилу. З цієї причини середнє питоме (на одиницю поверхні) теплосприйняття топкових екранів при спалюванні вугілля зменшується порівняно зі спалюванням мазуту. З урахуванням того, що теплосприймаюча поверхня екранів газомазутної топки котла ТГМП-314 становить лише 85% від поверхні екранів відповідної

пиловугільної топки, а котла ТГМП-204 - лише 42,5% [88], повірочні теплові розрахунки показують збільшення температури продуктів згоряння на виході з топки при переведенні газомазутних топок на газове вугілля на 120-150°C і на 300-350°C, відповідно, що є неприйнятним за умовами шлакування ширмових поверхонь. Безпечний за умовами шлакування ширмових поверхонь режим спалювання при переведенні газомазутних топок на кам'яне вугілля реалізується для котла ТГМП-314 лише при навантаженні не більше ніж 80% від номінального, для котла ТГМП-204 - при навантаженні не більше ніж 40% від номінального.

2. Внаслідок більшого надлишку окисника та внеску паливних оксидів азоту генерація оксидів азоту при спалюванні вугілля є в 1,7-1,8 разів більшою, ніж при спалюванні газу, що не дозволяє досягти сучасного нормативного рівня викидів NO_x при застосуванні існуючих систем азотоочищення.

Певною мірою усунути вказані недоліки дозволяє організація спалювання газового вугілля з твердим шлаковидаленням із заміною зустрічно розташованих вихрових пальників на прямоточні тангенціальні пальники, розташовані в кутах топкової камери в декілька ярусів по висоті, які утворюють вихровий факел. При такій організації спалювання генерація оксидів азоту зменшується до рівня, характерного для спалювання газу та мазуту, а питому на одиницю теплоти згоряння палива витрату продуктів згоряння можна знизити на 8-10% за рахунок застосування середньохідних млинів з сушильним агентом-повітрям і прямим вдуванням пилу в пальники. Проте такий спосіб є незастосовним для спалювання газового вугілля в існуючих топках газомазутних котлів, оскільки він розрахований на топки квадратного перерізу, а існуючі топки газомазутних котлів блоків 300 і 800 МВт мають прямокутний переріз з відношенням сторін приблизно 1:2.

Автором розроблене технічне рішення² з переобладнання газомазутного котлоагрегату великої потужності на спалювання кам'яного вугілля при

² У співавторстві з д.т.н. М. Чернявським. Автор виконав необхідні теплові розрахунки, брав участь у розробленні технічного рішення, в аналізі результатів.

незмінній паропроодуктивності або незначному її зменшенні і при збереженні генерації оксидів азоту на рівні, характерному для спалювання газу та мазуту. Сутність рішення полягає в тому, що топку розділяють на дві однакових напівтопки квадратного перерізу вертикальним двосвітним екраном, подову частину кожної напівтопки оснащують холодною воронкою для організації твердого шлаковидалення, існуючі пальники демонтують і оснащують напівтопки кутовими тангенціально спрямованими прямоточними пальниками, що утворюють вихровий факел (рис. 3.10), при чому прямоточні пальники розташовують в декілька ярусів по висоті, а в системах пилоприготування використовують середньохідні кільцево-кульові або валкові млини під тиском з сушильним агентом-повітрям і прямим вдуванням пилу до пальників. У найприйнятнішому прикладі реалізації пропонованого способу видачу існуючих димосмоків рециркуляції переключають з подачі на пальники на подачу у верхню частину топкової камери.

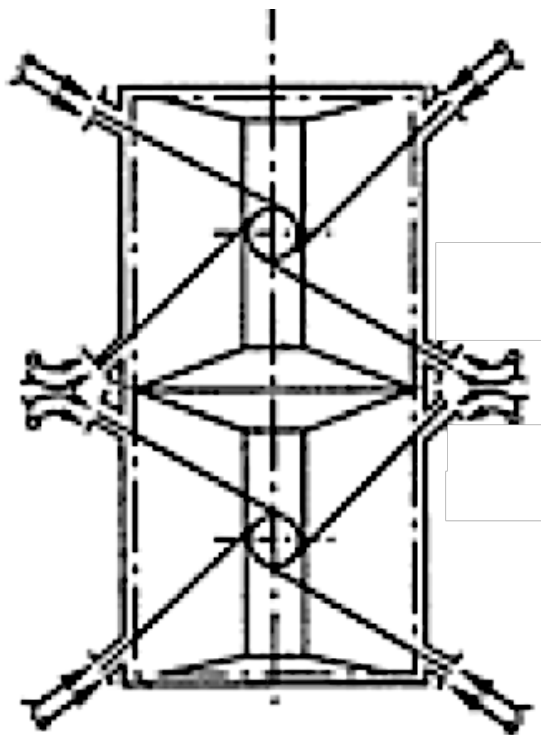


Рис. 3.10. Топка газомазутного котла великої потужності (в плані) після оснащення двосвітним екраном та кутовими тангенціально спрямованими прямоточними пальниками

За рахунок оснащення топки двосвітним екраном, а поду топки - холодною воронкою, теплосприймаюча поверхня екранів топки котла блоку 300 МВт збільшується до 110% від поверхні екранів пилувугільної топки відповідної теплової потужності, а 800 МВт - до 68%. Двосвітний екран розділяє топку прямокутного перерізу на дві напівтопки квадратного перерізу, в яких можлива організація спалювання кам'яного вугілля з твердим шлаковидаленням із заміною зустрічно розташованих вихрових пальників на прямоточні тангенціальні пальники, розташовані в кутах топкової камери в декілька ярусів по висоті. Ці пальники утворюють колективний розподілений вихровий факел, що зменшує генерацію оксидів азоту до рівня, характерного для спалювання газу та мазуту. Питома на одиницю теплоти згоряння палива витрата продуктів згоряння зменшується на 8-10% за рахунок застосування середньохідних млинів з сушильним агентом-повітрям і прямим вдуванням пилу в пальники, а рециркуляція 10-15% охололених продуктів згоряння з конвективної шахти до верхньої частини топкової камери додатково знижує температуру продуктів згоряння на виході з топки на 150-200°C.

Повірочні теплові розрахунки топкових камер свідчать, що безпечний по умовах шлакування ширмових поверхонь нагріву режим спалювання при переведенні існуючих газомазутних топок на кам'яне вугілля пропонуваним способом реалізується для котла блоку 300 МВт без втрати паропродуктивності, для котла блоку 800 МВт - при навантаженні до 80% від номінального.

Наведене технічне рішення захищене патентом України "Спосіб переобладнання газомазутного котлоагрегату великої потужності на спалювання кам'яного вугілля" [87], який полягає в оснащенні котла системами пилоприготування, пилоподачі, парової обдувки поверхонь нагріву, золошлаковидалення, електрофільтрами, системами азото- і сіркоочищення, збільшенні поверхні повітропідігрівника на 5-10%, і відрізняється тим, що топку розділяють на дві однакових напівтопки квадратного перерізу вертикальним двосвітним екраном, подову частину кожної напівтопки оснащують холодною воронкою для організації твердого шлаковидалення, існуючі пальники демонтують і

оснащують напівтопки кутовими тангенціально спрямованими прямоточними пальниками, що утворюють вихровий факел, при чому прямоточні пальники розташовують в декілька ярусів по висоті, а в системах пилоприготування використовують середньохідні кільцево-кульові або валкові млини під тиском з сушильним агентом-повітрям і прямим вдуванням пилу до пальників.

На жаль, в умовах “нового енергоринку”, який штучно встановив збитковість відпуску електроенергії з ТЕС [1, 16], тим більше після початку повномасштабної російської агресії, реконструкція газомазутних котлоагрегатів з переведенням на спалювання газового вугілля залишається неможливою. Проте можна сподіватись, що розроблені технічні рішення знайдуть застосування при повоєнному відновленні теплової енергетики.

3.3. Розроблення технічних рішень зі спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільних котлоагрегатах ТЕС

В 1.1 відзначалось значення паливної біомаси як потужної альтернативи викопним паливам, спалювання якої не призводить до посилення парникового ефекту, і згадувалась задача Енергетичної стратегії України до 2035 року по збільшенню частки біопалива у складі загального первинного постачання енергії до 11,5%. Більше того, в новій Енергетичній стратегії України до 2050 року [29] передбачається практично повне заміщення вугілля паливною біомасою на ТЕС і ТЕЦ, які будуть виконувати регулювальну функцію в ОЕС. Тим не менш, до цього часу в Україні біомаса використовується тільки в малій енергетиці для систем опалювання та гарячого водопостачання. Для блоків потужністю 200-300 МВт досвіду використання біомаси немає.

При виконанні розробок в цьому напрямку слід взяти до уваги висновки 2.1 щодо критерію приведеної витрати продуктів згоряння, значно більшої у біомаси, ніж у вугілля, за яким переведення на спалювання біомаси без втрати потужності при збереженні габаритів топки вугільних котлів малої та середньої потужності обмежене зменшенням теплосприйняття топки до рівня нижче

необхідної частки теплоти на пароутворення, а пиловугільних котлів великої потужності з ДКТ і НКТ – порушенням умов рідкого шлаковидалення. Це пояснює широке розповсюдження в світі технологій спільного спалювання біомаси з вугіллям (ССБВ) в факелі, що не потребують докорінної реконструкції існуючих пиловугільних топок. Аналіз зарубіжного досвіду [89-91] свідчить, що найпоширенішими різновидами технологій ССБВ є такі:

- пряме спалювання, коли біомаса та вугілля подаються одночасно у топку парогенератора. При цьому можливі варіанти, коли біомаса змішується з вугіллям безпосередньо на паливному складі, спільно подрібнюються та одночасно подаються у комбіновані пальникові пристрої. Наявні модифікації цієї технології, за якими біомаса попередньо готується на окремих подрібнювальних пристроях та подається у комбіновані пальники, або подається у спеціально виділені пальники;
- паралельне спалювання, коли у межах блоку до наявного пиловугільного парогенератора приєднується виділений парогенератор для спалювання подрібненої біомаси у факелі;
- непряме спалювання біомаси та вугілля, коли біомаса оброблюється у передтопках або у газифікаторах, а отриманий піролізний газ чи продукти газифікації спалюється спільно з вугіллям у топках існуючих парогенераторів.

Одним з прикладів спільного спалювання вугілля разом з біомасою можна вважати електростанцію Amer (Нідерланди). ТЕС Amer має енергоблоки 8 і 9 електричною потужністю по 600 МВт, від початку спроектованих для спалювання газового вугілля. На даний момент спільно з вугіллям спалюється біомаса за двома схемами – прямого і непрямого спалювання. За прямою до топки пиловугільного котла подаються подрібнені пелети біомаси в обсязі до 27% за теплою, за непрямою – у газифікаторі киплячого шару з біомаси утворюється горючий газ, який подається до окремого пальника котла (5% за теплою).

В роботах [92-94] на підставі результатів комплексних розрахункових та експериментальних досліджень, виконаних в ІТЕТ НАН України під загальним

керівництвом д.т.н., проф. Н. Дунаєвської,³ які обґрунтували оптимальну частку біомаси в спільному факелі 8-12% по теплоті, автором розроблені технічні рішення для спільного спалювання в котлі ТПП-210А Трипільської ТЕС проєктного палива – антрациту з 10% по теплоті (13,25% по масі) подрібнених деревних пелет. Характеристики розрахункових палив наведені в табл. 3.1.

Величина критерію V_f/Q_i^f для антрациту становить 0,33 нм³/МДж, для подрібнених деревних пелет 0,35 нм³/МДж, для суміші 0,333 нм³/МДж. Близькість критерію для антрациту і для суміші свідчить, що така частка біомаси по теплоті не потребує конструктивних змін топки, поверхонь нагріву котла, суттєвої модифікації пальникового пристрою. Разом з тим вона дає відчутне зниження емісії сірчистого ангідриду (на 9% - з 3523 до 3205 мг/нм³ при 6% O₂), викиду парникового діоксиду вуглецю, а найголовніше – покращує умови займання та горіння низькорекційного антрациту.

Таблиця 3.1 – Характеристики розрахункових палив для спільного спалювання в котлі ТПП-210А

Паливо	Залишок на ситі (мкм)	Склад на робочу масу палива, %								Q_i^f , МДж/кг	SO ₂ , мг/нм ³
		A ^f	W ^f	V ^f	C ^f	H ^f	O ^f	N ^f	S ^f		
Антрацит	R ₉₀ = 7%	19,0	7,5	4,0	68,00	1,45	1,90	0,58	1,57	24,23	3523
Подрібнені пелети	R ₂₀₀ = 30%	0,37	8,7	78,43	47,17	5,76	37,86	0,13	0,027	17,63	371

Останнє твердження потребує окремого пояснення. Справа в тому, що хоча адіабатна температура горіння антрациту є більшою, ніж паливної біомаси (див. табл. 2.1), але цей розрахунок використовує повну величину теплоти згоряння палива. На практиці ж температура в зоні активного горіння визначається часткою палива, яка в ній фактично згоріла; ця частка залежить від реакційної

³ В цих дослідженнях М.Нехамін та І.Безценний виконували модельні розрахунки з використанням програми ANSYS FLUENT, Д.Бондзик, В.Євтухов і Т.Щудло виконували технологічні експерименти на пілотній установці ВГП-100В. Автором виконані повірочні теплові розрахунки котла та позонні теплові розрахунки топки при спалюванні антрациту і антрациту спільно з біомасою, а також розроблено схему подавання біомаси до пальників і безпосередньо в існуючі пальники котла ТПП-210А.

здатності палива і температури в зоні. Для низькореакційного антрациту розрахунковий ступінь вигорання в зоні активного горіння не перевищує 85-88% [60, 61], а у випадку погіршеної якості може бути ще меншою, що знижує температуру в зоні активного горіння настільки, що підтримання умов рідкого шлаковидалення потребує газомазутного підсвічування факелу. Для високореакційної паливної біомаси з виходом летких речовин понад 78% ступінь вигорання в зоні активного горіння наближається до 100%, тому добавка біомаси до антрацитового факелу грає роль своєрідного “підсвічування”, яке збільшує температуру в зоні займання антрациту. Завдяки полегшенню займання ступінь вигорання антрациту в зоні активного горіння зростає, відповідно зростає температура в ядрі факелу.

Ці міркування підтверджуються результатами позонних теплових розрахунків, для яких топку було умовно розбито на 5 зон, як на рис. 2.3. На рис. 3.11 показано розрахункову температуру на виході кожної зони при спалюванні антрациту окремо та спільно з біомасою. Видно, що при спільному спалюванні температури в нижній та особливо в середній частині топки збільшуються, що супроводжується і збільшенням ступеню вигорання антрациту. Щоправда, у відповідності до висновків 2.1, збільшення приведеної витрати продуктів згорання біомаси збільшує винесення теплоти із зони активного горіння і температуру на виході топки, але завдяки обмеженню частки біомаси в паливі це збільшення є незначним, не впливає на умови шлакування ширм та на втрати теплоти з відхідними газами.

Розроблені автором технічні рішення включали схему вузла розвантаження, складування, підсушування та подрібнення деревних пелет (рис. 3.12) та схему подачі подрібненої біомаси до існуючих пальників котла ТПП-210А (рис. 3.13). Було враховано, що біомаса втрачає основну частину зовнішньої вологи ще на стадії виготовлення пелет, тому її підсушку, потрібну лише для забезпечення сипкості, можна організувати в невентильованій барабанній сушарці з гріючими паровими панелями, подрібнення до розміру 200 мкм – в окремій молотковій дробарці, а температуру подрібнених пелет слід

тримати на рівні не більше 45°C для забезпечення умов пожежобезпеки згідно з рекомендаціями [89].

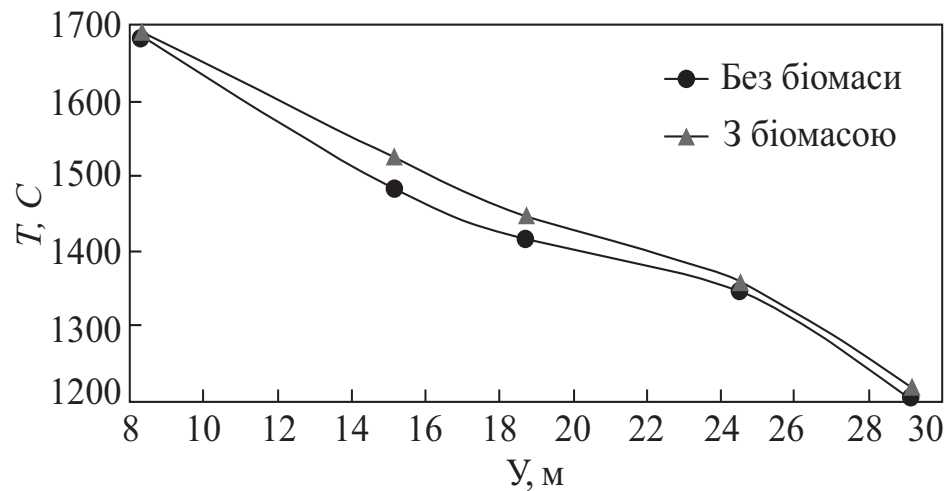


Рис. 3.11. Розподіл температур пилогазового потоку по висоті топки (на виході з розрахункових зон позонного теплового розрахунку)

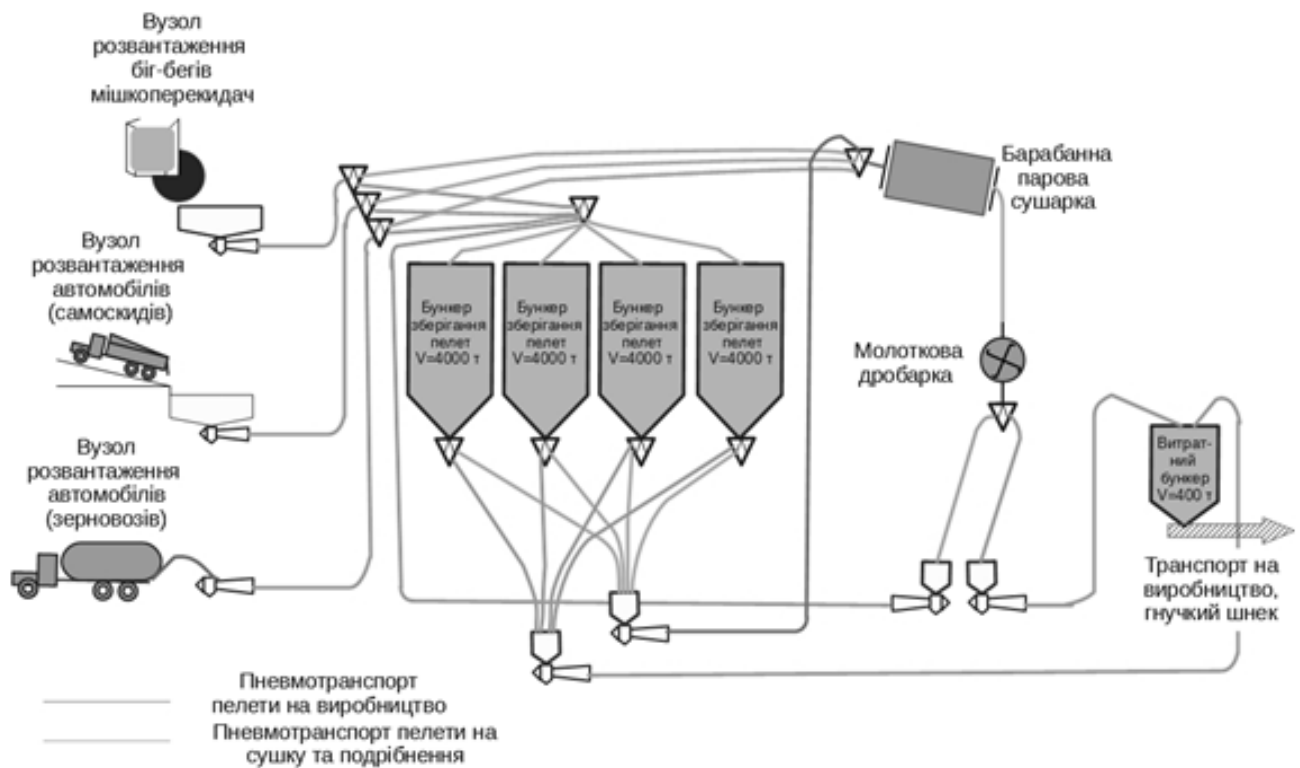


Рис. 3.12. Структурна схема вузла розвантаження, складування, підсушування та подрібнення деревних пелет в умовах роботи Трипільської ТЕС

Різні насипна густина і розміри частинок вугільного пилу та подрібненої біомаси визначають необхідність їх окремого транспортування. На котлах ТПП-210А Трипільської ТЕС вугільний пил транспортується до пальників по пилопроводах високої концентрації під тиском (ПВКт), які вриваються до трубопроводів первинного повітря за 2-3 м до входу в пальники [95]. Температура транспортуючого повітря за рахунок стиснення до 4 атм. сягає 90-100°C, а первинного повітря в точці введення пилопроводу ПВКт – 350°C, що неприйнятне для біомаси і може викликати її тління на вході до пальника. Тому для подрібненої біомаси було обрано систему транспорту високої концентрації під розрідженням, яке створюється паровим ежектором [96], із його введенням безпосередньо в центральний канал існуючого пальника. За витрати біомаси на 1 пальник до 1,5 т/год. місткість бункеру подрібненої біомаси для забезпечення 4 год. роботи 12 пальників котла має становити 72 т, діаметр пилопроводу ПВКр – 50-70 мм, витрата пари на 1 ежектор – близько 70 тон на годину.

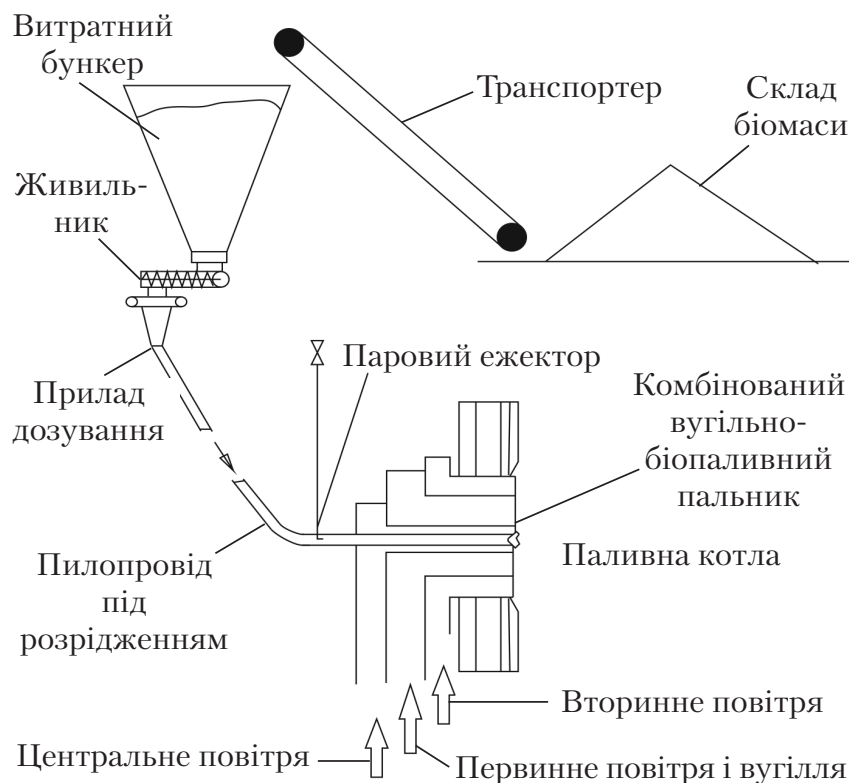


Рис. 3.13. Схема подачі подрібненої біомаси до центрального каналу існуючого пальника котла ТПП-210А

Ескізний проєкт ІТЕТ НАН України за розробленими технічними рішеннями, ТЗ на який було погоджене протоколом НТР Міненерговугілля від 25.04.2017, був схвалений Трипільською ТЕС [93]. На жаль, в умовах припинення постачання донецького антрациту, “нового енергоринку”, який штучно встановив збитковість відпуску електроенергії з ТЕС і неможливість інвестицій в реконструкцію генеруючого обладнання, та за відсутності поширення “зеленого тарифу” на вироблення електроенергії сумішшю біомаси та вугілля, що робить неможливим окупність інвестицій в спільне спалювання вугілля з біомасою, розроблені технічні рішення залишились нереалізованими.

3.4. Висновки до розділу 3

В цьому розділі на підставі аналізу процесів пилоприготування і спалювання твердого палива, повірочних теплових розрахунків існуючих котлів з різними видами палива та пилосистемами та з урахуванням запропонованого в розділі 2 критерію приведеної питомої витрати продуктів згоряння різних видів палива виконане розрахункове обґрунтування технічних рішень з глибокої реконструкції котлоагрегатів ТЕС з оптимізацією їх паливної бази, покращенням техніко-економічних та екологічних показників, у тому числі:

- обґрунтовано безпекові та техніко-економічні переваги пилосистем на основі середньохідних млинів з прямим вдуванням палива до пальників порівняно з пилосистемами на основі КБМ з проміжним бункером пилу. Показано, що пилосистеми на основі ККМ дають суттєве збільшення безпеки та надійності експлуатації, зниження питомої витрати електроенергії на розмел на 60-80%, витрати металу мелючих тіл на 95-97%, збільшення міжремонтного пробігу млинових вентиляторів удвічі, усунення запиленості котельного цеху та присмоктів повітря до пилосистем. Розрахунково доведено, що застосування пилосистем з ККМ збільшує ККД котла брутто на 2,5%, зменшує питомі витрати теплоти на турбіну на 0,5%, розширює діапазон регулювання навантаження на 10% в бік мінімального і на 5% в бік максимального навантаження, разом на 15%;

- на підставі числових досліджень вперше обґрунтовано можливість переведення газомазутних котлів великої потужності на спалювання вугілля зі збереженням габаритів і 80-100% теплової потужності топки, і встановлено, що умовою цього є поділ топки навпіл вертикальним двостороннім екраном, а умовою зменшення емісії оксидів азоту є заміна зустрічних пальників на тангенціальні з організацією твердого шлаковидалення. Розроблено, розрахунково обґрунтовано та захищено патентом України технічні рішення з реконструкції газомазутних котлоагрегатів ТГМП-314 і ТГМП-204 блоків 300 і 800 МВт Трипільської та Запорізької ТЕС з їх переведенням на газове вугілля;
- розроблено технічні рішення зі спільного спалювання паливної біомаси з вугіллям, в т. ч. для котла ТПП-210А Трипільської ТЕС – ТЗ на проєктування та ескізний проєкт вузла розвантаження, складування, підсушування і подрібнення пелет та системи роздільної подачі вугільного пилу і подрібненої біомаси в існуючі пальники з їх незначною модернізацією. Обґрунтоване зниження емісії сірчистого ангідриду, викиду парникового діоксиду вуглецю і покращення умов займання та горіння низькорекційного антрациту при додаванні біомаси.

Результати, що перелічені, одержані вперше, вони мають суттєве практичне значення. Результати досліджень та розробок автора з підготовки та спалювання біомаси в антрацитових котлоагрегатах увійшли до роботи "Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження", відзначеної Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік. На жаль, в умовах "нового енергоринку", який штучно встановив збитковість відпуску електроенергії з ТЕС [1, 16], за відсутності поширення "зеленого тарифу" на вироблення електроенергії сумішшю біомаси та вугілля, тим більше після початку повномасштабної російської агресії, розроблені технічні рішення з глибокої реконструкції котлоагрегатів ТЕС залишаються нереалізованими. Проте можна сподіватись, що ці розробки знайдуть застосування при повоєнному відновленні теплової енергетики.

Матеріали, наведені в цьому розділі, опубліковані автором в роботах [18, 71, 77-80, 82-86, 92-94], одержано патент України на корисну модель [87].

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ І ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ
РІШЕНЬ З ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ КОТЛОАГРЕГАТІВ
ТЕС І ТЕЦ НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ4.1. Принципові проблеми переведення антрацитових пиловугільних
котлоагрегатів на паливо з високим виходом летких речовин

В 1.3 відзначалось, що з урахуванням значних антрацитових покладів, з 14 ТЕС України 7 були спроектовані для спалювання вугілля газової групи, 7 - для спалювання донецького антрациту і пісного вугілля, і після 2014 року останні опинились в умовах обмеження, а починаючи з 2017 року - і повного припинення постачання проектного палива. Це зробило питання заміщення антрациту газовим вугіллям на ТЕС і ТЕЦ конче актуальним. Але на відміну від зарубіжних країн, де таке заміщення, пов'язане з розвитком технологій низькотемпературного спалювання кам'яного вугілля з твердим шлаковидаленням, які відрізняються більшим ККД та значно меншими викидами оксидів азоту, відбувалось поступово і з достатніми інвестиціями для будівництва нових сучасних енергоблоків, наша країна була змушена, щонайменше на перехідний період, вишукувати такі оригінальні технології, які потребують мінімуму інвестицій і дозволяють максимальне використання наявного генеруючого та допоміжного обладнання антрацитових енергоблоків [36, 97].

Основні відмінності котлів, що спалюють низькорекційне і газове вугілля, полягають у конструкції пилосистем, пальників та топкових камер. В 3.1 було наведене загальне порівняння пилосистем вітчизняних котлів з КБМ та проміжними бункерами пилу з пилосистемами сучасних зарубіжних котлів з середньохідними млинами та прямим вдуванням пилу до пальників. В роботі [36] відмінності вітчизняних котлоагрегатів ТЕС, призначених для спалювання антрациту і газового вугілля, та їх пилосистем розглянуті більш докладно.

Більшість пилосистем існуючих котлоагрегатів – індивідуальні, з кульовими барабанними млинами (КБМ) та проміжним бункером пилу, над яким встановлений циклон, що розділяє власне пил і запилений відпрацьований сушильний агент, який скидається до топки [64]. Більшість котлів мають рідке шлаковидалення, що визначає необхідність підтримання температури в нижній частині топки значно вище за температуру розтікання золи, яка для антрациту і газового вугілля за нормами проєктування становить до 1400°C [60, 61]. Для стійкого займання і горіння низькорекційного вугілля з виходом летких речовин $V^{daf} \leq 18\%$ застосовують вихрові пальники, скидання відпрацьованого вологовміщуючого сушильного агенту до скидних пальників, розташованих вище за основні пальники, та теплоізоляцію нижньої частини топки (“запалювальний пояс”) для підвищення температури факелу; водночас його пил має низьку схильність до самозаймання та вибуху, тому його сушать і подають до пальників гарячим повітрям (рис. 4.1, б). Газове вугілля з виходом летких речовин $V^{daf} = 35-45\%$ менш вибагливе до умов займання та горіння, воно допускає застосування прямоточних пальників, скидання відпрацьованого сушильного агенту до основних пальників і не вимагає “запалювального поясу”; водночас з огляду на високу схильність до самозаймання та вибуху пилу газового вугілля його сушать і подають до пальників, як правило, димовими газами з вмістом кисню не більше ніж 16% (рис. 4.1, а); у випадку застосування для газового вугілля сушильного агента-повітря температура аеросуміші за млином має бути не більше 70°C [65, 66]. Наявність рециркуляції димових газів через систему пилоприготування у топку та понижені температури факелу визначають необхідність збільшення поверхні теплосприймаючих стінок топки (екранів) для зниження температури газу на виході з топки до нижче температур шлакування леткої золи.

Запобігання заляганню пилу кам’яного вугілля в пилопроводах забезпечується дотриманням швидкості потоку аеросуміші не менше 18 м/с для пилосистем з прямим вдуванням і не менше 25 м/с для пилосистем з бункером пилу. Для всіх пилосистем оптимальна крупність пилу, яку визначають

залишком на ситі 90 мкм R_{90} , становить 4-8% для антрациту, 8-12% для пісного і 20-24% для газового вугілля [64]. Ця крупність забезпечується сепараторами, які встановлені на виході млина, уловлюють і повертають більш крупні частинки на повторний розмел. Слід зазначити, що коефіцієнт дробимості за Хардгров HGI у газового вугілля більший, ніж в антрациту (60-65 проти 42-45), що в поєднанні з більшою оптимальною крупністю пилу визначає суттєве збільшення розмельної продуктивності пилосистем з тими самими млинами.

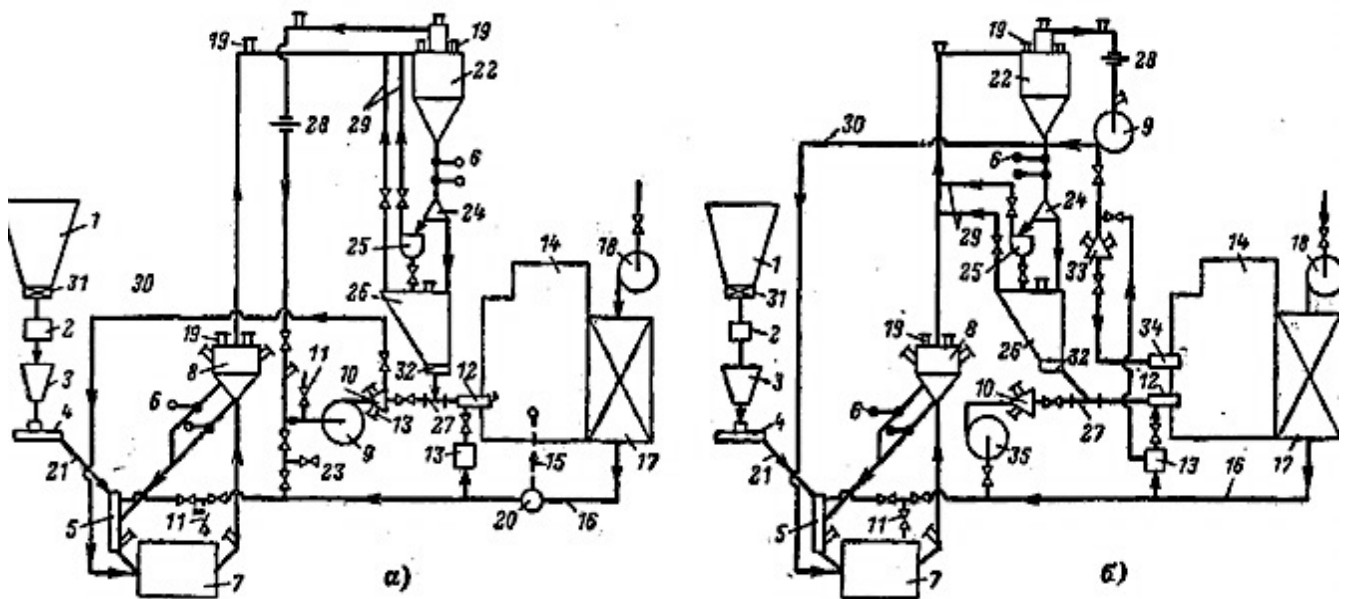


Рис. 4.1. Індивідуальна замкнута схема пилоприготування з КБМ і з промбункером пилу [98]: а – подача пилу відпрацьованим сушильним агентом (для вугілля газової групи), б – подача пилу гарячим повітрям (для антрациту). 1 – бункер вугілля, 2 – ваги, 3 – ваговий бункер, 4 – живильник сирого вугілля, 5 – пристрій для низхідної сушки, 6 – мигалка, 7 – млин, 8 – сепаратор, 9 – млиновий вентилятор, 10 – короб первинного повітря, 11 – клапан присадки холодного повітря, 12 – основний пальник, 13 – короб вторинного повітря, 14 – котел, 15 – газопровід, 16 – повітропровід гарячого повітря, 17 – повітропідігрівник, 18 – дуттьовий вентилятор, 19 – вибуховий клапан, 20 – змішувач, 21 – тічка сирого вугілля, 22 – циклон, 23 – атмосферний клапан, 24 – перекидний шибер, 25 – шнек, 26 – бункер пилу, 27 – змішувач, 28 – вимірювальна шайба, 29 – трубопровід відсмокту вологи з бункеру, 30 – трубопровід рециркуляції, 31 – відсічний шибер, 32 – живильник пилу, 33 – короб скидного повітря, 34 – скидний пальник, 35 – вентилятор гарячого дуття

Оптимальна вологість пилу має бути настільки низькою, щоб забезпечувати його сипкість, - не більше, ніж вміст гігроскопічної вологи. Нижня допустима межа визначається наявністю залишкової вологи, без якої схильність пилу до самозаймання та вибуху значно збільшується [99, 100], і, як правило, дорівнює 50% від вмісту гігроскопічної вологи [18, 101]. За чинними в Україні нормами експлуатації пилосистем, рекомендована вологість пилу антрациту становить 0,5-1,0%, газового вугілля – 1,5-3,0% [64]. З урахуванням того, що більш висока температура обумовлює більш інтенсивне сушіння, ці значення корелюють з температурою аеросуміші за млином при розмілі антрациту (на практиці звичайно 120-130°C) та при розмілі газового вугілля (на практиці 90-105°C при сушінні димовими газами і не більше 70°C при сушінні гарячим повітрям). Важливою умовою є й те, щоб температура аеросуміші за млином суттєво перевищувала точку роси відпрацьованого сушильного агента, який містить випарувану вологу.

Більший, ніж у вугілля антрацитової групи, вихід летких речовин газового вугілля обумовлює необхідність більшої витрати первинного повітря. За чинними нормами, частка первинного повітря $\alpha_{\text{перв}}$ від стехіометричної витрати становить (в дужках – при подачі пилу сушильним агентом): антрацит – 15-20(20-25)%, газове вугілля - 20-30(25-35)% [64]. Для захисту гирла пальника від обгоряння з урахуванням коротшого факелу більш реакційного газового вугілля забезпечують швидкості в каналі первинної аеросуміші на 20-30% більші порівняно з антрацитом, а швидкості в каналі вторинного повітря в розрахунку на номінальне навантаження - на 20-25% більші, ніж в каналі первинної аеросуміші [67, 68].

Заміщення антрациту газовим вугіллям на теплових електростанціях, яке набуло актуальності з 2017 року, було можливе за умови розроблення технічних рішень з реконструкції антрацитових котлів та допоміжного обладнання з дотриманням вимог пожежо- та вибухобезпеки експлуатації пилосистем, при чому вартість реконструкції буде тим меншою, чим більший ступінь використання наявного обладнання. На той час уже існував досвід переведення

на газове вугілля двох антрацитових котлів ТП-100 блоків 200 МВт Зміївської ТЕС ПАТ «Центренерго» (ТОВ «ХПКІ ТЕП-Союз», ТОВ «Котлотурбопром») із застосуванням сушіння та транспорту пилу до пальників сумішшю димових газів з повітрям із вмістом кисню менше 16% [102]. Для цього відповідно до рекомендацій [64] кожна з двох пилосистем котла оснащувалась димосмоком рециркуляції газів (ДРГ), двома виносними циклонами для очищення димових газів, що відбираються на сушіння з конвективної шахти за водяним економайзером, новим млиновим вентилятором для подолання опору запиленого потоку та забезпечення швидкості аеросуміші в пилопроводах більше 25 м/с. Котел оснащувався димосмоком інертних газів (ДІГ), що відбираються за основним димосмоком, для забезпечення роботи млинів в режимах пуску та зупину, і новими вихровими пальниками з регульованим ступенем крутки вторинного повітря. Вартість заходів лише по котлу, крім організації роздільного зберігання вугілля різних марок на складі, додаткових протипожежних заходів і АСУ ТП, становила 16-18 дол. на встановлений кіловат потужності [103]. Цей досвід показав, що традиційні способи переоснащення потребують значних капіталовкладень і термінів реалізації, а це не було прийнятним для генеруючих компаній з огляду на брак коштів та наближення опалювального сезону. Колектив ІТЕТ НАН України під керівництвом д.т.н. М. Чернявського за участю автора обрав шлях переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС на спалювання газового вугілля з повним або максимальним збереженням існуючого обладнання [18, 36, 97, 103, 104, 106-109].

4.2. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської та Зміївської ТЕС на спалювання газового вугілля

Генеруюче обладнання Трипільської ТЕС складається з 4 пиловугільних і 2 законсервованих газомазутних енергоблоків потужністю по 300 МВт (див. 1.3). Котел ТПП-210А [88, 103] - двокорпусний, симетричний, підключений до

турбіни за схемою дубль-блоку. Кожен корпус (рис. 4.2) - самостійний агрегат П-образного компонування паропроductивністю 475 т/год. Стіни топки екрановані трубами радіаційних поверхонь нагріву. Виступи, утворені фронтовим і заднім екранами, створюють перетиск, що розділяє топку на камери горіння (передтопок) і охолодження. Екрани до перетиску ошиповані та покриті карборундом, що сприяє зменшенню теплових втрат з ядра факелу і підтримці температурного режиму рідкого шлаковидалення (РШВ). Об'ємне теплове напруження при номінальному навантаженні становить: передтопка - $0,54 \text{ МВт/м}^3$, всієї топки - $0,173 \text{ МВт/м}^3$. У верхній частині топки і в поворотній камері розташовані ширмові поверхні нагріву; в низхідній конвективній шахті - конвективний ступінь первинного пароперегрівника, вторинний пароперегрівник, водяний економайзер; після повороту - електрофільтр і димосмок. Параметри свіжої пари - 25 МПа, 545°C .

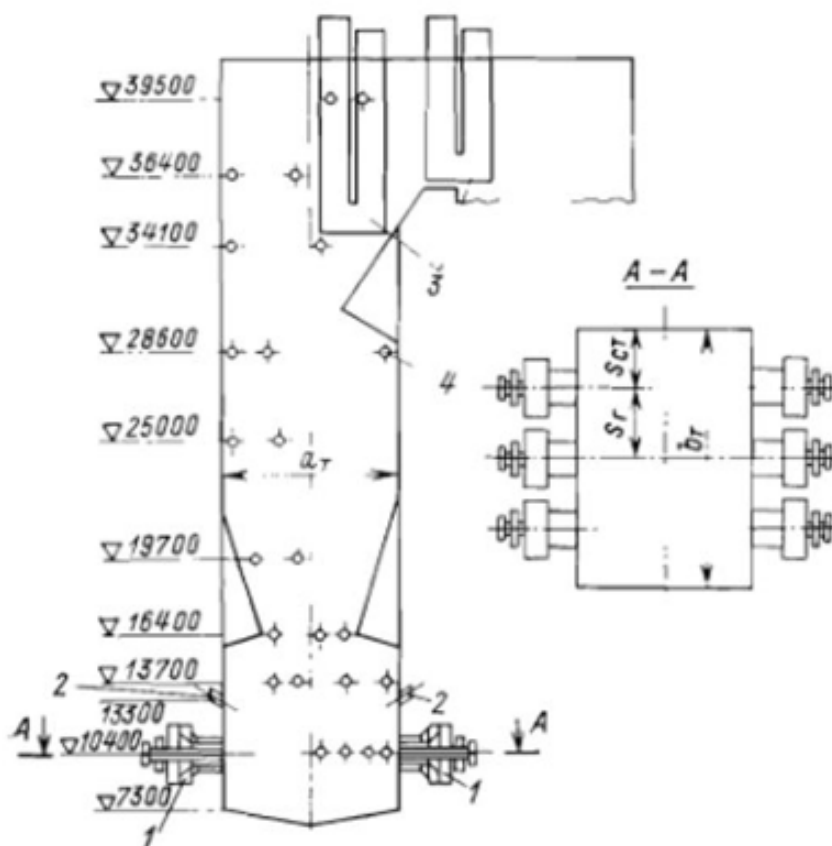


Рис. 4.2. Схема котла ТПП-210А (один корпус): 1 - основні пальники; 2 - скидні пальники; 3 - ширми; 4 - лючки для замірів [103]

Кожна топкова камера оснащена шістьма завитково-лопатковими пальниками, одноканальними за первинним та двоканальними за вторинним повітрям (рис. 4.3), встановленими в один ярус на фронтівій та задній стінках. Прямоточні скидні сопла розташовані на 3 м вище над кожним пальником.

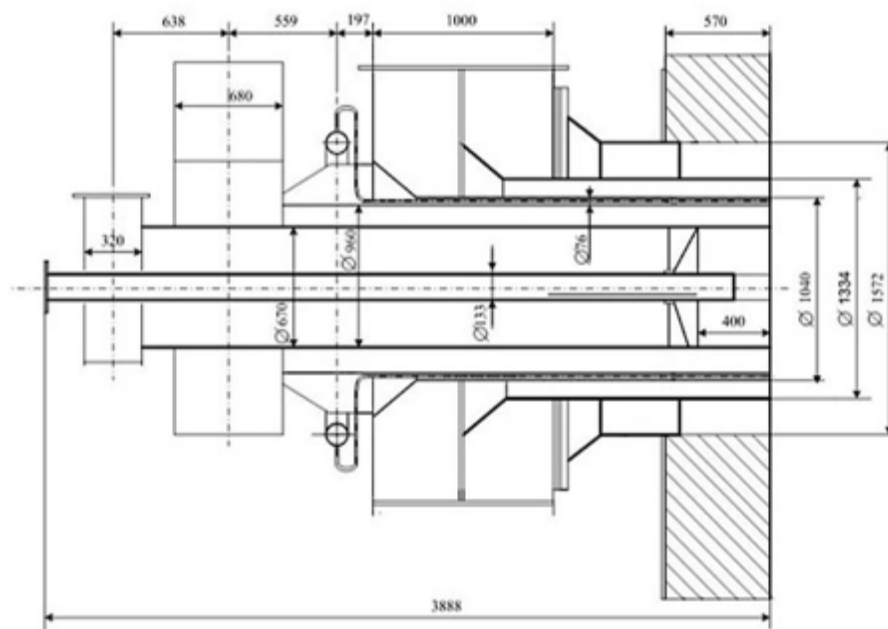


Рис. 4.3. Основний пальник котла ТПП-210А [103]

За проектом котел був оснащений трьома замкнутими пилосистемами з кульобарабанными млинами Ш-50А продуктивністю по антрациту 50 т/год., сепараторами, циклонами, МВ і об'єднаним пиловим бункером (рис. 4.4). Особливість котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС - транспорт пилу на основні пальники пилопроводами високої концентрації під тиском (ПВКт) розробки НТУУ "КПІ" [95], які врізаються в трубопровода первинного повітря за 2-3 м перед пальниками.

Від початку проектним паливом котла були донецький антрацит з калорійністю 6050 ккал/кг і донецьке пісне вугілля з калорійністю 6500 ккал/кг. Фактично в 80-90-і роки на котлах спалювався високозольний донецький антрацит з калорійністю 4100-4800 ккал/кг і газомазутним підсвічуванням 35-45% по теплоті, останні 15 років - суміш антрациту і пісного вугілля з калорійністю 5200-5800 ккал/кг без підсвічування. В якості розрахункового

палива для реконструкції було обрано суміш концентратів марок ДГ 0-100 ЦЗФ «Комсомольська») та Г(Г1) 0-100 ЗФ «Павлоградська» з $W_t^r = 12,7\%$, $A^r = 18,2\%$, $S^r = 1,4\%$, $Q_i^r = 5280$ ккал/кг.

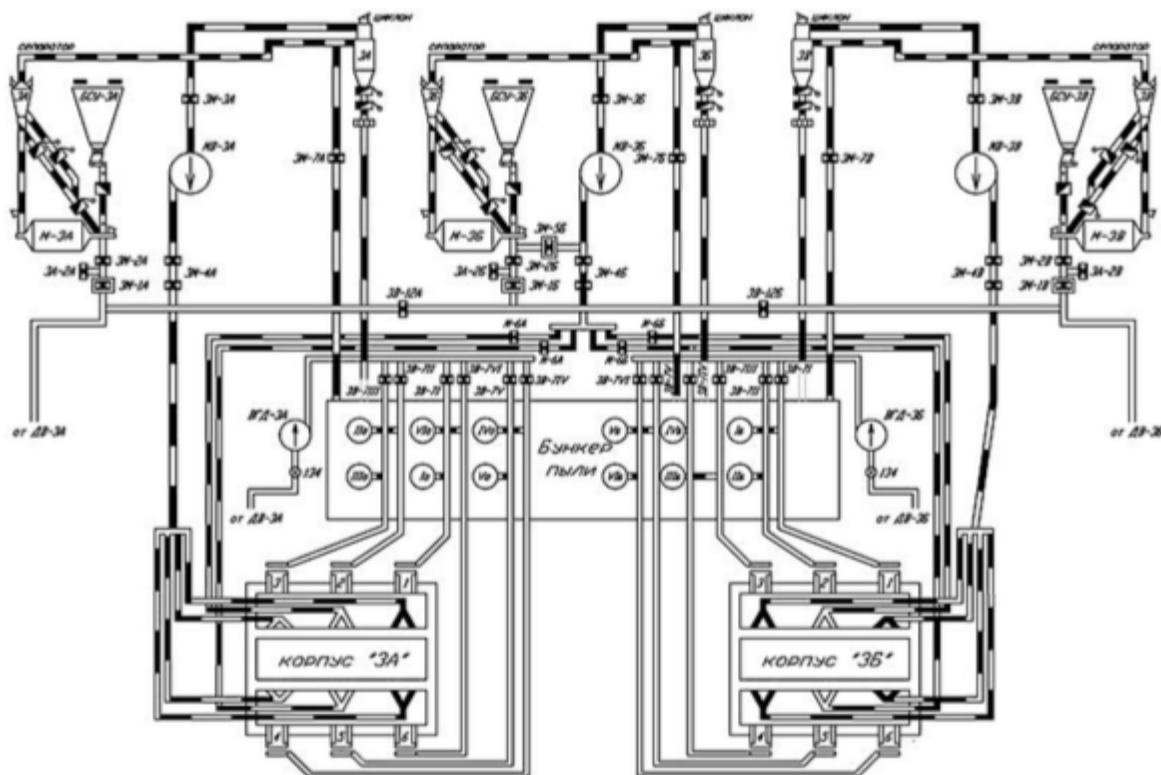


Рис. 4.4. Схема пиросистем котлів ТПП-210А ст. №№ 1, 3, 4 до реконструкції [36, 103]

При розробленні технічних рішень з переведення котла ТПП-210А ст. №4 на газове вугілля⁴ було враховано, що збереження існуючої схеми повітряної сушки і зниженням температури аеросуміші за млином до менше 70°C неприйнятне через недостатні гарантії вибухо- і пожежобезпеки та ризику

⁴ В цій роботі, яка охопила котли ст. №№ 1,3,4, М. Чернявський здійснював загальне наукове керівництво та розроблення технічних рішень по пиросистемах, О. Провалов – розроблення технічних рішень по додаткових заходах вибухо- і пожежобезпеки пиросистем. Розрахунок системи ПВКр виконаний М.Клубом (ТОВ “Спецтермомонтаж-Енерго”). Автором виконані повітряні теплові розрахунки котлів та позонні теплові розрахунки топки при спалюванні антрацити і газового вугілля, розроблені технічні рішення по очищенню відібраних на сушку вугілля продуктів згоряння та по застосуванню впорскуючого газоохолоджувача замість ДГ, здійснений науково-технічний супровід проектування та пуско-налагодження першого з переведених на газове вугілля котлоагрегатів ТПП-210А (ст. №4).

конденсації вологи при великому об'ємі елементів пилосистеми і протяжності трубопроводів, оснащення середньоходовими млинами з прямим вдуванням пилу в пальники - через високу вартість і тривалість виготовлення млинів, «класичний» варіант пилосистеми, аналогічний застосованому на блоках 200 МВт Зміївської ТЕС, - через великий обсяг робіт і вартість додаткового обладнання. Застосування системи ПВКт для газового вугілля було визнано неприйнятним через ризик самозаймання пилу на вході до пальників (див. 3.3), а також фільтрації гарячого повітря в бункер пилу через аероживильники. З іншого боку, з урахуванням більшої, ніж антрациту, розмелоздатності газового вугілля розрахунки показали можливість досягнення номінальної продуктивності котла при роботі на двох пилосистемах.

Основні технічні рішення, розроблені для технічного переоснащення котлоагрегатів ст. №№ 1, 4, полягали в наступному (у порівнянні з рішеннями, застосованими для котлів ст. №№ 2, 5 Зміївської ТЕС) [36, 97, 103, 104]:

- кількість пилосистем скорочено з 3 до 2, тобто, з 1 на 100 МВт встановленої потужності до 1 на 150 МВт потужності, або 1 на корпус (рис. 4.5);
- обґрунтовано використання 2 існуючих вентиляторів гарячого дуття (ВГД) як димосмоків рециркуляції димових газів (ДРГ) для забезпечення газової сушки;
- замість 4 виносних циклонів для очистки відібраних димових газів запропоновано встановлення 2 компактних золоконцентраторів в існуючому газоході;
- замість потоку інертних газів з температурою 130-170°C від ДІГ для охолодження при пуску, плановому або аварійному зупині млина обґрунтовано використання 2 впорскуючих газоохолоджувачів;
- замість заміни МВ на більш потужні обґрунтовано можливість збереження існуючих МВ з продуктивністю 125 тис. м³/год. за рахунок організації транспорту пилу високої концентрації під розрідженням (ПВКр) з оснащенням бункеру пилу лопатевими пиложивильниками для унеможливлення фільтрації повітря до бункеру;
- замість заміни пальників обґрунтовано можливість збереження існуючих пальників з їх модернізацією та переведенням у прямотоково-вихровий режим.

При цьому відпрацьований сушильний агент замість скидних пальників подається до каналів первинного повітря крайніх основних пальників. В решту каналів, а для середніх основних пальників – і в канал первинного повітря, подається гаряче повітря. Це дозволяє підвищити швидкості в каналах центрального, первинного та вторинного повітря з 6 до 18, з 18 до 24, з 22 до 27 м/с, відповідно, а коефіцієнти витрати окисника – з 0,05 до 0,15, з 0,16 до 0,22, з 0,58 до 0,71, відповідно, що відповідає рекомендаціям [67, 68] для прямооточно-вихрових пальників. Вугільний пил подається паровими ежекторами ПВКр до центрального каналу всіх пальників (рис. 4.6). Тобто, центральний канал приймає на себе функцію прямооточного каналу первинного повітря, а канал первинного повітря - функцію каналу другого первинного повітря. Геометричні розміри пальників не змінюються, крім скорочення торців каналів центрального та первинного повітря на 0,2-0,3 діаметру пальника, тобто, на 0,3-0,4 м.

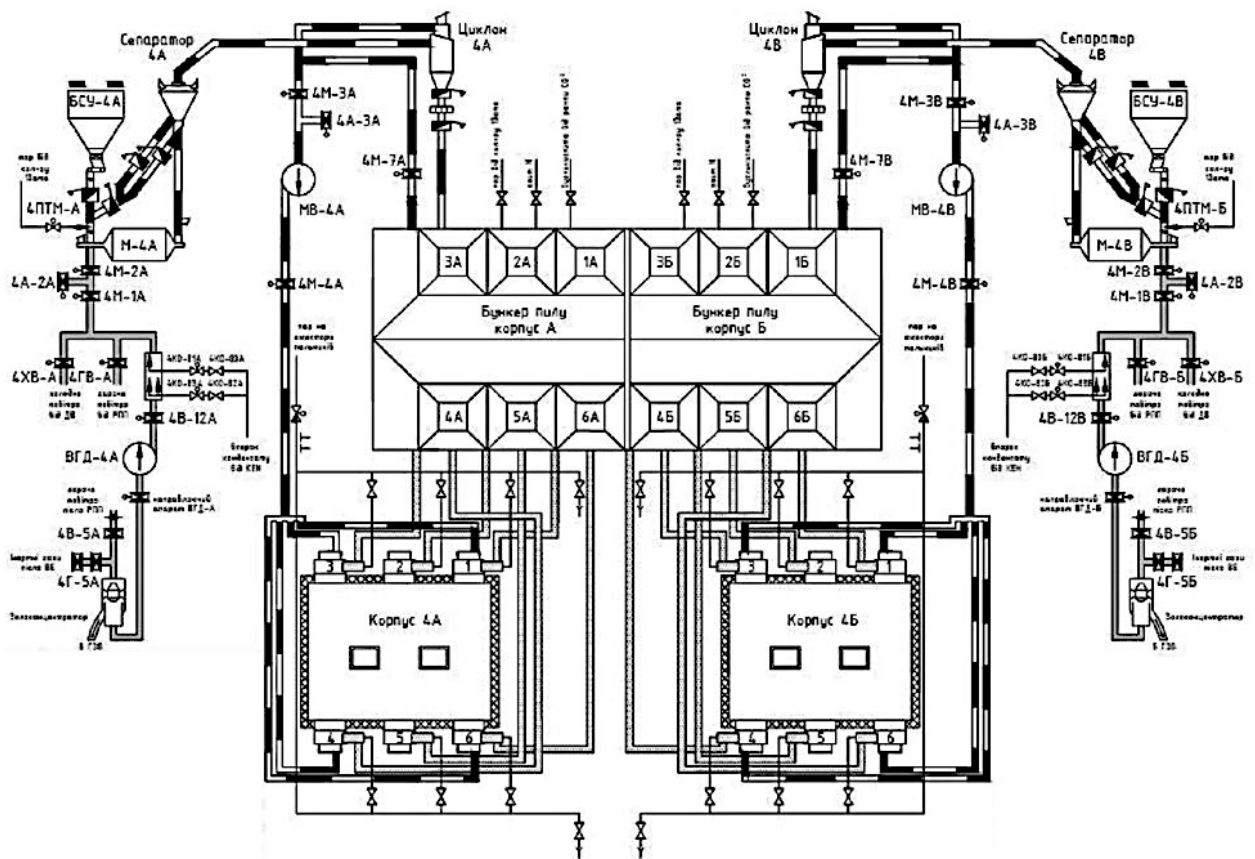


Рис. 4.5. Схема пилосистем котлів ТПП-210А ст. №№ 1, 4 після реконструкції

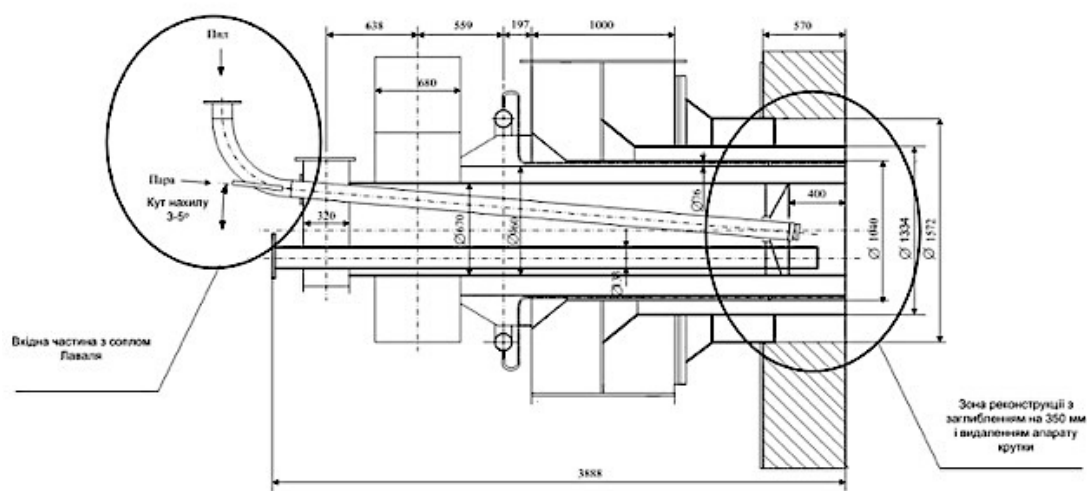


Рис. 4.6. Модернізований пальник котла ТПП-210А з введенням труби пилу з паровим ежектором в центральний канал [103]

В табл. 4.1 наведені основні результати повірочних позонних теплових розрахунків (для котла ст. №1 з двома ступенями ширм на виході топки) при різних навантаженнях котла. Вони свідчать про наступне.

1. Температура газів на виході з першої зони (передтопка) в усьому діапазоні навантажень перевищує температуру розтікання золи для розрахункового вугілля $t_c = 1340^\circ\text{C}$ більше ніж на 160°C , що свідчить про надійну реалізацію умов рідкого шлаковидалення.
2. Високі рівні питомого теплового навантаження променесприймаючої поверхні у 2-3-й зонах забезпечують загальний високий теплотйом, так що температура газів на виході з топки становить менше 1125°C навіть на номінальному навантаженні. При температурі розм'якшення золи розрахункового вугілля 1230°C це свідчить про відсутність ризику шлакування другого ступеню ширм і низький ризик шлакування першого ступеню ширм в усьому діапазоні навантажень. Це не потребує подачі у верхню частину топки охолоджуючих газів рециркуляції або встановлення парової обдувки ширм.

Разом з тим розрахунки показали, що при переведенні з антрациту на газове вугілля витрата продуктів згоряння на виході топки зростає за рахунок як відзначеного в 2.1 збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння, так і рециркуляції димових газів в систему пилоприготування.

Таблиця 4.1 - Основні результати повірочних позонних теплових розрахунків
топкової камери котла ТПП-210А ст. № 1 на газовому вугіллі

За результатом розрахунку топки в цілому				
Навантаження котла , %	100	90	80	70
Адіабатична температура горіння, °C	1898	1884	1869	1849
Температура газів на виході з топки, °C	1122	1088	1053	1013
За результатом позонного розрахунку				
Відносна висота 1 зони	0,252	0,252	0,252	0,252
Ступінь вигорання палива на виході з 1 зони	0,955	0,952	0,9475	0,942
Температура газів на виході з 1 зони, °C	1597	1568	1537	1500
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 1 зони, кВт/м ²	118,0	111,1	104,1	96,0
Відносна висота 2 зони	0,349	0,349	0,349	0,349
Ступінь вигорання палива на виході з 2 зони	0,965	0,953	0,958	0,946
Температура газів на виході з 2 зони, °C	1580	1550	1517	1478
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 2 зони, кВт/м ²	130,1	122,1	114,1	104,8
Відносна висота 3 зони	0,508	0,508	0,508	0,508
Ступінь вигорання палива на виході з 3 зони	0,985	0,982	0,97757	0,972
Температура газів на виході з 3 зони, °C	1443	1406	1370	1325
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 3 зони, кВт/м ²	216,6	199,5	182,7	164,5
Відносна висота 4 зони	0,823	0,823	0,823	0,823
Ступінь вигорання палива на виході з 4 зони	0,995	0,991	0,9875	0,982
Температура газів на виході з 4 зони, °C	1208	1168	1129	1083
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 4 зони, кВт/м ²	99,8	89,7	80,5	70,6
Відносна висота 5 зони	0,844	0,844	0,844	0,844
Ступінь вигорання палива на виході з 5 зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 5 зони, °C	1148	1113	1080	1042
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 5 зони, кВт/м ²	84,6	76,8	70,0	62,6
Відносна висота 6 зони	1	1	1	1
Ступінь вигорання палива на виході з 6 зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 6 зони, °C	1070	1033	999	959,6
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 6 зони, кВт/м ²	67,0	61,1	55,0	48,7
Температура газів в середньому перерізі вихідного вікна, °C	1108,8	1072	1039,5	1001

Збільшення витрати продуктів згоряння газового вугілля з урахуванням додаткової подачі пари з ПВКр викликає наступні зміни порівняно з антрацитом:

- зменшення адіабатної температури горіння і температури в передтопку, що, в свою чергу, є причиною зниження генерації термічних оксидів азоту [105];
- збільшення частки теплоти, яка виноситься до конвективної шахти.

В табл. 4.2 наведено зміну показників котла ТПП-210А при переведенні з антрациту на газове вугілля з сушкою димовими газами (для навантаження 90%) за результатами повірочних теплових розрахунків та випробувань до і після реконструкції. Видно, що результати розрахунків та випробувань добре погоджуються. За рахунок зниження температури в передтопку і генерації термічних оксидів азоту загальне зменшення вмісту оксидів азоту в димових газах становить понад 15%. Температура на виході топки змінилась несуттєво, але за рахунок збільшення витрати продуктів згоряння на виході топки помітно зросла частка теплоти, яка виноситься до конвективної шахти. При збереженні конвективних теплосприймаючих поверхонь це невідворотно знижує частку їхнього теплосприйняття та призводить до збільшення температури відхідних газів і втрат теплоти з відхідними газами.

Ще один наслідок наведених змін полягає в обмеженні теплової потужності котла при переведенні з антрациту на спалювання газового вугілля. Попри те, що чинними нормами [65] встановлено загальну величину присмоктів/перетоків повітря в димові гази на ділянці від виходу з топки до димосмоку не більше 35%, в реальних котлах вона не буває меншою 0,6, що призводить до кінцевого значення коефіцієнту надлишку повітря $\alpha \geq 1,8$ та збільшує витрату відхідних газів в нормальних м³. Збільшення температури відхідних газів, як показано в табл. 4.2, додатково збільшує витрату відхідних газів в реальних метрах кубічних. При продуктивності димосмоку корпусу котла ТПП-210А не більше 1000 м³/год. це викликає обмеження потужності котла за співвідношенням “тяги-дутьтя-присмокти/перетоки”. Результати розрахунку максимально досяжної теплової потужності котла для середньорічної температури, для зими і для літа узагальнені в табл. 4.3.

Таблиця 4.2 - Зміна показників котла ТПП-210А при переведенні з антрациту на газове вугілля з сушкою димовими газами (ст. № 1, для навантаження 90%)

Марка вугілля	А	Г
За результатами повірочних теплових розрахунків:		
Q_i^r , МДж/кг	24,26	22,1
V_r , нм ³ /кг (при $\alpha = 1,2$)	7,97	7,58
V_r/Q_i^r , нм ³ /МДж	0,328	0,343
V_r , нм ³ /кг (з урахуванням рециркуляції, при $\alpha = 1,2$)	7,97	7,88
V_r/Q_i^r , нм ³ /МДж (з урахуванням рециркуляції)	0,328	0,357
T_a , °С	1960	1884
T на виході передтопку, °С	1655	1568
T на виході з топки, °С	1068	1072
$Q_{\text{конв}}$, %	55,9	69,5
T відхідних газів, °С (при $\alpha = 1,8$)	138	175
Витрата відхідних газів на 1 корпус, тис. нм ³ /год. (при $\alpha = 1,8$)	627	635
Витрата відхідних газів на 1 корпус, тис. м ³ /год. (при $\alpha = 1,8$)	944	1042
За результатами випробувань:		
Q_i^r , МДж/кг	23,4	21,2
T на виході передтопку, °С	1690	1580
NO_x , мг/нм ³	1350	1150
T на виході з топки, °С	1100	1115
T відхідних газів, °С (при $\alpha = 1,8$)	152	178

Таблиця 4.3 – Обмеження максимальної теплової потужності котла за балансом “тяга-дутьтя” при наявному рівні присмоктів та перетоків

Середньорічна температура повітря 9°С	
Максимальне теплове навантаження, % від номінального	91
Максимальна паропроductивність котла, т/год.	432,3
Температура відхідних газів на ДС, °С	161
Зима (середня температура -10°С)	
Максимальне теплове навантаження, % від номінального	95
Максимальна паропроductивність котла, т/год.	451,3
Температура відхідних газів на ДС, °С	147
Літо (середня температура 30°)	
Максимальне теплове навантаження, % від номінального	82
Максимальна паропроductивність котла, т/год.	389,5
Температура відхідних газів на ДС, °С	187

Для подолання обмежень теплової потужності котла, викликаних збільшенням витрати продуктів згоряння газового вугілля порівняно з антрацитом, необхідне здійснення додаткових заходів з усунення присмоктів до топки, котла, електрофільтру, перетоків в РПП.

Після реконструкції, яка разом з проектуванням тривала менше 7 місяців, котел № 4 був запущений в січні 2018 р. За рахунок застосування оригінальних технічних рішень з максимальним використанням існуючого обладнання вартість реконструкції склала 3,5 дол. на встановлений кВт. Випробування показали стійкість режиму РШВ і відсутність шлакування ширм в діапазоні навантаження 65-100%. У порівнянні з антрацитом (втрати з механічним недопалом 6,0-6,5%, ККД брутто 82,5-83,0%), техніко-економічні показники котла покращились (втрати з механічним недопалом 1,0-1,2%, ККД брутто 87,0-87,5), а емісія оксидів азоту знизилася на 15-20%. Такі ж технічні рішення були застосовані для котла ст. №1 (грудень 2021 р.).

Описаний варіант подачі сушильного агента та повітря до основних пальників довів працездатність та ефективність, зокрема, по формуванню факелу оптимальної довжини та по повноті вигорання пилу. Разом з тим він виявився досить складним в налагодженні та поточному регулюванні. По-перше, за рахунок наявності 10-15% пилу в скидному сушильному агенті при однакових продуктивностях всіх пилосживильників на середні пальники надходить в середньому на 10-14% менше пилу, ніж на крайні; запобігти цьому можна роздільним регулюванням продуктивності пилосживильників, що не завжди зручно. По-друге, при прийнятій схемі регулювання витрати повітря по регістрах основних пальників витрата сушильного агента в канал первинного повітря крайніх пальників при зміні навантаження залишається незмінною, а витрата гарячого повітря в канал первинного повітря середніх пальників змінюється в залежності від навантаження котла, що призводить до необхідності роздільного регулювання розподілу повітря по регістрах для різних пальників. З огляду на це, стосовно до котлоагрегату ст. №3 було розглянуто можливість скиду відпрацьованого сушильного агента на існуючі скидні пальники [106].

Звичайно вважається, що наявність скидних пальників призводить до затягування факелу за рахунок подачі частини пилу в сушильному агенті до верхньої частини передтопка, як наслідок – до збільшення температури топкових газів та виникнення умов шлакування ширм. Проте докладний огляд літератури з цього питання, зокрема, з результатами випробувань при спалюванні газового вугілля в котлоагрегатах ТП-100 зі скидними пальниками та в котлах ТПП-312 з варіацією витрати повітря на основні пальники [69], показав, що основна причина погіршення умов горіння факелу газового вугілля зі скидними пальниками - недостача окисника в основних пальниках за рахунок спрямування значної частини кисню, необхідного для горіння, до скидних пальників. Доведено, що найкращі техніко-економічні показники спалювання досягаються при рівні надлишку окисника на основних пальниках $\alpha = 1,1-1,15$.

Якісний аналіз показує, що при подачі відпрацьованого сушильного агента на скидні пальники котла ТПП-210А ст. №3 Трипільської ТЕС цього негативного чинника в основному вдасться уникнути. Справді, при спалюванні антрациту з трьома пилосистемами і сушильним агентом-повітрям на скидні пальники надходить майже 30% від стехіометрично необхідного повітря. Але ж в даній схемі застосовано не 3, а 2 пилосистеми, що скорочує витрату скидного сушильного агента в 1,5 рази. Крім того, в якості сушильного агента замість повітря застосовано суміш повітря з димовими газами з вмістом кисню до 16%, що зменшує кількість скидного окисника ще в півтора рази, загалом – приблизно вдвічі порівняно зі спалюванням антрациту. З урахуванням того, що на основні пальники надходить лише пил, вловлений циклонами, за цих умов на основних пальниках існуватиме надлишок повітря.

Іншим чинником, який слід прийняти до уваги при виборі схеми подачі пилу та скидного сушильного агента на пальники, є швидкість газів у каналах основних пальників. Згідно з [67, 68], при переведенні вихрових та прямоточно-вихрових пальників з антрациту на газове вугілля швидкість в каналі первинного повітря повинна збільшуватись приблизно на 30%. Виходячи з принципу послідовного додавання окисника до пиловугільного факелу, швидкості в

каналах пальника мають зростати від центра до периферії. Якщо прийняти схему зі скиданням сушильного агенту до існуючих скидних пальників, виконання рекомендацій щодо швидкостей газів потребуватиме зменшення площини перерізу основних пальників, наприклад, за рахунок відглушки або переведення в режим захисного дуття зовнішнього каналу вторинного повітря.

Результати витратно-теплових розрахунків пилосистеми, витратно-швидкісних розрахунків пальників та виконаного автором повірочного позонного розрахунку⁵ топкової камери котла ТПП-201А (табл. 4.4) свідчать, що у випадку реалізації схеми зі скиданням запиленого сушильного агенту до скидних пальників, подачі пилу в центральний канал основних пальників ежектором ПВКр і подачі повітря до всіх основних пальників з відглушкою або переведення в режим захисного дуття зовнішнього каналу вторинного повітря:

- швидкості в каналах пальників повністю відповідають рекомендаціям [67, 68] для подачі газового вугілля у прямоточно-вихрові пальники;
- коефіцієнт надлишку повітря по основних пальниках становить 1,01 по відношенню до всього пилу і 1,16 по відношенню до пилу, що подається до основних пальників по пилопроводах ПВКр;
- завдяки тому, що в 1-шу зону топки вугілля і гаряче повітря подаються в оптимальному співвідношенні, а сушильний агент подається лише в 2-у, в першій зоні забезпечується температура, із запасом достатня для підтримання режиму рідкого шлаковидалення і для стабілізації займання скидного факелу;
- за рахунок загального високого теплостійому екранними поверхнями топки температура газів на виході з топки становить не більше ніж 1130°C, що доводить відсутність ризику шлакування ширм в усьому діапазоні навантажень.

Розроблена схема зі скиданням запиленого сушильного агенту до скидних пальників (рис. 4.7) дає змогу значного спрощення регулювання основних пальників [103, 106]. Решта технічних рішень для котла ст. №3 залишилась такою ж, як для котла ст. №4 [36, 103, 106].

⁵ У зв'язку з рознесенням основних та скидних пальників при виконанні позонного розрахунку передтопок було умовно розбито по висоті на 2 зони.

Таблиця 4.4 – Основні результати повірочних позонних теплових розрахунків
топкової камери котла ТПП-210А ст. №3 на газовому вугіллі
(зі скиданням сушильного агента до скидних пальників)

Навантаження котла , %	100	90	80	70
Адіабатична температура горіння, °С	1838,8	1831,6	1826,2	1821,6
Температура газів на виході з топки, °С	1090	1060	1027	989
Відносна висота 1 зони	0,172	0,172	0,172	0,172
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,8117	0,8117	0,8117	0,8117
Температура газів на виході з 1 зони, °С	1688,1	1688,1	1688,1	1688,0
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 1 зони, кВт/м ²	117,4	117,4	117,4	117,5
Відносна висота 2 зони	0,29	0,29	0,29	0,29
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,96	0,96	0,96	0,96
Температура газів на виході з 2 зони, °С	1598,5	1579,2	1557,8	1529,9
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 2 зони, кВт/м ²	126,0	120,9	115,5	108,8
Відносна висота 3 зони	0,349	0,349	0,349	0,349
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,97	0,97	0,97	0,995
Температура газів на виході з 3 зони, °С	1562,3	1540,7	1516,9	1524,8
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 3 зони, кВт/м ²	286,8	273,7	259,7	264,8
Відносна висота 4 зони	0,523	0,523	0,523	0,523
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 4 зони, °С	1436,3	1408,2	1379,4	1332,8
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 4 зони, кВт/м ²	212,2	198,7	185,6	166,0
Відносна висота 5 зони	0,823	0,823	0,823	0,823
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 5 зони, °С	1231,4	1200,3	1168,9	1120,4
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 5 зони, кВт/м ²	123,6	113,8	104,6	91,6
Відносна висота 6 зони	0,8601	0,8601	0,8601	0,8601
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 6 зони, °С	1214,3	1183,3	1151,7	1103,4
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 6 зони, кВт/м ²	117,6	108,3	99,3	86,9
Відносна висота 7 зони	1	1	1	1
Ступінь вигорання палива на виході з зони	0,995	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з топки, °С	1128,0	1095,5	1062,7	1019, 7
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 7 зони, кВт/м ²	91,3	83,3	75,7	66,8

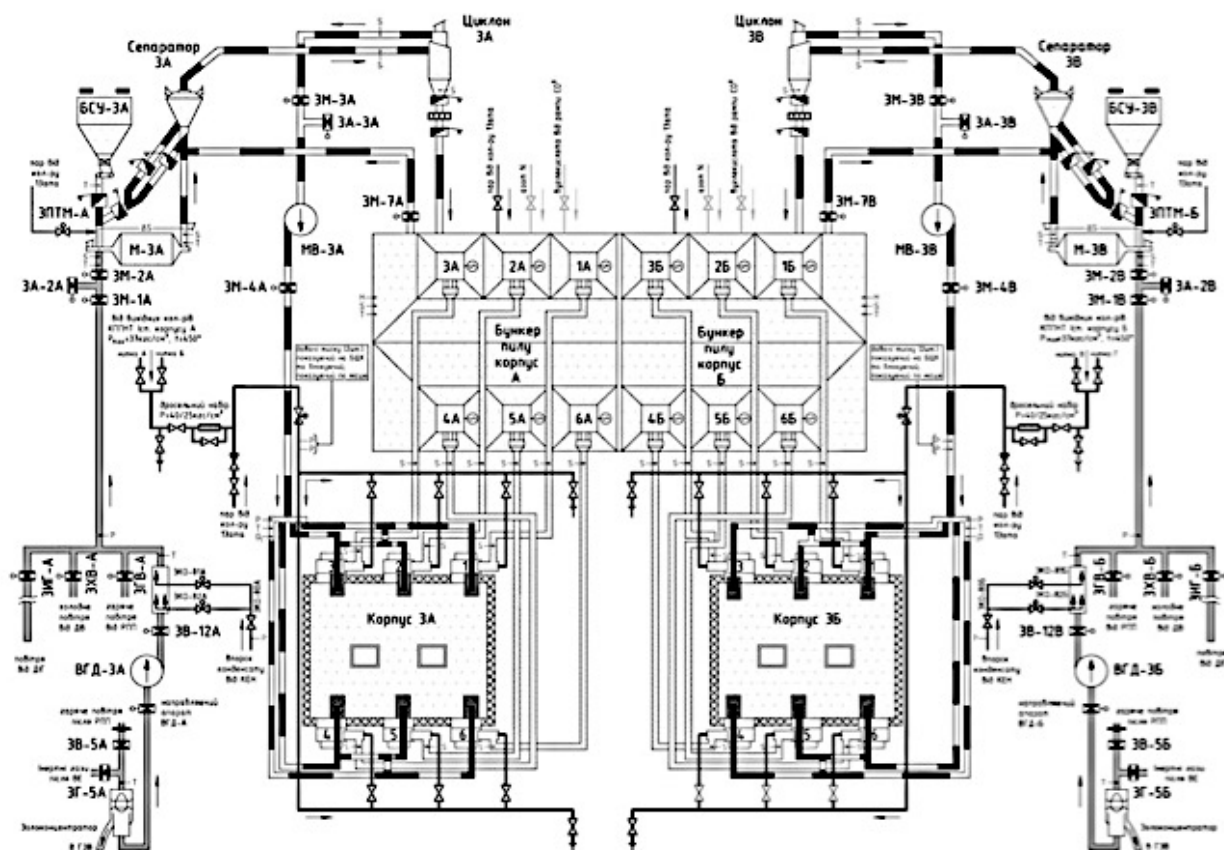


Рис. 4.7. Схема пилосистеми котла ТПП-210А ст. №3 після реконструкції

Після реконструкції, яка разом з проектуванням тривала 6 місяців, енергоблок був введений в експлуатацію в січні 2019 р. Випробування показали стійкість режиму РШВ і відсутність шлакування ширм в діапазоні навантаження 65-100%. Техніко-економічні показники реконструйованого котла ст. №3 були досягнуті такі ж, як котла ст. №4, але при значно спрощеному регулюванні.

Восени 2019 року в в Україні виникла ситуація тимчасового дефіциту газового вугілля місцевого видобутку. На той час на складі Трипільської ТЕС знаходився достатній обсяг імпортного пісного вугілля. За цих умов на прохання ТЕС фахівцями ІТЕТ НАН України⁶ на підставі виконаного автором розрахункового дослідження з урахуванням зазначеного вище запасу по температурі в 1-й зоні була обґрунтована можливість спалювання на котлі ст. №3 пісного вугілля без зміни складу обладнання, за рахунок тільки режимних

⁶ Є.Мірошниченко (повірочні теплові розрахунки), О.Провалов (випробування), М.Чернявський (загальне керівництво).

заходів (утонення помелу пилу з $R_{90} = 20-25\%$ до $R_{90} = 10-12\%$, переходу на сушку гарячим повітрям, підвищення температури аеросуміші за млином від $85-90^{\circ}\text{C}$ до $95-105^{\circ}\text{C}$ і зменшення частки первинного повітря з відповідним збільшенням периферійного вторинного повітря для скорочення довжини факелу). Випробування, виконані в листопаді 2019 р. в розрахованих режимах пилоприготування і спалювання, показали достатню стійкість займання, горіння і рідкого шлаковидалення пісного вугілля з калорійністю $5800-6000$ ккал/кг в діапазоні регулювання навантаження блоку $70-100\%$ при втратах теплоти з механічним недопалом $3,0-4,0\%$, що порівняно з котлоагрегатами, спроектованими для пісного вугілля. Таким чином, пиловугільний енергоблок 300 МВт ст. №3 Трипільської ТЕС став першим в світі, здатним працювати на двох принципово різних видах палива - на газовому і пісному вугіллі [36, 103].

Це технічне рішення захищене патентом України “Спосіб спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин” [107], який полягає у спалюванні вугілля в котлі, обладнаному індивідуальними замкненими пиłosистемами, кожна з КБМ, сепаратором, циклоном, млиновим вентилятором, проміжним бункером пилу, прямоточно-вихровими основними та прямоточними скидними пальниками, з використанням у млинах в якості сушильного агенту суміші гарячого повітря, холодного повітря і гарячих димових газів, які відбирають спеціальним вентилятором з конвективної шахти під економайзером та очищають від золи, з транспортом пилу з бункеру на основні пальники котла по пилопроводах високої концентрації під розрідженням, що створюється паровими ежекторами, з безпосереднім введенням в прямоточні центральні канали основних пальників, в яких демонтовані лопаткові завихрювачі, труб подачі пилу високої концентрації з конусними розсікачами на кінці, і відрізняється тим, що відпрацьований запилений сушильний агент з млинового вентилятора скидають до скидних пальників, при спалюванні вугілля газової групи регулюванням стулок сепаратору встановлюють тонину розмелу пилу $R_{90} = 20-25\%$, регулюванням шиберів гарячого, холодного повітря та димових газів встановлюють вміст

кисню в сушильному агенті не більше ніж 16% і температуру сушильного агенту за млином 90-110°C, і в центральний канал основних пальників подають повітря з витратою 20-25% від стехіометрично необхідної, а при спалюванні пісного вугілля регулюванням стулок сепаратору встановлюють тонину розмелу пилу $R_{90} = 8-12\%$, шибер подачі димових газів закривають, регулюванням шиберів гарячого і холодного повітря встановлюють температуру сушильного агенту за млином 100-120°C, і в центральний канал основних пальників подають повітря з витратою 15-20% від стехіометрично необхідної.

Результати досліджень та розробок автора з переведення котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС на газове вугілля увійшли до роботи "Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження", відзначеної Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік.

Вище зазначалось, що, зважаючи на припинення поставок антрациту і пісного вугілля з Донбасу, у 2017-2019 рр. на газове вугілля були переведені блоки 200 МВт ст. №№ 2, 5, 6 Зміївської ТЕС з котлами ТП-100 із застосуванням сушки і транспорту пилу димовими газами, встановленням димосмоків рециркуляції димових газів (ДРГ) та димосмоків інертних газів (ДІГ), заміною пальників та млинових вентиляторів (МВ) (ТОВ «ХПКІ ТЕП-СОЮЗ», ТОВ «Котлотурбопром»). У той же час існує досвід переведення на спалювання газового вугілля котлоагрегатів ТПП-210А блоків 300 МВт Трипільської ТЕС за розробленими за участю автора технічними рішеннями ІТЕТ НАН України з більшою часткою використання наявного обладнання, із значно меншими питомими капіталовкладеннями, з можливістю спалювання пісного вугілля. Тому для переведення на газове вугілля котлів ТПП-210, ТПП-210А блоків 300 МВт Зміївської ТЕС досвід Трипільської ТЕС був визначений як базовий, а ІТЕТ НАН України – як розробник технічних рішень.⁷

⁷ М.Чернявський (загальне керівництво, технічні рішення по пальниках), О.Провалов, А.Росколупа (технічні рішення по додаткових заходах вибухо- і пожежобезпеки пилосистем) і автор (повірочні теплові розрахунки, технічні рішення по очищенню продуктів згоряння, по транспорту пилу та по застосуванню впорскуючого газоохолоджувача, тощо).

Котли ТПП-210 та ТПП-210А ідентичні, за винятком кількості пальників: в котлі ТПП-210 їх 12 на корпус, продуктивністю по вугіллю 5 т/год. з одним каналом вторинного повітря, розташованих зустрічно в два яруси на фронтівій і задній стінках передтопка [88]. Від початку котли були оснащені індивідуальною схемою пилоприготування, з одним для обох корпусів пиловим бункером і трьома пилосистемами з кульобарабанными млинами (КБМ), сепараторами, циклонами. Сушильний агент – гаряче повітря. Пиложивильники – лопатеві, транспорт пилу до пальників – звичайної концентрації, за допомогою вентилятора гарячого дуття - ВГД (один на корпус). Відпрацьований сушильний агент млиновими вентиляторами скидається в топку через прямоточні скидні пальники (на ТПП-210 – по 12 на корпус на бокових стінках, на ТПП-210А – по 6 на корпус над основними пальниками).

Аналіз складу і стану наявного обладнання показав [108], що для переведення пилосистем котлів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на газове вугілля доцільно прийняти ті ж основні технічні рішення, що і для пилосистем котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС, а саме:

- кількість пилосистем скорочується з 3 до 2 (по 1 на корпус);
- ВГД використовуються в якості ДРГ для забезпечення відбору димових газів на сушку з конвективної шахти між економайзером та РПП;
- очищення відібраних димових газів здійснюється компактними відцентровими золоконцентраторами зі скиданням уловленого зольного пилу до каналу ГЗВ;
- існуючі МВ зберігаються, транспорт пилу до основних пальників здійснюється системою пилоподачі високої концентрації під розрідженням (ПВКр), труби парового ежектора ПВКр вводяться до центрального каналу існуючих пальників, для чого мазутна форсунка зміщується від осі вниз, а завихрювач в центральному каналі демонтується, що перетворює пальник на прямоточно-вихровий.

Окремого вирішення потребувало питання скиду відпрацьованого запиленого сушильного агенту після МВ. З урахуванням співвідношення перерізів каналів пальників та меншій, ніж первинного повітря, температурі сушильного агенту скид сушильного агенту до каналів первинного повітря всіх пальників

призвів би до небажаного зменшення в них швидкості до 16-17 м/с. Для котлів ТПП-210А ст. №№ 1, 4 Трипільської ТЕС було застосовано скидання сушильного агенту до каналів первинного повітря лише крайніх пальників, а в середні пальники в ці канали подавалось повітря. Така схема виявилась ефективною з точки зору організації займання та горіння, проте досить складною в експлуатації внаслідок необхідності роздільного регулювання розподілу повітря по каналах для різних пальників при зміні навантаження. Тому для котла ТПП-210А ст. №3 було застосовано схему зі скиданням сушильного агенту в топку через скидні пальники. При надлишку окисника на виході топки $\alpha = 1,2$, витраті окисника з сушильним агентом $\alpha = 0,14$ і нормативних присмоктах в топку 5% це залишає на основні пальники витрату $\alpha = 1,01$ від стехіометричної в розрахунку на весь пил, а з урахуванням того, що через циклони проскакує зі скидним сушильним агентом близько 10% пилу, - $\alpha = 1,12$ в розрахунку на пил, що подається через основні пальники. Така витрата згідно розрахунку забезпечує повноту вигорання пилу та оптимальну адіабатичну температуру факелу від основних пальників. Але досвід практичної експлуатації виявив і певні обмеження з урахуванням фактичного стану обладнання: фактичні присмокти в топку виявились не 5%, а 12-13%, а понаднормативний рівень присмоктів на ділянці між режимним перетином і димосмоком змушував при збільшенні навантаження зменшувати надлишок окисника на виході з топки до $\alpha = 1,15-1,17$. При цьому на максимальному навантаженні котла на основні пальники залишалась витрата окисника $\alpha = 0,88-0,91$ від стехіометричної, що збільшувало механічний недопал до 2-3%, а емісію СО – до неприпустимого рівня 3000 ppm. Це визначило обмеження паропродуктивності котла на рівні 870-900 т/год.

Для переведення котлів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на газове вугілля розроблено оригінальне технічне рішення [108], в якому скидання відпрацьованого запиленого сушильного агенту після МВ здійснюється до каналів первинного повітря всіх існуючих пальників, а для оптимізації розподілу швидкостей та коефіцієнтів витрати окисника в каналах існуючих пальників виконується заміна труби центрального каналу зі збільшенням діаметру: в

пальниках котла ТПП-210 – від 377х9 мм до 426х8 мм, в пальниках котла ТПП-210А – від 670х8 до 720х8 мм. Таке рішення при присмоктах в топку до 15% забезпечує на номінальному навантаженні витрату окисника на пальниках $\alpha = 1,05$, сумарно в центральному каналі та каналі первинного повітря $\alpha = 0,28-0,35$, співвідношення швидкостей в центральному/первинному/вторинному каналах (17-19)/(19-21)/(23-25) м/с, що відповідає рекомендаціям [67, 68]. Після реалізації переобладнання пилосистем та пальників перехід від газового до пісного вугілля і навпаки без зміни складу обладнання забезпечується за рахунок лише регулювання режимних параметрів - тонини розмелу пилу (залишок на ситі 90 мкм для газового вугілля $R_{90} = 20-25\%$, для пісного вугілля $R_{90} = 8-12\%$), складу і температури сушильного агенту за млином (для газового вугілля вміст кисню до 16%, температура за млином 90-110°C, для пісного вугілля вміст кисню до 21%, температура за млином 100-120°C) та витрати гарячого повітря до центрального каналу пальників (для газового вугілля 12-20%, для пісного вугілля 10-15% від стехіометрично необхідної). Переведення котла з вугілля газової групи на пісне або навпаки виконується одночасно з оновленням пилу в бункері, тобто, протягом 2-3 годин.

Описане технічне рішення захищене патентом України “Спосіб переобладнання пилосистем та пальників антрацитового пиловугільного котла для його переведення на спалювання кам’яного вугілля” [109], що полягає у заміні сушильного агенту-повітря на суміш гарячого повітря з димовими газами з вмістом кисню в суміші не більше 16%, а транспортування пилу по пилопроводах звичайної концентрації – на транспортування по трубопроводах високої концентрації під розрідженням, з введенням труб подачі пилу високої концентрації з паровими ежекторами та конусними розсікачами на кінці по осі прямоточних центральних каналів основних пальників, в яких демонтовані лопаткові завихрювачі, і відрізняється тим, що діаметр труб центральних каналів збільшують з розрахунку зменшення площі перерізу каналів первинного повітря на 15-25%, а відпрацьований запилений сушильний агент з млинового вентилятора замість скидних пальників рівномірно розподіляють і скидають до

каналів первинного повітря всіх основних пальників, та використане ТОВ “Харківський проєктно-конструкторський інститут “ТЕПЛОЕЛЕКТРОПРОЕКТ-СОЮЗ” при розробленні проєкту технічного переоснащення котлоагрегатів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС з їх переведенням на газове вугілля.

4.3. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов’янської ТЕС з центральним пилозаводом на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом летких речовин

З-поміж антрацитових ТЕС вирізняється Слов’янська, енергоблок якої потужністю 800 МВт живиться пилом по пилопроводах високої концентрації від центрального пилозаводу (ЦПЗ), оснащеному сушильно-розмельними системами у складі парових панельних сушарок, барабанних млинів та відцентрових механічних сепараторів. Граничний вихід летких речовин для такої пилосистеми – 8%, при перевищенні цього рівня неминучі випадки самозаймання вугільного пилу в сушильно-розмельних системах, бункерах пилу та пилопроводах.

Переведення Слов’янської ТЕС на спалювання газового вугілля за технічними рішеннями ІТЕТ НАН України відбувалось у два етапи. На першому (М. Чернявський, О. Провалов) було розроблено наукові основи процесу сушки, встановлено теплові режими, при яких температура вугілля залишається постійною і близькою до так званої «температури мокрого термометра», розроблено та підтверджено випробуваннями безпечні режими сушки та розмелу вугілля та сумішей з різним виходом летких речовин, які включали утримання вмісту вологи сушонки не меншого, ніж рівень гігроскопічної вологи, і погрублення розмелу відповідно до збільшення виходу летких речовин. З впровадженням цих режимів на Слов’янській ТЕС у 2017-2019 роках було організоване пилоприготування і спалювання сумішей імпортного антрациту з пісним вугіллям, з відходами вуглезбагачення, з газовим вугіллям та нафтовим коксом з виходом летких речовин сумішей до 18-20%, яке не потребувало

спеціальних заходів з реконструкції котлоагрегату [10, 36, 97]. Наприкінці першого етапу було відпрацьовано безпечні режими пилоприготування газового вугілля на одній з сушильно-розмельних систем центрального пилозаводу та пневмотранспорту пилу газового вугілля до бункеру пилу котла, звідки він надходив на спалювання в суміші з пилом антрациту з виходом летких речовин суміші до 18%. Задачею другого етапу, що виконувався за участю автора, було розроблення технічних рішень для повного переведення на газове вугілля антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1.

Котлоагрегат ТПП-200-1 (рис. 4.8) складається з двох однакових корпусів, виконаних за П-подібним компонуванням. Топкові камери кожного корпусу з метою підвищення температури в ядрі факелу і зменшення втрати теплоти від механічного недопалу розділені перетисками на камеру горіння (передтопок) і камеру допалювання. На фронтівій і задній стінах камери горіння кожного корпусу в один ярус встановлено по 12 вихрових пальників (зустрічно, по шість пальників на стіну). Потужність пальника складає 80-90 МВт. Аеросуміш (первинне повітря з вугільним пилом) входить у завиток, де отримує вихровий рух. Завихрений потік через кільцевий зазор між центральною трубою та трубою первинного повітря подається до топки. Вторинне повітря закручується у двох зовнішніх каналах в ту ж сторону за допомогою лопаткових апаратів. По центральній трубі подається частина первинного повітря (центральне повітря), необхідна для роботи мазутних форсунок.

Після камери допалювання розташовані поворотна камера і опускна конвективна шахта, розділена перегородками по ширині на три паралельні газоходи. У центральному (байпасному) газоході знаходяться три ступеня водяного економайзера, послідовно включені по воді. У крайніх газоходах послідовно (по ходу газу) розташовані вихідний конвективний пакет пароперегрівників високого тиску, вихідний і вхідний пакети пароперегрівників низького тиску. Поділ конвективної шахти має на меті здійснювати газове регулювання температури вторинної пари шляхом зміни кількості димових газів, що проходять через газоходи. Для підігріву холодного повітря на котлі

встановлені регенеративні обертові повітропідігрівачі РОП-68 - всього 10 штук на котел. Для очистки димових газів від леткої золи у розсічку після РОП встановлені електрофільтри.

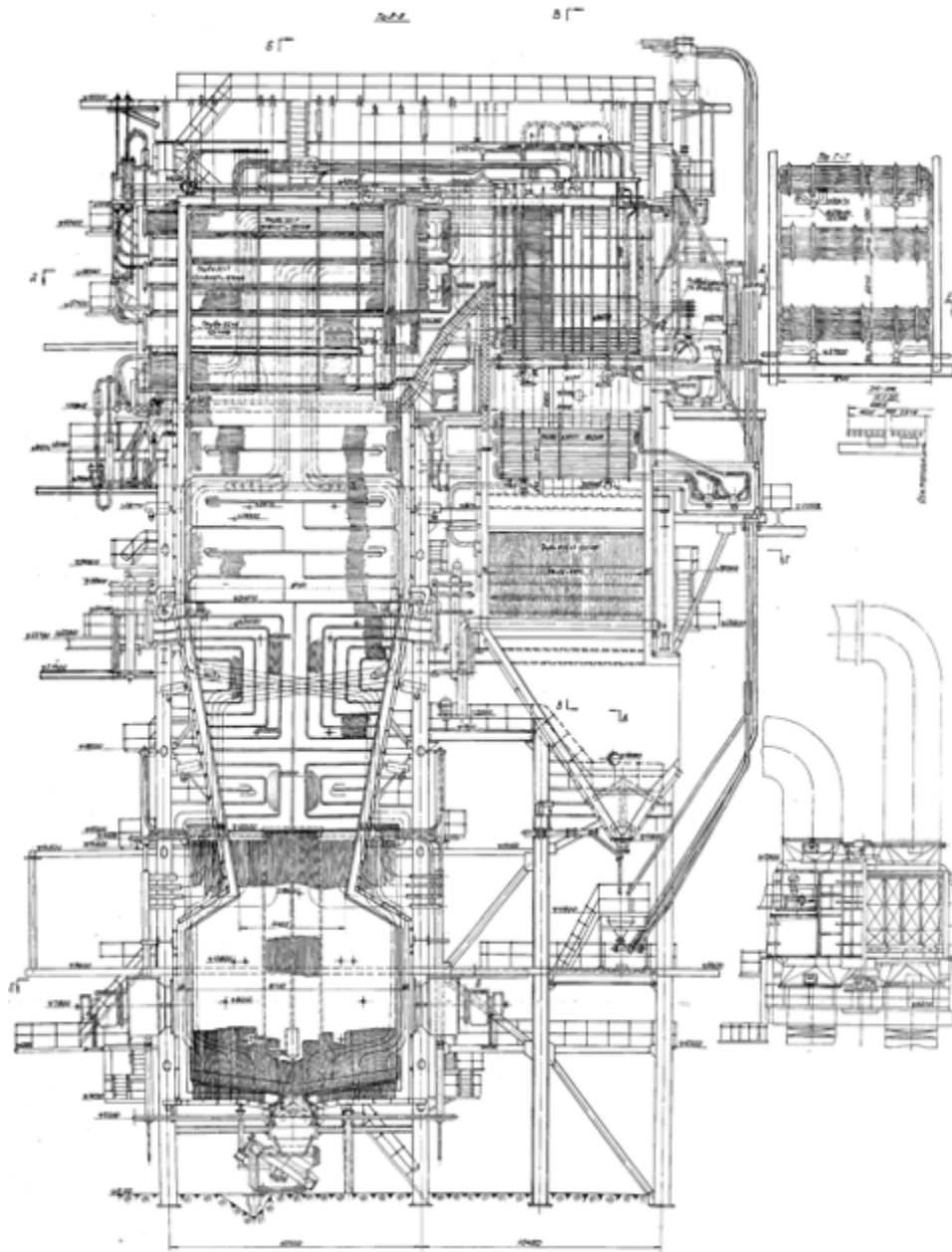


Рис. 4.8. Корпус котла ТПП-200-1 [18, 88]

За початковим проектом, подачу первинного повітря забезпечував вентилятор гарячого дуття (ВГД), який забирав повітря на всмоктування з колектора слабopідігрітого повітря перед РОП. З видачі ВГД повітря надходило в спеціально передбачені сектори в роторах РОП, чим досягалась максимальна температура первинного повітря. Така схема дозволяла компенсувати

додатковий опір пилу при його подачі пилопроводами нормальної концентрації. Але свого часу на котлі було впроваджено систему пилоподачі високої концентрації під тиском (ПВКт): лопатеві пиложивильники (12 на бункер пилу кожного корпусу) замінені на аераційні, пил на пальники йде окремо, по трубі малого діаметра, і тільки у 2-3 м від завитку пальника врізається до трубопроводу первинного повітря. Оскільки при цьому опір трубопроводів первинного повітря значно зменшився, стала можливою і випробувана робота котла з видачею ВГД в загальний колектор повітря перед РОП. В такій схемі (рис. 4.9) шибери 452, 478 є нормально відкритими, вхідні та вихідні патрубки РОП-2,7, РОП-4,9 зроблені об'єднаними (без виділення спеціальних секцій), а частка первинного повітря визначається співвідношенням прохідних перетинів нормально відкритих шиберів 457, 475 і 458, 476, яке становить близько 2, що відповідає коефіцієнту витрати первинного повітря близько 18,7% від стехіометричної.

Хоча в розроблених режимах пилоприготування на ЦПЗ і в пилопроводах транспорту пилу газового вугілля випадки самозаймання пилу припинились, вони стали час від часу відбуватись в пальниках котла, а саме – у вхідному завитку первинного повітря. Ці випадки були пов'язані із заляганням пилу, і більш ймовірні на часткових навантаженнях, коли витрата і, відповідно, швидкість первинної аеросуміші зменшуються. Влітку 2020 р. в умовах збільшення частки газового вугілля в суміші і відзначених вище випадків самозаймання пилу в завитках первинного повітря пальників було зроблено спробу зниження температури первинного повітря за рахунок прокладання двох байпасних ліній загальним перетином близько $1,57 \text{ м}^2$ на корпус з колектору повітря перед РОП до коробу первинного повітря. Дійсно, за рахунок цього вдалося зменшити температуру первинного повітря від $340\text{-}360^\circ\text{C}$ до $230\text{-}260^\circ\text{C}$. Однак при цьому витрата первинного повітря (в реальних $\text{м}^3/\text{год.}$) і швидкість в каналі первинного повітря практично не змінились. Справа в тому, що при нормально відкритих шиберах 457, 475 і 458, 476 навіть невелике збільшення тиску в коробі первинного повітря викликає перерозподіл потоку повітря в бік шиберів 457, 458, тобто, в бік коробу вторинного повітря.

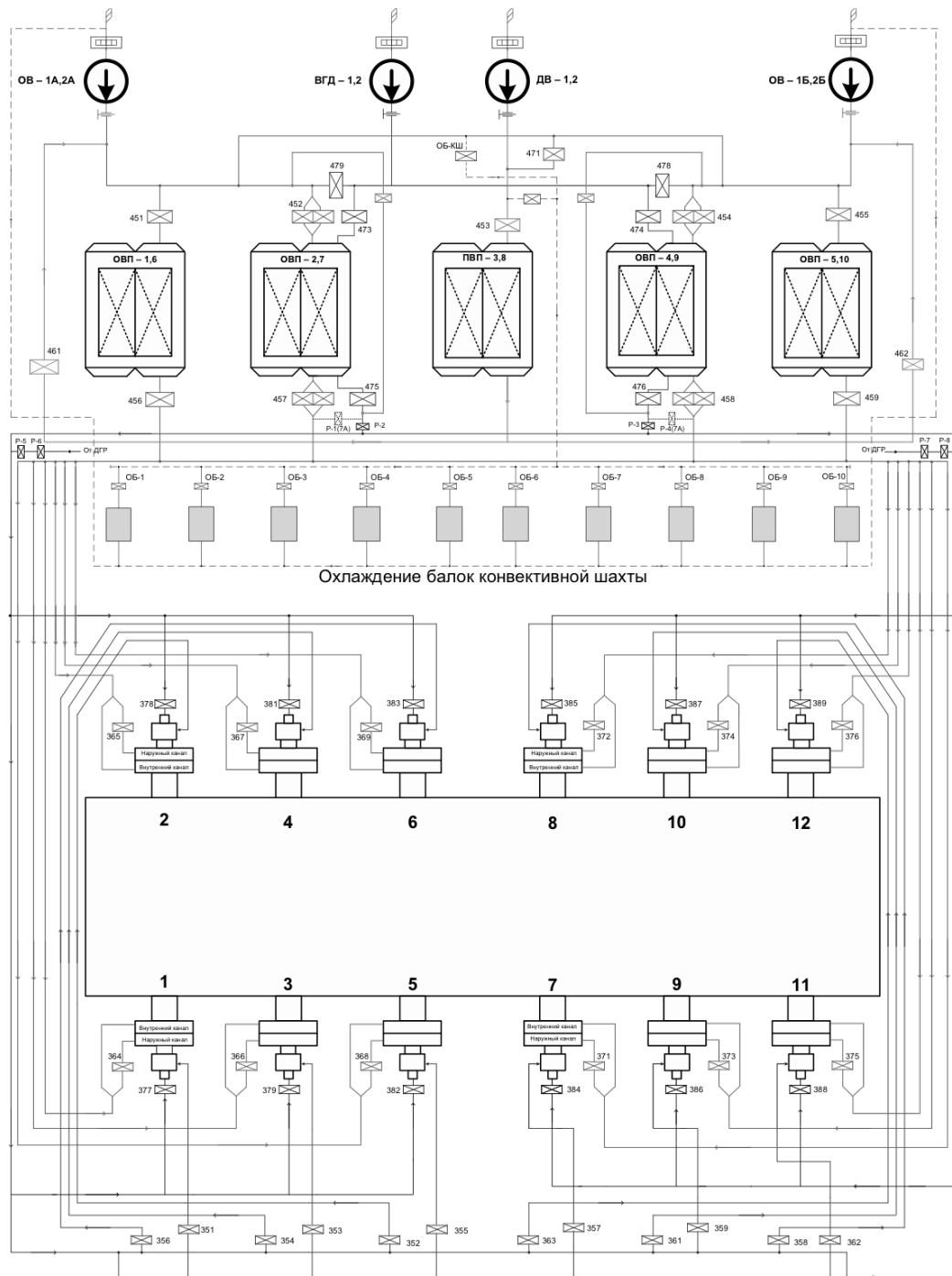


Рис. 4.9. Схема повітряного тракту котла ТПП-200-1 станом на серпень 2020 р.
(показані нові байпасні лінії з колектору повітря перед РОП до коробу
первинного повітря)

За чинними нормами з безпечної експлуатації пилосистем [66], температура первинного повітря повинна бути такою, щоб температура аеросуміші у вхідних патрубках пальників не перевищувала 160°C . Згідно з нормами проектування пальників [67, 68], при переведенні з антрациту на газове

вугілля з урахуванням збільшеного виходу летких речовин коефіцієнт витрати окисника α в каналі первинного повітря має зрости від 0,15-0,20 до 0,25-0,35, а швидкості в пальнику на номінальному навантаженні мають становити: в каналі первинного повітря – 24-26 м/с; в каналі вторинного повітря – 34-42 м/с. При роботі за схемою 2020 року температура аеросуміші перевищувала 160°C в усьому діапазоні регулювання навантаження; швидкість потоку в каналі первинного повітря зменшувалась при зниженні навантаження до менше ніж 20 м/с, що викликало ризик залягання, а з урахуванням підвищеної температури аеросуміші – і самозаймання пилу; коефіцієнт витрати первинного повітря був меншим, ніж рекомендований для газового вугілля, що викликало ризик затягування факелу.

Для забезпечення можливості безпечного та ефективного спалювання пилу газового вугілля в котлі ТПП-200-1 автором під керівництвом д.т.н. М.Чернявського було розроблене та розрахунково обґрунтоване технічне рішення з максимальним використанням існуючого обладнання, сутність якого полягає в збільшенні швидкості аеросуміші в каналі первинного повітря, в зменшенні температури аеросуміші перед пальником і в збільшенні коефіцієнту витрати первинного повітря згідно з нормами для пальників на газовому вугіллі [18]. За цим рішенням, залишається система транспорту пилу ПВКт з існуючою врізкою труб ПВКт в трубопроводи первинного повітря; на додаток до щойно прокладених двох байпасних трубопроводів на корпус між колектором повітря перед РОП та коробом первинного повітря прокладаються ще два такі ж байпасні трубопроводи, оснащені регулюючими шиберами. Таке технічне рішення спрямоване на здійснення пилоподачі і спалювання різних марок вугілля (А, Г та паливних сумішей – замінників марки П) без зміни складу обладнання повітряного тракту та пальників, за допомогою тільки режимних заходів.

Працездатність розробленого технічного рішення доведена витратно-швидкісним розрахунком пальників (табл. 4.5), повірочними тепловими розрахунками котла та повірочними позонними тепловими розрахунками топкової камери котла (рис. 4.10, табл. 4.6) при роботі на вугіллі різних марок.

Таблиця 4.5 - Результати розрахунку пальників котла ТПП-200-1 для різного навантаження на антрациті та газовому вугіллі

Паливо, марка	А	Г
Навантаження 100%		
Витрата пилу, т/год.	159,4	155,7
Витрата повітря стехіометрична, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	1033,2	999,6
Витрата центрального повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	51,7	49,8
Витрата гарячого первинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	175,6	119,6
Витрата холодного первинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	0,0	159,5
Всього, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	175,6	279,1
Витрата вторинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	909,8	767,5
Ступінь відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря, %	100	20
Температура центрального повітря, $^{\circ}\text{C}$	350	350
Температура первинного повітря, $^{\circ}\text{C}$	350	184
Температура аеросуміші, $^{\circ}\text{C}$	239	151
Температура вторинного повітря, $^{\circ}\text{C}$	350	350
Швидкість в центральному каналі, м/с	8,8	8,5
Швидкість в каналі первинного повітря, м/с	22,0	28,9
Швидкість у внутрішньому каналі вторинного повітря, м/с	29,7	41,6
α центрального повітря	0,050	0,050
α первинного повітря	0,170	0,280
α вторинного повітря	0,881	0,770
Навантаження 70%		
Витрата пилу, т/год.	111,6	109,0
Витрата повітря стехіометрична, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	723,2	697,8
Витрата центрального повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	36,2	34,9
Витрата гарячого первинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	122,9	83,7
Витрата холодного первинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	0,0	111,6
Всього, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	122,9	195,4
Витрата вторинного повітря, тис. $\text{нм}^3/\text{год.}$	674,3	573,1
Ступінь відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря, %	40	0
Температура центрального повітря, $^{\circ}\text{C}$	320	320
Температура первинного повітря, $^{\circ}\text{C}$	320	171
Температура аеросуміші, $^{\circ}\text{C}$	221	142
Температура вторинного повітря, $^{\circ}\text{C}$	320	320
Швидкість в центральному каналі, м/с	5,8	5,6
Швидкість в каналі первинного повітря, м/с	14,8	19,8
Швидкість у внутрішньому каналі вторинного повітря, м/с	29,9	35,4
α центрального повітря	0,050	0,050
α первинного повітря	0,170	0,280
α вторинного повітря	0,932	0,821

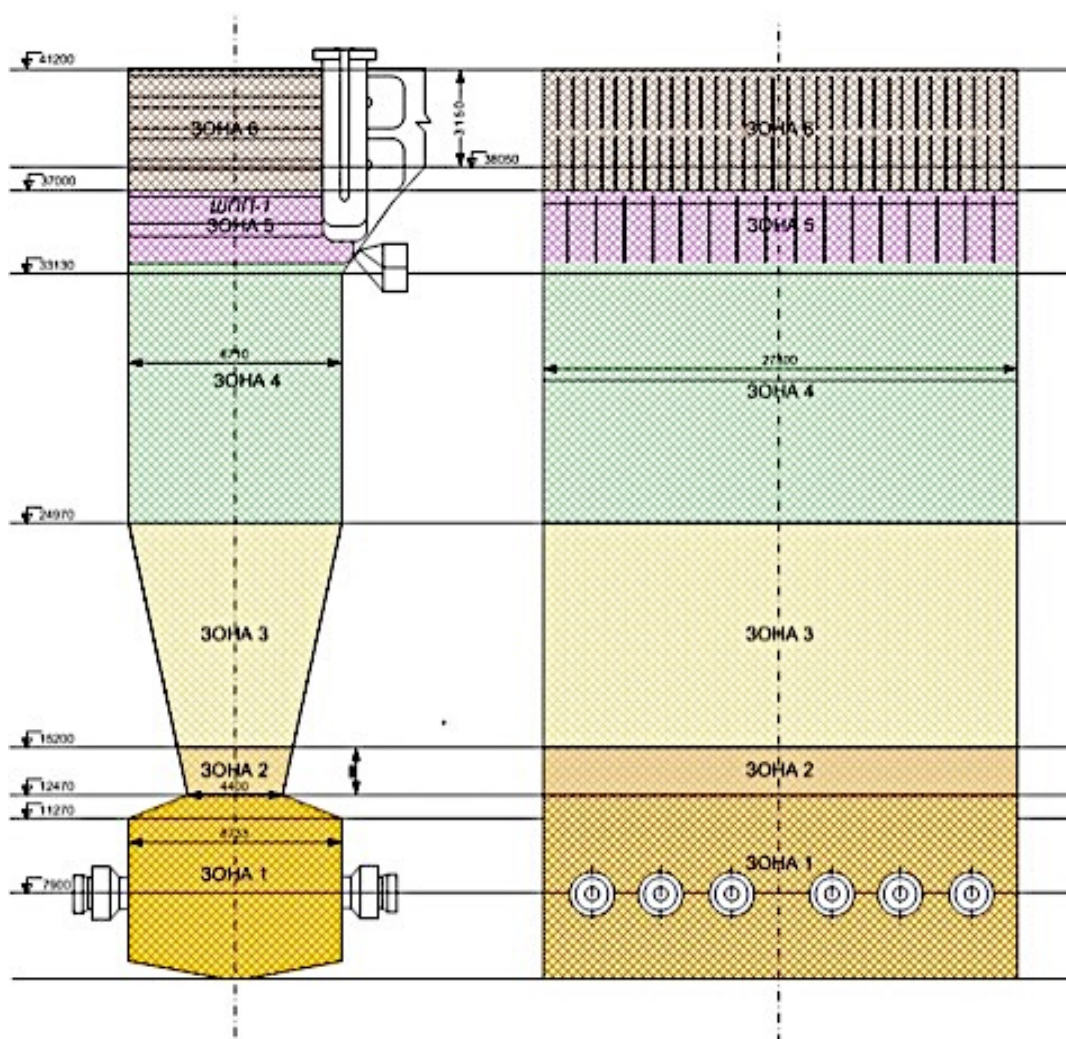


Рис. 4.10. Схема топкової камери корпусу котла ТПП-200-1 із зазначенням зон для позонного теплового розрахунку

Результати витратно-швидкісного розрахунку пальників (табл. 4.5) свідчать, що за рахунок присадки холодного повітря з байпасних трубопроводів до колектору первинного повітря, регулювання загальної витрати первинного повітря та ступеню відкриття зовнішнього каналу вторинного повітря цілком можливо виконати умови безпечної та ефективної роботи пальників на газовому вугіллі в діапазоні навантажень щонайменше 70-100%, а саме (порівняно з антрацитом) – збільшити витрату окисника з первинним повітрям від $\alpha = 0,17$ до $\alpha = 0,28$, швидкість в каналі первинного повітря від 14,8-22,0 до 19,8-28,9 м/с, у внутрішньому каналі вторинного повітря – від 29,9-29,7 до 35,4-41,6 м/с, знизити температуру аеросуміші перед пальником від 221-239°C до безпечного рівня 142-151°C. Той же підхід справедливий і для пісного вугілля з виходом летких

речовин до 18%, а також для сумішей антрациту з газовим вугіллям в широкому діапазоні складу.

Виконані повірочні позонні теплові розрахунки топкової камери (рис. 4.10, табл. 4.6) доводять, що на газовому вугіллі температура в камері горіння є на 40-60°C вищою, а на виході з топки – на 25-30°C нижчою, ніж при спалюванні антрациту. Цей результат свідчить про зменшення виносу теплоти з топки при спалюванні газового вугілля, досягається завдяки відсутності, на відміну від котлів з індивідуальними пилосистемами, використання рециркуляції димових газів для сушки вугілля, і гарантує умови вільного витоку рідкого шлаку та відсутність ризику шлакування ширмових поверхонь нагріву при переведенні котла на газове вугілля. Те ж справедливе і для пісного вугілля з виходом летких речовин до 18%, а також для сумішей антрациту з газовим вугіллям в широкому діапазоні складу.

Випробування підтвердили ефективність розроблених технічних рішень. З 2021 року (з вимушеною перервою на період перебування в зоні бойових дій) Слов'янська ТЕС працює в основному на газовому вугіллі в діапазоні навантаження корпусів 65-100%, з можливістю переходу на антрацит, пісне вугілля або на паливні суміші з газовим вугіллям широкого діапазону їх складу в залежності від наявності палива. Цей перехід був здійснений з максимальним використанням існуючого обладнання, без зупинки роботи пилосаводу і котла. В результаті впровадження розроблених технічних рішень енергоблок 800 МВт Слов'янської ТЕС став першим у світі, здатним використовувати антрацит, пісне і газове вугілля окремо або у вигляді сумішей широкого спектру складу.

Описані технічні рішення захищені патентами України “Спосіб спалювання газового вугілля на ТЕС з центральним пилосаводом” і “Спосіб спалювання кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин в антрацитовому пилувугільному котлі на ТЕС з центральним пилосаводом” [110, 111]. Перший включає сушку вугілля в парових панельних сушарках з аспірацією вологого запиленого повітря, розмел вугілля в невентильованих кульових барабанних млинах з аспірацією сухого запиленого повітря, сепарацію

Таблиця 4.6 - Основні результати позонних теплових розрахунків топкової камери котла ТПП-200-1 при максимальному тепловому навантаженні

Паливо, марка	Г	Аналог П	А
За результатом розрахунку топки в цілому			
Навантаження котла, %	93	94	99
Адіабатична температура горіння, °С	1767,4	1826,6	1745,3
Температура газів на виході з топки (до змішування з газами рециркуляції), °С	1085,0	1081,7	1087,6
Температура газів на виході з топки (після змішування з газами рециркуляції), °С	1005,7	999,2	1012,6
За результатом позонного розрахунку			
Відносна висота 1 зони	0,226	0,226	0,226
Ступінь вигорання палива на виході з 1 зони	0,953	0,888	0,890
Температура газів на виході з 1 зони, °С	1701,3	1698,5	1640,3
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 1 зони, кВт/м ²	142,7	146,8	130,5
Відносна висота 2 зони	0,325	0,325	0,325
Ступінь вигорання палива на виході з 2 зони	0,963	0,929	0,930
Температура газів на виході з 2 зони, °С	1679	1734	1665
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 2 зони, кВт/м ²	130,4	153,3	135,4
Відносна висота 3 зони	0,620	0,620	0,620
Ступінь вигорання палива на виході з 3 зони	0,983	0,948	0,950
Температура газів на виході з 3 зони, °С	1454	1454	1449
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 3 зони, кВт/м ²	204,1	212,5	212,2
Відносна висота 4 зони	0,8762	0,8762	0,8762
Ступінь вигорання палива на виході з 4 зони	0,9927	0,968	0,96
Температура газів на виході з 4 зони, °С	1335,0	1358,8	1376,4
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 4 зони, кВт/м ²	138,4	152,1	159,5
Відносна висота 5 зони	0,9910	0,9910	0,9910
Ступінь вигорання палива на виході з 5 зони	0,995	0,97	0,96
Температура газів на виході з 5 зони, °С	1170,4	1183,6	1198,3
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 5 зони, кВт/м ²	93,6	97,7	104,8
Відносна висота 6 зони	1	1	1
Ступінь вигорання палива на виході з 6 зони	0,995	0,97	0,96
Температура газів на виході з 6 зони, °С	939,7	938,7	959,9
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні 6 зони, кВт/м ²	46,8	46,6	51,8
Температура газів в середньому перерізі вихідного вікна, °С	1055,2	1060,3	1078,6

готового пилю у відцентрових механічних сепараторах з його зсипанням до бункерів готового пилю, які відбуваються на центральному пилозаводі, транспорт пилю до бункерів пилю котла по пилопроводах високої концентрації під тиском, подачу пилю гарячим повітрям до пальників і спалювання пилю в топці котла, і відрізняється тим, що тиск пари в панелях зменшують від 0,4 МПа до 0,08 МПа зі зменшенням температури її конденсації від 155°C до 115°C, витрату аспірації сушарок по сухому повітря встановлюють на рівні 3,2-3,6 нм³/кг випаруваної води вугілля, за рахунок зменшення тепловиділення парових панелей вміст води сушонки утримують не менше ніж рівень гігроскопічної води, наявність зовнішньої води сушонки контролюють за різницею температур між сушонкою та аспіраційним повітрям, сушіння пилю до вмісту води 1,5-2,5% здійснюють в млинах за рахунок тепловиділення від мелючих тіл, електрофільтр для очищення скиду аспіраційного повітря в атмосферу заміняють мокрим скруббером, безпечну температуру транспортування пилю до бункерів пилю котла забезпечують охолодженням стисненого повітря до 50°C, зменшують температуру аеросуміші перед пальниками до рівня не більше 160°C домішкою холодного повітря та збільшують витрату первинного повітря на пальники до рівня 25-35% від стехіометрично необхідної. Другий полягає у пиловидному спалюванні кам'яного вугілля в котлі, обладнаному вихровими пальниками, при чому вугільний пил готується на центральному пилозаводі, транспортується до бункерів пилю котла та від бункерів пилю до пальників стисненим повітрям по пилопроводах високої концентрації під тиском і вводиться у трубопроводи первинного повітря перед їх входами в завиткові канали пальників, і відрізняється тим, що стиснене повітря для транспорту пилю по пилопроводах високої концентрації під тиском охолоджують до температури менше 70°C, короби холодного і первинного повітря з'єднують байпасним трубопроводом з пропускною здатністю приблизно 15% від загальної витрати дуттьового повітря при повністю відкритому шибері байпасу, а для спалювання вугілля з різним виходом летких речовин за рахунок регулювання шиберів байпасу, первинного

повітря та зовнішніх каналів вторинного повітря встановлюють нормативні для марки вугілля, що спалюється, значення температури пилоповітряної суміші перед пальниками, швидкостей та витрат первинного і вторинного повітря.

4.4. Розроблення технічних рішень для маловитратного переведення антрацитових котлів ТЕЦ паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля

В 1.4 було показано актуальність переведення на газове вугілля 5 з 8 вугільних ТЕС України, від початку спроектованих для спалювання антрациту (Дарницька в Києві, Чернігівська, Сумська, Краматорська і Харківська ТЕЦ-2 “Есхар”), а також антрацитових котлів Миронівської ТЕЦ і першої черги Слов’янської ТЕС. У 2017-2018 рр. за безпосередньою участю автора були розроблені технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля.⁸ Ці технічні рішення у 2017-2018 рр. були впроваджені на Миронівській ТЕЦ, у 2019-2020 рр. на Слов’янській ТЕС [36, 97], а у 2018-2020 були покладені в основу ТЕО, що розроблялись ПрАТ “Техенерго”, ТОВ «ХПКІ ТЕП-Союз», ДП “Чехпол Енерджи” та ІТЕТ НАН України для реконструкції Краматорської, Чернігівської, Сумської, Дарницької ТЕЦ та Харківської ТЕЦ-2 “Есхар” на виконання Постанови Кабінету Міністрів України від 18.04.2018 № 324 «Про затвердження Порядку надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях» [41, 86, 112, 113]. Нижче наведено узагальнення науково-технічних проблем, вирішених в цих розробках.

⁸ В цих розробках М. Чернявський здійснював загальне наукове керівництво та розроблення технічних рішень по пилосистемах, О. Провалов – розроблення технічних рішень по додаткових заходах вибухо- і пожежобезпеки пилосистем, І. Вольчин – розроблення заходів з газоочищення. Автором виконані повірочні теплові розрахунки котлів та позонні теплові розрахунки топок при спалюванні антрациту і газового вугілля, розроблені технічні рішення по режимах експлуатації пальників, тощо.

Миронівська ТЕЦ, котли Еп-230-10-510. Котел має 6 вихрових пальників, встановлених на бокових стінках зустрічно в конфігурації “трикутник вершиною донизу”, дві пилосистеми та спільний проміжний бункер пилу. Сушильним агентом є суміш гарячого повітря з температурою 400°C та слабопідігрітого повітря з температурою 75°C , яке відбирається з першого ступеню повітропідігрівника та використовується без домішки гарячого повітря при пусках та зупинах пилосистеми. Присмокт холодного повітря в пилосистему становить 45-50% від витрати сушильного агенту. Після кожного млинового вентилятора продуктивністю 50 тис. $\text{м}^3/\text{год.}$ встановлено “гребінку” на 4 виходи, 3 з яких використовуються для транспорту пилу до пальників і в якості первинного повітря, а один – для скиду залишку відпрацьованого сушильного агенту до скидного сопла, розташованого над основними пальниками (рис. 4.11). Площа перерізу пилопроводу від млинового вентилятора до “гребінки” – $0,53 \text{ м}^2$, кожного з 4 пилопроводів після “гребінки” – $0,11 \text{ м}^2$.

Похила конструкція поду забезпечує кращі умови плавлення шлаку і дозволяє використовувати вугілля підвищеної зольності. До реконструкції спалювалась суміш вугілля марок А і П (вміст вологи $W_t^r = 5,0\%$, зольність $A^d = 33,4\%$, калорійність $Q_i^r = 5230 \text{ ккал/кг}$), розрахунковим паливом для реконструкції обране газове вугілля ($W_t^r = 9,1\%$, $A^d = 33,6\%$, $Q_i^r = 4540 \text{ ккал/кг}$).

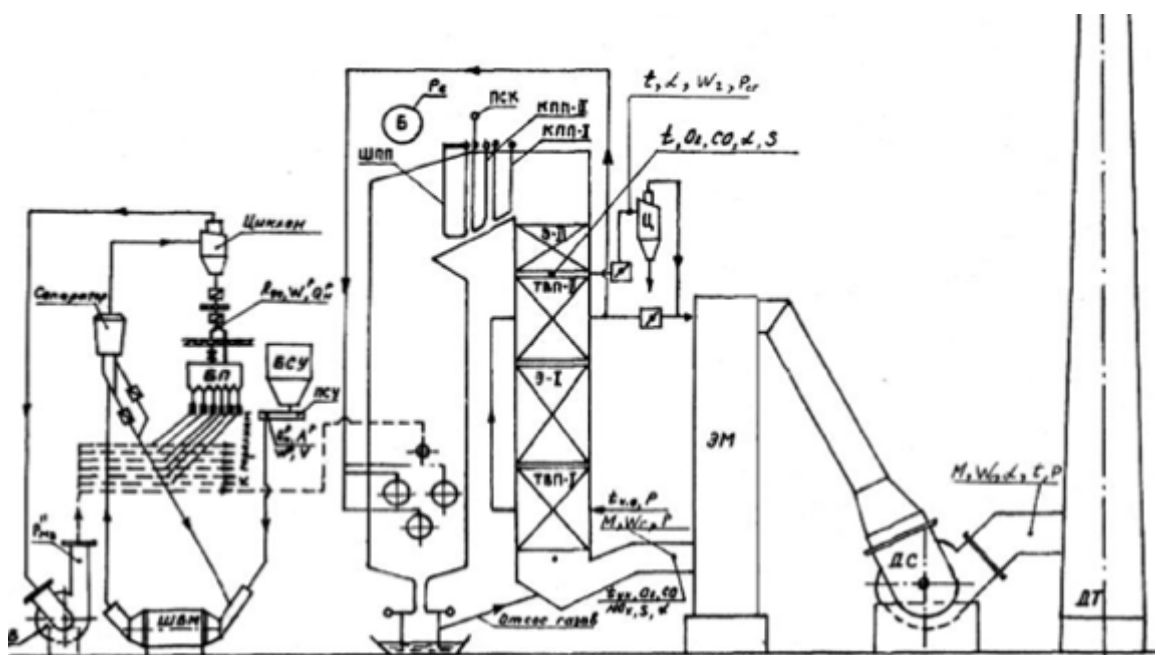


Рис. 4.11. Пилосистема антрацитового котла Еп-230-10-510 (Миронівська ТЕЦ)

Результати витратно-теплого розрахунку пилосистеми показали, що при переході на газове вугілля завдяки його низькій калорійності витрата теплоти на сушіння змінюється незначно, що призводить лише до невеликого зменшення витрати гарячого повітря та невеликого збільшення витрати слабопідігрітого повітря. Зменшення температури аеросуміші за млином забезпечує значний запас сушильної продуктивності. Температура аеросуміші за млином перевищує точку роси відпрацьованого сушильного агента на 27°C , що гарантує відсутність конденсації випаруваної вологи по тракту пилоподачі.

При розрахунку пилопроводів та пальників враховувалось, що при спалюванні антрациту вирівнювання аеродинамічного опору між основними та скидними пилопроводами однакового перерізу відбувається при швидкості слабозапиленого потоку в скидному пилопроводі приблизно вдвічі більшій, ніж в пилопроводах транспорту пилу на пальники. При такому співвідношенні швидкостей при спалюванні низькорекційного вугілля швидкість в пилопроводах транспорту пилу становить 24,6 м/с, а коефіцієнт витрати первинного повітря – 0,24, що відповідає нормам для антрациту. Виконання нормативних вимог для газового вугілля потребує обмеження витрати в скидних пилопроводах регулюючими шиберами приблизно на третину; при цьому швидкість в пилопроводах зростає до 30,4 м/с, а коефіцієнт витрати первинного повітря – до 0,33 (табл. 4.7). Швидкість в каналі первинного повітря порівняно зі спалюванням низькорекційного вугілля збільшується на 23,7%, в каналі вторинного – на 1,3%, що також відповідає рекомендаціям для газового вугілля.

Таким чином, переведення антрацитових котлів Еп-230-10-510 на газове вугілля з пониженою калорійністю можливе без зміни складу основного обладнання, за рахунок лише режимних заходів, - незначного збільшення частки слабопідігрітого повітря в сушильному агенті та прикриття пилопроводів на скидні пальники існуючими регулюючими шиберами. Впровадження додаткових заходів пожежо- та вибухобезпеки (встановлення системи напуску інертного газу та аварійного випорожнення проміжного бункеру пилу, тощо) було виконано станцією самостійно. Для забезпечення можливості подачі пилу

при зупині МВ було рекомендовано і впроваджено підведення слабопідігрітого повітря із запірним шибером до вихідної “гребінки”. Ефективність технічних рішень доведена безаварійною роботою на газовому вугіллі котла №10 Миронівської ТЕЦ з 2017 року, котла №9 – з 2018 року [36, 97].

Таблиця 4.7 – Результати витратно-швидкісних розрахунків пилопроводів та пальників котла Еп-230-10-510 на низькорекційному та на газовому вугіллі

Вугілля	Суміш А і П	Г
Стехіометрична витрата повітря на котел, тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	176,2	175,4
Коефіцієнт надлишку повітря на виході з топки	1,2	1,25
Коефіцієнт присмокту повітря в топку	0,05	0,05
Витрата дуттьового повітря на котел, тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	202,7	210,5
Температура за млиновим вентилятором, $^{\circ}\text{C}$	100	65
Витрата млинових вентиляторів по сухому повітряу, тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	71,3	77,5
Площа пилопроводу до “гребінки”, м^2	0,53	0,53
Площа пилопроводу після “гребінки”, м^2	0,11	0,11
Витрата повітря на скидні пальники, тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	28,5	19,1
Витрата транспортуючого (первинного) повітря, тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	42,8	58,4
Витрата вторинного повітря (за різницею), тис. $\text{м}^3/\text{год.}$	131,3	133,0
Швидкість в пилопроводі до “гребінки”, м/с	26,2	26,2
Швидкість в скидних пилопроводах, м/с	49,2	29,9
Швидкість в пилопроводах на пальники, м/с	24,6	30,4
Коефіцієнт витрати первинного повітря	0,24	0,33
Коефіцієнт витрати вторинного повітря	0,75	0,76
Збільшення швидкості в каналі первинного повітря, %	-	23,7
Збільшення швидкості в каналі вторинного повітря, %	-	1,3

Перша черга Слов'янської ТЕС, котли ТП-230-2. Котел ТП-230-2 є більш раннім варіантом котла Еп-230-10-510, він також має 6 зустрічних вихрових пальників на бокових стінках “трикутником вершиною вниз” (рис. 4.12, а), але відрізняється крутоскатним подом. Пилосистеми в цілому подібні, з невеликими відмінностями. Сушильним агентом є суміш гарячого повітря з температурою 330°C та холодного повітря, слабопідігріте повітря не застосовується. Два МВ продуктивністю по 50 тис. $\text{м}^3/\text{год.}$ видають відпрацьований сушильний агент у

колектор з 8 виходами, 6 з яких використовуються для транспорту пилу до пальників і в якості первинного повітря, а два – для скиду залишку відпрацьованого сушильного агенту до скидних сопел, розташованих над основними пальниками (на рисунку не показані). Площа перерізу пилопроводу від млинового вентилятора до колектору – $0,82 \text{ м}^2$, кожного з 8 пилопроводів після колектору – $0,14 \text{ м}^2$. З двох працюючих котлів ТП-230-2 на одному під був свого часу реконструйований на похилі скати зі зниженням рівня пальників (рис. 4.12, б), що збільшило паропроодуктивність до 250 т/год. та покращило умови рідкого шлаковидалення. Тим не менш, оскільки паливоподача до обох котлів спільна, вони потребують більш калорійного палива, ніж котли Еп-230-10-510, для забезпечення необхідної текучості шлаку за менший час його стікання по крутоскатному поду. До реконструкції основним паливом був антрацит ($W_t^r = 8,6\%$, $A^d = 23,0\%$, $Q_i^r = 5500 \text{ ккал/кг}$), розрахунковим паливом для реконструкції обране газове вугілля з показниками $W_t^r = 10,3\%$, $A^d = 20,8\%$, $Q_i^r = 5380 \text{ ккал/кг}$.

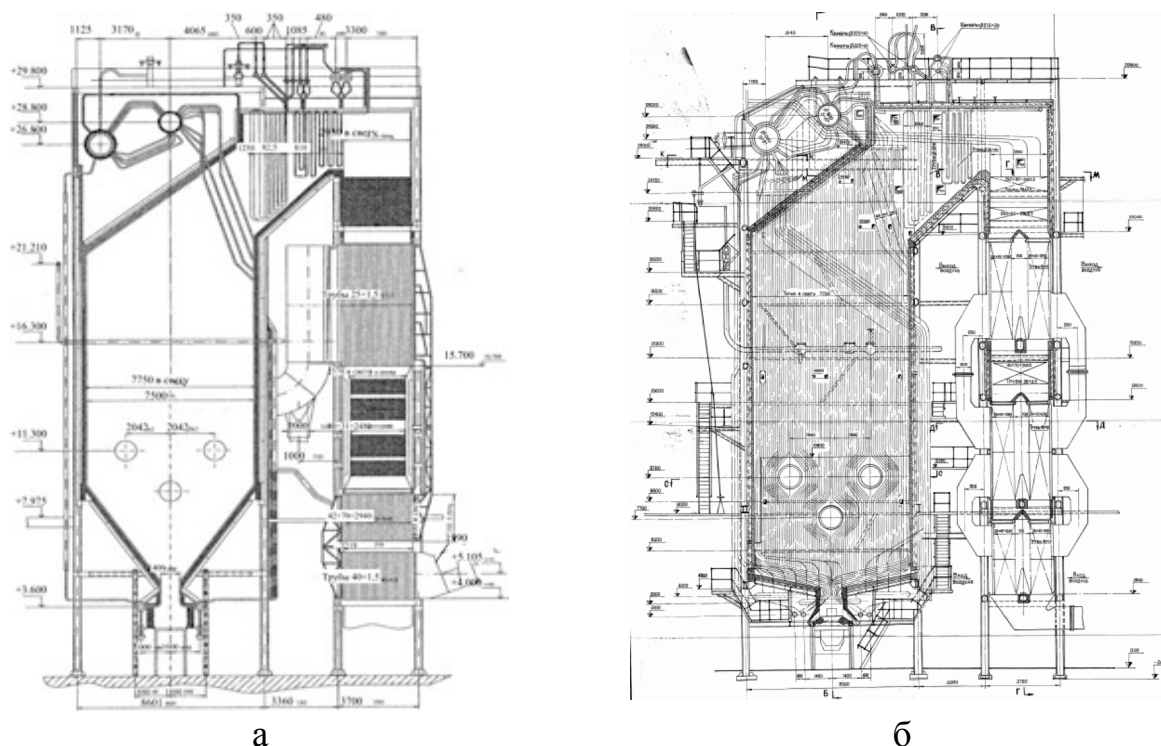


Рис. 4.12. Котли ТП-230-2 № 6 (а) і №7 (б) 1-ї черги Слов'янської ТЕС

Результати витратно-теплого розрахунку пилосистеми свідчать, що при переході на газове вугілля з відносно високою калорійністю з тією ж

продуктивністю МВ витрата теплоти на сушіння зменшується на 25%, що значно збільшує сушильну продуктивність. Температура аеросуміші за млином перевищує точку роси відпрацьованого сушильного агенту більше ніж на 30°C, що гарантує відсутність конденсації випаруваної вологи по тракту пилоподачі.

Разом з тим, такий режим роботи має свої недоліки. Зменшення витрати теплоти на сушіння призводить до зменшення витрати гарячого повітря в пилосистему на 35% та до збільшення витрати холодного повітря в пилосистему з 11 до 24% від всієї витрати дуттьового повітря в котел. Це, в свою чергу, знижує теплосприйняття повітропідігрівника, збільшує температуру відхідних газів та погіршує техніко-економічні показники котла. З іншого боку, при площі перерізу пилопроводу від млинового вентилятора до колектору 0,82 м² витрата млинового вентилятора 50 тис. м³/год. забезпечує швидкість аеросуміші на цій ділянці менше 17 м/с, чого категорично недостатньо для газового вугілля.

В якості технічного рішення для переведення котлів ТП-230-2 на газове вугілля було запропоновано зниження витрати МВ з 50 до 40 тис. м³/год. за допомогою регулюючого шиберу (мінімально можлива витрата, яка ще забезпечує нормальну роботу сепараторів) з одночасним зменшенням площі перерізу пилопроводу від МВ до колектору з 0,82 до 0,42 м² та перекриттям скидних пилопроводів за допомогою запірних шиберів. При роботі двох пилосистем на номінальному навантаженні таке рішення забезпечує:

- достатній запас по сушильній продуктивності пилосистеми при незначному збільшенні витрати холодного повітря в пилосистему, тобто, при незначних змінах в роботі повітропідігрівника;
- швидкість аеросуміші на ділянці від МВ до колектору 26,5 м/с, від колектору до пальників 25,7 м/с, що відповідає вимогам для газового вугілля;
- збільшення коефіцієнту витрати первинного повітря від 0,23 для антрациту до 0,36, що відповідає вимогам для газового вугілля;
- збільшення швидкості в каналі первинного повітря порівняно зі спалюванням антрациту на 33,3%, в каналі вторинного – на 7,5%, що також відповідає рекомендаціям для газового вугілля.

Додатковою перевагою запропонованого технічного рішення є можливість роботи котла при одному зупиненому млиновому вентиляторі на навантаженні 67%. Для цього шибер на МВ, який залишається в роботі, відкривають, відновлюючи його витрату 50 тис. м³/год., а пилопроводи на один з трьох пальників на кожній стороні котла перекривають шиберами. При цьому швидкість аеросуміші на ділянці до колектору становить 33,1 м/с, від колектору до пальників майже 25 м/с, коефіцієнт витрати первинного повітря 0,34, що прийнятне для газового вугілля. Зміна опору ділянки від МВ до колектору не перевищує 50 мм вод. ст., що мало порівняно з напором МВ 1000 мм вод. ст. і не вносить обмежень до роботи пилосистеми.

Ефективність технічного рішення доведена безаварійною роботою на газовому вугіллі котлів №6 і №7 1-ї черги Слов'янської ТЕС з 2021 року. Після реконструкції, яка була виконана силами ТЕС, котли здатні спалювати як газове, так і пісне вугілля, виключно за рахунок зміни режимних параметрів.

Чернігівська, Краматорська, Сумська ТЕЦ і Харківська ТЕЦ-2 “Есхар”. Перша черга Чернігівської ТЕЦ представлена чотирма антрацитовими котлами БКЗ-210-140ПТ паропродуктивністю по 210 т/год. на параметри пари 14 МПа, 550°C без проміжного перегріву, які працюють на два турбоагрегати ПТ-50-130/7 потужністю по 50 МВт. Однобарабанні, вертикально-водотрубні котли мають П-подібну компоновку з напіввідкритою топкою (рис. 4.13, а). Топка з висхідним потоком розділена на передтопок та камеру охолодження за рахунок перетиску, що утворений трубами фронтального та заднього екранів. Передтопок має форму восьмикутника, на гранях якого розташовані 4 блоки щілинних тангенціальних газопиловугільних пальників (у кожному блоці по 2 яруси пальників), осі яких спрямовані по дотичній до уявної окружності в центрі топки. Топка котла з перетиском працює у режимі рідкого шлаковидалення. Для підвищення температури у топці в ядрі факела екранні труби до перетиску ошиповані і вкриті карборундовою обмазкою, утворюючи тим самим запальний пояс.

До складу котельного обладнання Краматорської ТЕЦ входять антрацитові котли: 2-ї черги - ТП-170, 3-ї черги - БКЗ-160-100-ПТ. Котли БКЗ-160-100-ПТ

аналогічні котлам БКЗ-210-140ПТ, за винятком меншої потужності та зустрічного, замість тангенціального, спрямування прямоочних пальників. Котел ТП-170 - вертикально-водотрубний двобарабанный, паропродуктивністю 170 т/год., з параметрами пари 9,8 МПа, 540°C без проміжного перегріву пари. Котлоагрегат має П-подібне компонування. Топка котла – камерна, повністю екранована трубами. На виході газів з топки розташований фестонний пучок з труб заднього екрану. На бокових стінах встановлено по три вихрові пилогазові пальники, розташовані трикутником вершиною вниз (рис. 4.13, б).

Три котли Сумської типу ЦКТІ-87-39-Ф2М, одnobарабанный, вертикально-водотрубні, П-подібної компоновки, паропродуктивністю по 90 т/год. на параметри пари 4 МПа, 440°C, без проміжного перегріву. Топкова камера котлів призматичної форми, із чотирма вихровими пальниками, розташованими зустрічно, по 2 на лівій та правій стінці (рис. 4.13, в). Вище основних, на фронтальній та тилівій стінках, розташовані прямоочкові скидні пальники. Топкова камера екранована гладкотрубними екранами із запалювальним поясом.

Основне котельне обладнання ТЕЦ-2 "ЕСХАР" - три пиловугільних котли типу 67-2-СП паропродуктивністю по 230 т/год. на параметри пари 510°C, 9,8 МПа. Котли з рідким шлаковидаленням конструкції Л. Рамзіна мають П-подібну компоновку (рис. 4.13, г). У верхній частині опускного конвективного газоходу розташована винесена перехідна зона. Під нею «в розсічку» розташовані дві ступені економайзера і дві ступені трубчатого повітропідігрівника. Живильна вода після економайзера надходить до НРЧ топки, складеної з трубних витків, які поступово піднімаються по стінах топки. Потому пароводяна суміш піднімається в перехідну зону, складену з двох трубних пакетів, і протікає знизу вгору, спочатку через верхній, потім через нижні пакети. Слабоперегріта пара з перехідної зони надходить до ВРЧ, і далі до конвективного пароперегрівника. Топка оснащена 8 прямоочними пальниками, розташованими на бічних стінках в один ярус. Аеросуміш і вторинне повітря виходять з пальника зі швидкостями близько 40 і 47-49 м/с, відповідно, повноцінне змішування відбувається в топковому об'ємі, за рахунок взаємодії зустрічних струменів.

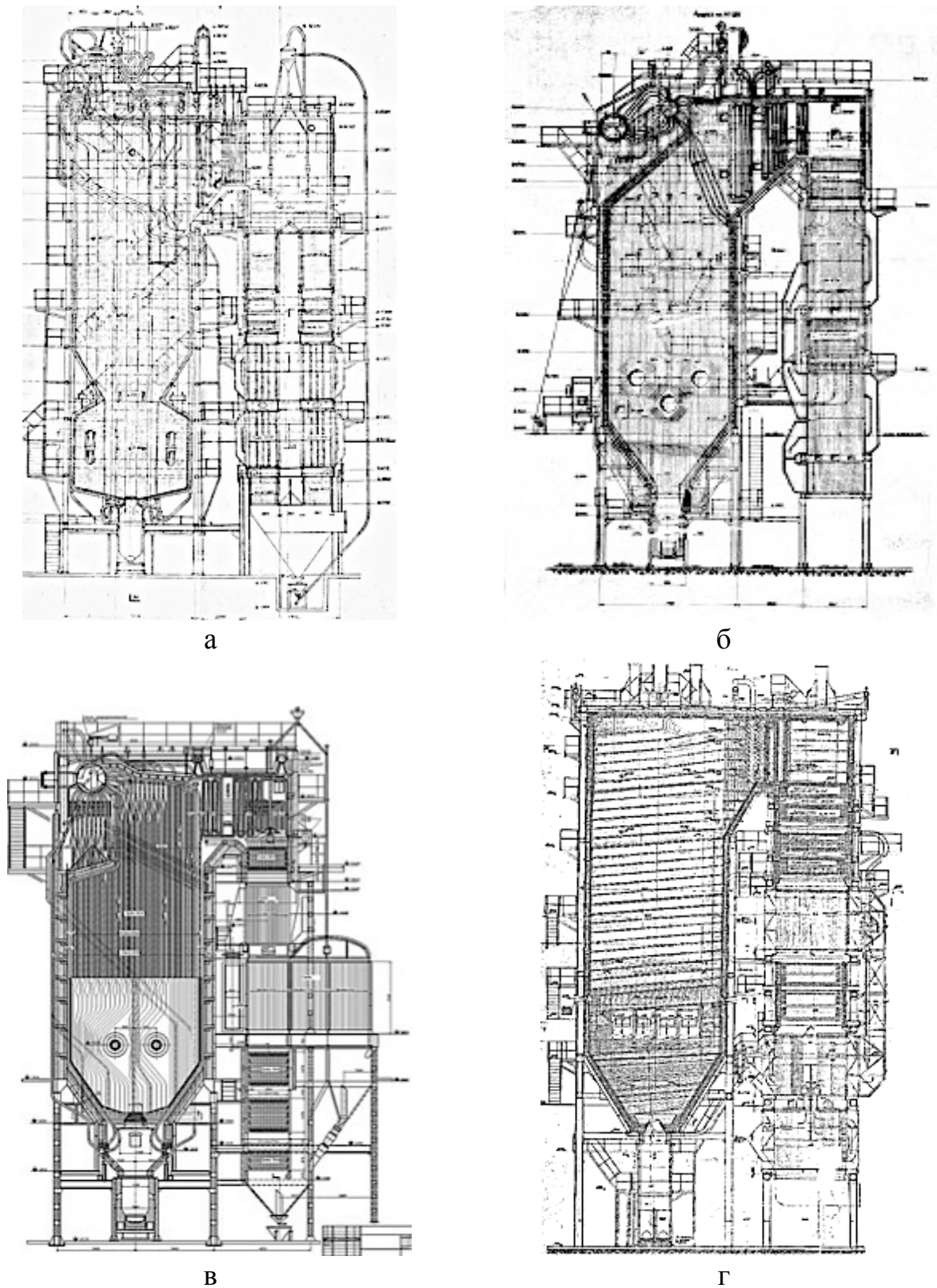


Рис. 4.13. Типи топок антрацитових котлів ТЕЦ: а - напіввідкрита топка, тангенціальні прямоточні пальники (БКЗ-210-140ПТ, БКЗ-160-100ПТ); б – “гаряча” воронка, зустрічні вихрові пальники (ТП-170); в – “гаряча” воронка, зустрічні вихрові пальники (ЦКПІ-75-39-Ф2М); г - “гаряча” воронка, зустрічні прямоточні пальники (67-2СП)

Спільним для всіх котлів, що перелічені, є індивідуальна замкнута схема пилосистем з сушильним агентом – повітрям, що складаються з КБМ, сепараторів, циклонів, бункеру пилу, МВ, лопатевих пиложивильників, пилопроводів (рис. 4.14). Подача пилу на пальники – нормальної концентрації, транспортуєчий агент – гаряче повітря з ВГД, відпрацьований сушильний агент скидається до скидних пальників, розташованих над основними, в більшості випадків на тих же, інколи – на перпендикулярних стінках.

Результати витратно-теплових розрахунків пилосистем, повірочних теплових розрахунків котлів та позонних теплових розрахунків топков свідчать про можливість переведення антрацитових котлів паропродуктивністю 90-250 т/год. на спалювання газового вугілля з максимальним використанням наявного обладнання, зі збереженням сушильного агента - гарячого повітря і транспорту пилу до пальників сушильним агентом або повітрям, при зниженні температури аеросуміші за млином до 70°C , температури аеросуміші в пилопроводах – до менше ніж 160°C , і при збільшенні швидкості в пилопроводах до більше 25 м/с. В усіх випадках зниження температури за млином створює достатній запас по сушильній продуктивності млинів. Особливості технічних рішень пов'язані з конфігурацією поду котлів, типом пальників, способом транспорту пилу, характеристиками розрахункового вугілля, тощо.

Сполучення у вихідному котлі похилого поду та вихрових пальників за рахунок більш короткого факелу та більшого часу перебування шлаку на поді для досягнення необхідної текучості дозволяє використовувати газове вугілля з підвищеною зольністю та/або вологістю без порушення умов рідкого шлаковидалення. При цьому витрата теплоти на сушіння змінюється незначно, що призводить лише до невеликого зменшення витрати гарячого повітря. Якщо в таких котлах частина відпрацьованого сушильного агента використовується для транспорту пилу, а частина скидається в топку через скидні сопла, їх переведення на газове вугілля потребує лише режимних заходів, - незначного збільшення частки слабопідігрітого повітря в сушильному агенті та часткового закриття пилопроводів на скидні пальники існуючими регулюючими шиберами.

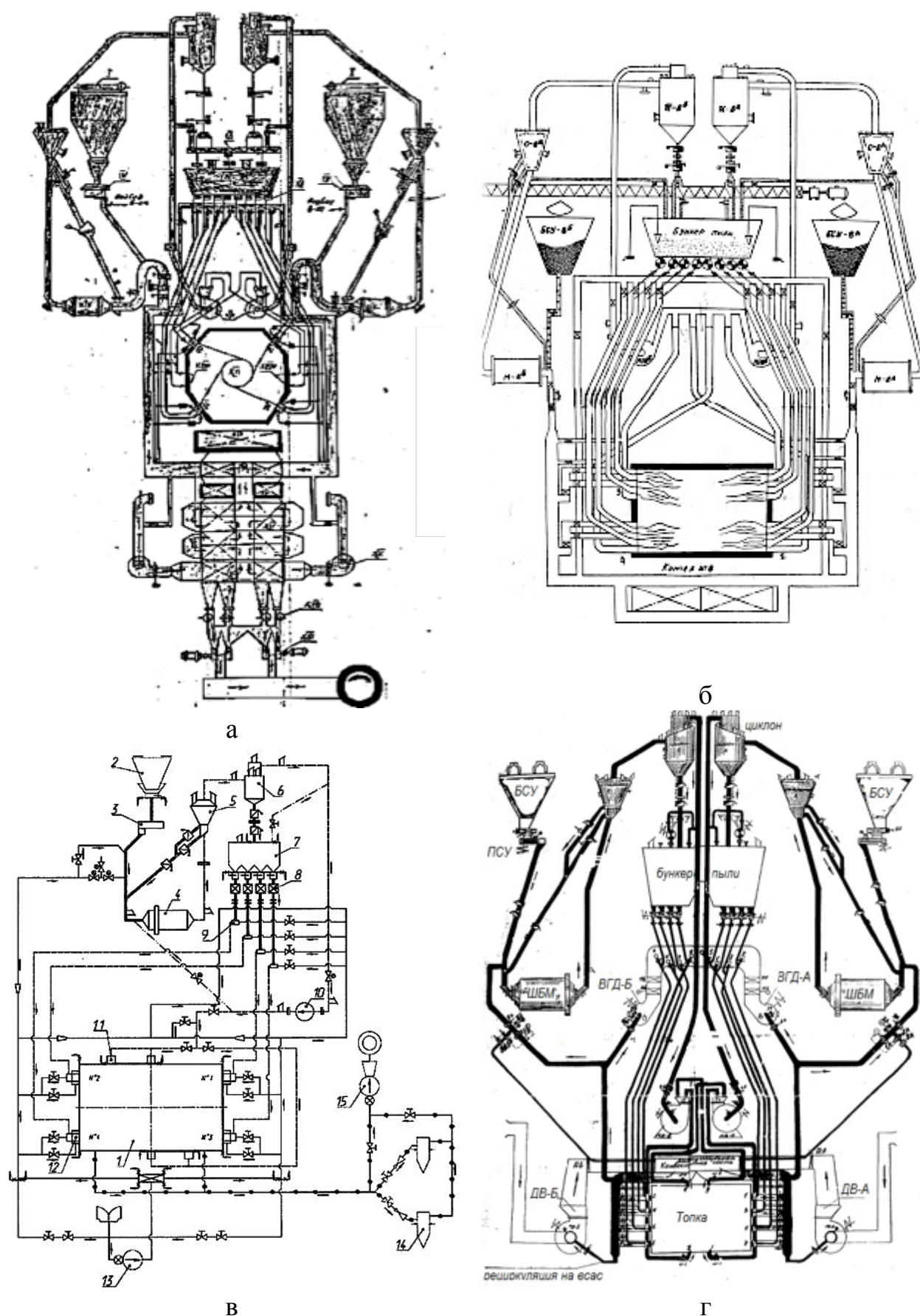


Рис. 4.14. Типы пилосистем антрацитовых котлѐв ТЭЦ: а - БКЗ-210-140ПТ, БКЗ-160-100ПТ; б - ТП-170; в - ЦКТИ-75-39-Ф2М; г - 67-2СП

Наявність у вихідному котлі крутоскатного поду для полегшення витікання рідкого шлаку вимагає використовувати більш калорійне газове вугілля, при сушінні якого витрата теплоти зменшується на 25-27% порівняно з антрацитом. Це досягається при збільшенні витрати холодного і зменшенні витрати гарячого повітря на сушіння, що знижує теплосприйняття повітропідігрівника, збільшує температуру відхідних газів та погіршує техніко-економічні показники котла. У випадку оснащення таких котлів вихровими пальниками і транспорту пилу відпрацьованим сушильним агентом зі скиданням його частини до топки найбільш оптимальним технічним рішенням, яке зменшує ці негативні явища, є зниження витрати МВ регулюючим шибером та перекриттям скидних пилопроводів, за необхідності – зі зменшенням перерізу пилопроводу на ділянці від виходу млинового вентилятору до колектору.

При транспорті пилу гарячим повітрям переведення на газове вугілля потребує його заміни на суміш гарячого і холодного або на слабопідігріте повітря, що ще більше знижує загальну витрату гарячого повітря на котел. Якщо при цьому в котлі крутоскатний під сполучений з прямоточними тангенціальними пальниками, то, крім збільшення температури відхідних газів, ще й знижується температура в нижній частині топки, що провокує збільшення осадження шлаку на стінках топки на рівні пальників.

З урахуванням цього, в роботах [41, 86, 112, 113] для переведення антрацитових котлів ТЕЦ на газове вугілля було запропоновано типові технічні рішення по збереженню повітря в якості сушильного агента зі зниженням температури аеросуміші за млином до 70°C та переходу з транспорту пилу до пальників гарячим повітрям на транспортування відпрацьованим сушильним агентом і використання його як первинного повітря, з відглушкою або обмеженням витрати на скидні пальники (крім котлів 67-2СП, де збереження транспорту пилу гарячим повітрям обумовлене особливою конфігурацією струменів від основних та скидних пальників для формування колективного факелу). Це технічне рішення захищене патентом України “Спосіб спалювання вугілля газової групи в антрацитовому пиловугільному котлі” [114], що полягає

у спалюванні вугілля марки Г за індивідуальною замкненою схемою пилоприготування з кульовим барабанним млином та проміжним бункером пилу з використанням у млині як сушильного агенту гарячого повітря, яке відбирається після повітропідігрівника котла і транспортується через млин, сепаратор і циклон млиновим вентилятором, при чому на тракті гарячого повітря на кожний млин встановлено регулюючий шибер і регулюючий клапан присадки холодного повітря, і відрізняється тим, що транспортування пилу до основних пальників здійснюють відпрацьованим сушильним агентом з виходу млинового вентилятора, для чого вентилятор гарячого дуття разом з коробом і трубопроводами подачі повітря і транспорту пилу на основні пальники демонтують, а вихід млинового вентилятора оснащують дільником з висхідним потоком, який по окремих трубопроводах спрямовують до існуючих змішувачів під пиложивильниками і далі по існуючих пилопроводах до основних пальників.

На жаль, через рік після впровадження нового енергетичного ринку дію Постанови Кабінету Міністрів України від 18.04.2018 № 324 фактично було призупинено, що паралізувало механізм фінансування реконструкції ТЕЦ і припинило всі відповідні розробки після завершення стадії ТЕО. Тим не менш, можна очікувати, що в умовах повоєнного відновлення при значному підвищенні цін на газ та наявності залишків вітчизняного енергетичного вугілля ці розробки знову стануть затребувані на період переходу до “безвуглецевої” енергетики.

4.5. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлоагрегатів паропродуктивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану

Переведення антрацитових котлів Дарницької ТЕЦ ТОВ “ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ” являло собою складну задачу, по-перше – внаслідок великого різноманіття конструкцій котлів та пальників, які потребували переведення водночас; по-друге, внаслідок суттєвої відмінності пилосистем

котлів від переведених раніше; нарешті, це переведення виконувалось у складний час російської агресії, часом під ворожими обстрілами, і мало критично обмежені терміни.

ТОВ «ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ» забезпечує тепловою та електроенергією підприємства та житлові масиви Дарницького і Дніпровського районів Києва. В експлуатації - турбоагрегат ПТ-60-90/13 потужністю 60 МВт, два турбоагрегати ПТ-50-90/13/1,2 потужністю по 50 МВт, п'ять котлів паропродуктивністю 220 т/год. та один – 170 т/год. Проектним паливом для енергетичних котлів був донецький антрацит з калорійністю 6000 ккал/кг. До 2022 року на котлах ТП-170 (К5), ТП-15 (К6, К8), ТП-13 (К9), ТП-47 (К7) спалювались антрацит та пісне вугілля з газовим підсвічуванням для стабілізації горіння та шлаковидалення. Котел ТП-47 (К10) був переведений на газ, його пилосистему було демонтовано, запалювальний пояс знятий. Після початку повномасштабної російської агресії з повним припиненням постачання імпортованого низькорекційного вугілля для переведення на газове вугілля були обрані котли К6-К9 з урахуванням того, що котли сімейства ТП-13, ТП-15, ТП-47 свого часу розроблялись як універсальні, придатні для різних видів палива. Геометрія їх топкових камер обиралась "із запасом" по відношенню до верхньої допустимої межі теплового напруження топкового об'єму для широкого спектру палив [88].

Виготовлені у 1957-58 рр. котли типів ТП-13, ТП-15, ТП-47 – однобарабанні, без проміжного перегріву пари, П-подібного компоновання, паропродуктивністю 220 т/год., параметри пари 11 МПа, 540°C, топкова камера відкрита, з рідким шлаковидаленням (рис. 4.15). Котли мають однакові загальні розміри, топки відрізняються лише геометрією поду: у котлів ТП-13, ТП-15 під крутоскатний (так звана “гаряча воронка”), у ТП-47 – похилий. Топки обладнані двома ярусами тангенціальних кутових прямоточних пальників. Нижня частина топок має футерований запалювальний пояс для збільшення температури в ядрі факелу та підтримання умов займання і рідкого шлаковидалення. У горизонтальній площині пальники спрямовані по дотичних до умовного кола в центрі топки, що сприяє перемішуванню палива з повітрям.

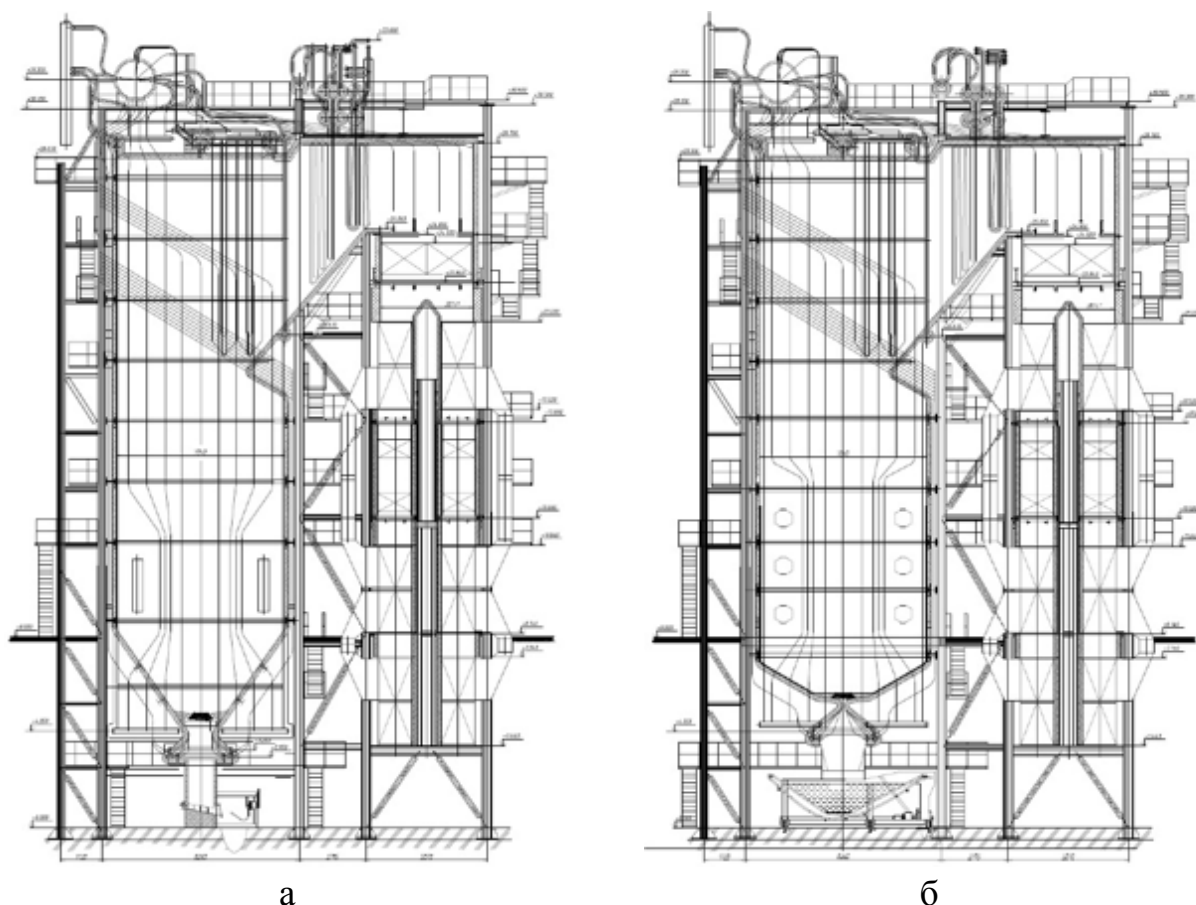


Рис. 4.15. Поперечний розріз котлів Дарницької ТЕЦ: а - ТП-13 і ТП-15, б - ТП-47

Перегрів пари здійснюється в радіаційному, ширмовому та в двох ступенях конвективного перегрівника. Водяний економайзер (ВЕ) складається з двох ступенів, що встановлені в розсічку з трубчастим повітропідігрівником (ТПП), перший ступінь якого за ходом повітря має два яруси та розташований під першим ступенем ВЕ. Другий ступінь має один ярус і розташований між першим та другим ступенями ВЕ.

Пальники котлів відрізняються різноманітністю, яка відображає пошуки оптимальної організації перемішування первинної пилоповітряної суміші (аеросуміші) з вторинним повітрям для покращення умов займання антрацитового пилу. В котлі ТП-15 пальники двох ярусів об'єднані в єдиний блок з послідовністю по висоті сопел (починаючи зверху): вторинне повітря, аеросуміш, вторинне повітря, аеросуміш (сопла прямокутного перерізу), сопло скиду сушильного агенту круглого перерізу, - це забезпечує двосторонній контакт та перемішування кожного зі струменів аеросуміші із струменями

окисника (рис. 4.16, а). В котлі ТП-13 два яруси пальників та скидні сопла також об'єднані в блоки, що утворюють так звані “плоскофакельні пальники” з чергуванням по висоті сопел круглого перерізу (починаючи зверху): вторинне повітря, аеросуміш (нахил донизу), аеросуміш, вторинне повітря (нахил уверх), сопло скиду сушильного агенту (рис. 4.16, б). В котлі ТП-47 розташовано два яруси однакових пальників, в яких вторинне повітря подається через центральний, аеросуміш – через два крайні канали (рис. 4.16, в); сопла скиду сушильного агенту круглого перерізу розташовані під пальниками нижнього ярусу. Вертикально витягнуті щілини забезпечують найбільшу площу контакту струменів аеросуміші та вторинного повітря, але водночас створюють найбільший з-поміж розглянутих пальників аеродинамічний опір.

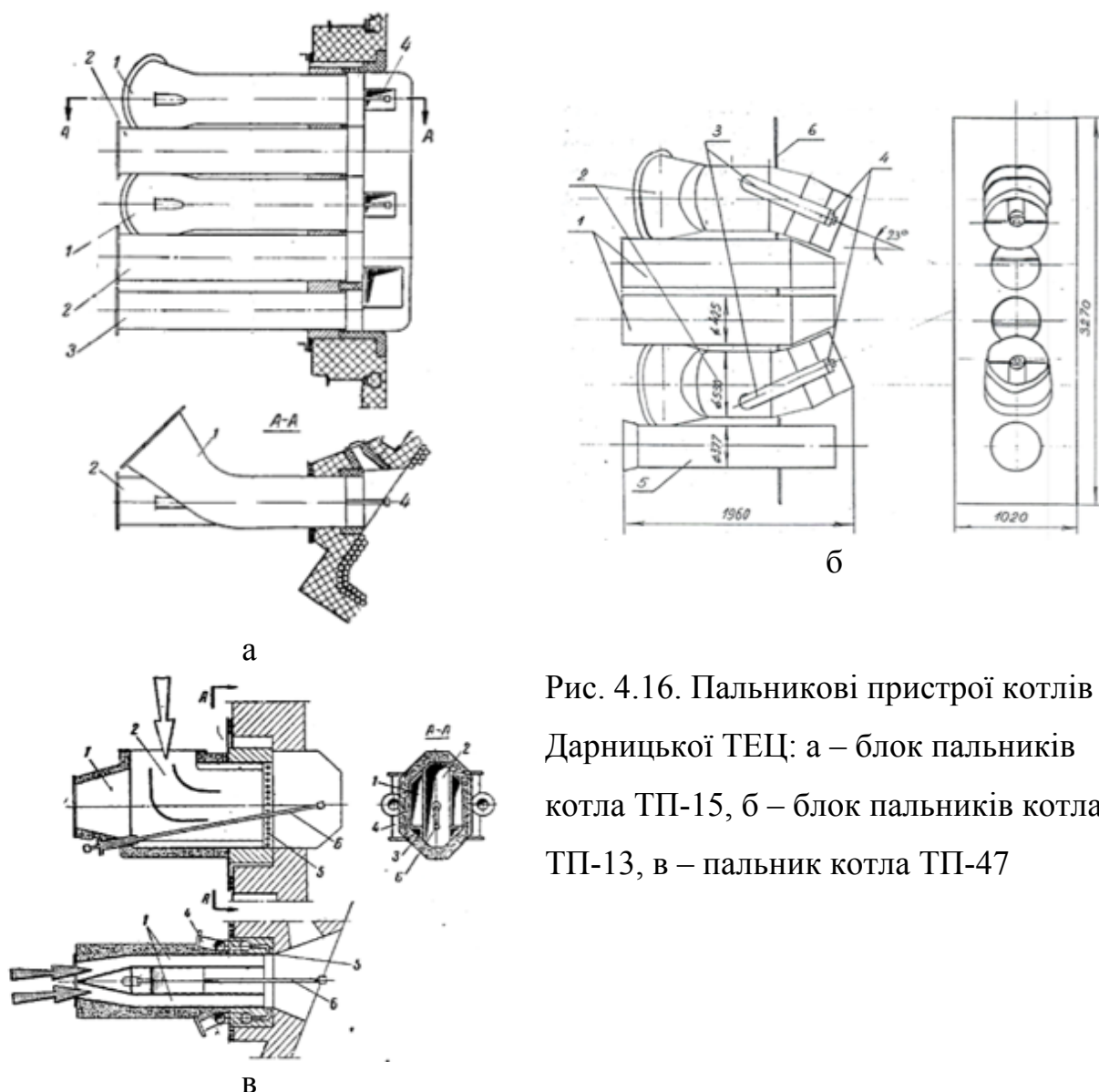


Рис. 4.16. Пальникові пристрої котлів Дарницької ТЕЦ: а – блок пальників котла ТП-15, б – блок пальників котла ТП-13, в – пальник котла ТП-47

На котлах К6-К9 за проектом для антрациту реалізовано індивідуальну замкнуту схему пилоприготування з сушильним агентом – гарячим повітрям і систему транспорту пилу до пальників звичайної концентрації гарячим повітрям. Кожний котел оснащений двома пиłosистемами у складі кульобарабаних млинів типу ШБМ-16 продуктивністю по антрациту по 13-16 т/год., відцентрових сепараторів, циклонів, МВ з максимальною продуктивністю по 45-50 тис. м³/год., спільного бункеру пилу, індивідуальних лопатевих пиложивильників, основних та скидних пилопроводів діаметром 426x10 мм (рис. 4.14, б). При нормальній роботі циклонів відділяється і надходить до бункеру близько 90% пилу, решта (дрібна фракція) пилу поступає на вхід МВ, і по пилопроводах скиду сушильного агенту до скидних пальників. Швидкість потоку аеросуміші в пилопроводах до пальників при цьому складала 18 м/с, що було прийнятним для антрациту і не створювало суттєвої різниці в опорах пилопроводів різної довжини до пальників з фронтної і тилової сторін котлів.

Обмеженість термінів та ресурсів для реконструкції унеможливила застосування пиłosистем з прямим вдуванням, для яких знадобилась би закупівля нових середньохідних млинів та шнекових живильників сирого вугілля. Так само, відпало застосоване при технічному переоснащенні антрацитових котлів ТЕС технічне рішення з переходом на сушку димовими газами, яке потребувало б встановлення ДРГ з громіздкою системою очистки газів від пилу. Застосування більш зручного та безпечного транспорту пилу ПВКр, добре відпрацьованого на котлах Трипільської ТЕС, для котлів Дарницької ТЕЦ було б ускладненим внаслідок малого перепаду висот між пиложивильниками і пальниками, а ПВКт – небажаним внаслідок ризику фільтрації до бункеру пилу розігрітого стисненого повітря.

З урахуванням цього, для переведення котлів К6, К7, К8 на газове вугілля до початку опалювального сезону 2022-23 рр. з максимальним використанням наявного обладнання, з дотриманням вимог чинних нормативних документів з пожежо- та вибухобезпеки в якості основного технічного рішення було обрано переведення існуючих пиłosистем з сушки гарячим повітрям на сушку сумішшю

гарячого та холодного повітря зі зниженням температури аеросуміші за млином до 70°C , а з транспорту пилу до пальників гарячим повітрям – на транспорт слабопідігрітим повітрям з температурою $130\text{--}140^{\circ}\text{C}$, відібраним після першого ступеню ТПП (рис. 4.17). Технологія пиловидного спалювання з рідким шлаковидаленням, котли та пальники при цьому залишилися без суттєвих змін [71, 115].⁹

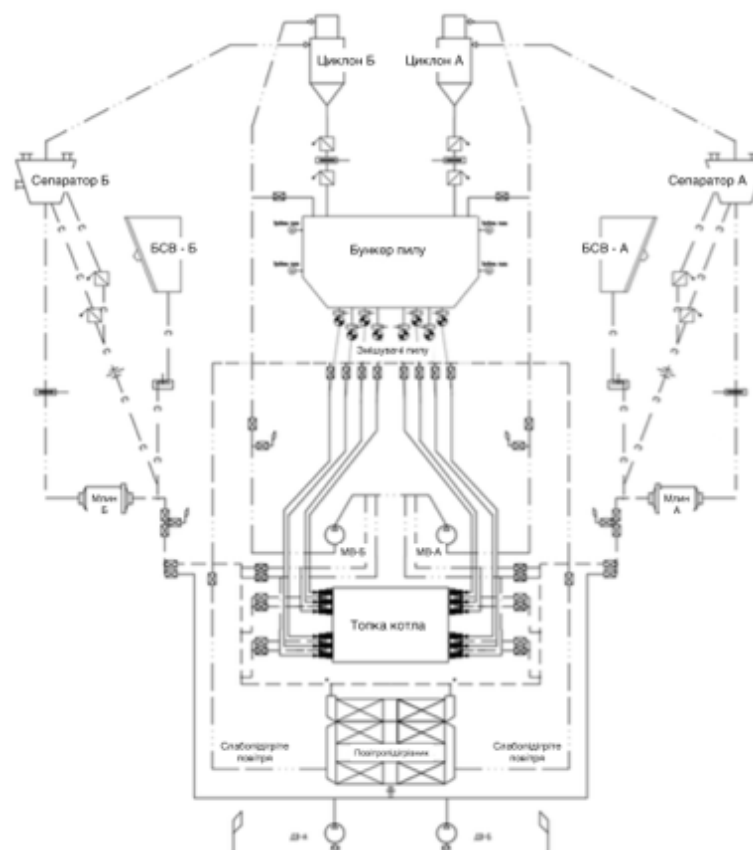


Рис. 4.17. Принципова схема пилосистем котлів К6-К8 після реконструкції з переведенням на газове вугілля

Реалізація цього технічного рішення потребувала розрахункового обґрунтування забезпечення сушильної продуктивності млинів, виконання

⁹ У складі колективу ІТЕТ НАН України М. Чернявський здійснював загальне наукове керівництво та розроблення технічних рішень по пилосистемах, О. Провалов – розроблення технічних рішень по заходах вибухо- і пожежобезпеки. Автором виконані повірочні теплові розрахунки котлів та позонні теплові розрахунки топки при спалюванні антрацитів і газового вугілля, розроблені технічні рішення по пальниках та елементах пилосистем, здійснений науково-технічний супровід проектування та пуско-налагодження.

нормативних вимог щодо швидкості аеросуміші в пилопроводах, рекомендацій щодо частки первинного повітря та швидкостей в каналах пальників, а також виконання умов надійного виходу рідкого шлаку і безшлаковочного режиму поверхонь нагріву котлів. Розрахунки виконувались для газового вугілля марки Г з показниками: вміст води $W_t^r = 10,98\%$, зольність $A^r = 19,84\%$, калорійність $Q_i^r = 5332$ ккал/кг. Порівняльні розрахунки були зроблені для антрациту з показниками $W_t^r = 10,0\%$, $A^r = 19,98\%$, $Q_i^r = 5460$ ккал/кг.

У витратно-тепловому розрахунку пилосистеми продуктивність МВ після реконструкції приймалась 40 тис. м³/год., температура гарячого повітря (ГП) – 340°C, аеросуміші за млином та відпрацьованого сушильного агенту (СА) – 70°C, присмокту холодного повітря (ХП) приймався згідно норм [65]. Враховувалось, що за рахунок зменшення механічного недопалу номінальна теплова потужність котла забезпечується меншою витратою газового вугілля в енергетичному еквіваленті. Для котлів К6-К8 приймалось, що в роботі задіяні обидва млини. Результати розрахунку, наведені в табл. 4.8 (варіант 1), свідчать, що за рахунок зменшення температури аеросуміші при розмілі газового вугілля в порівнянні з антрацитом витрата гарячого повітря зменшується з 35,5 до 26 тис. м³/год. При цьому залишається достатній запас по сушильній продуктивності, про що свідчить значна присадка холодного повітря ХП, яка не дозволяє обмежитись лише присмоком з цеху, а вимагає підведення повітропроводу від дуттьового вентилятора; існує прийнятний запас 25-30°C по температурі точки роси; частка повітря в СА (тобто, на скидні пальники) становить не більше 34% від стехіометричної витрати на котел. Розрахунок свідчить, що швидкість в скидних пилопроводах існуючого діаметру становить 42,9 м/с, що задовольняє чинні норми для горизонтальних та висхідних ділянок при роботі на газовому вугіллі.

Витратно-швидкісні розрахунки для антрациту з існуючими пилопроводами і пальниками (табл. 4.9, колонка А – антрацит) показали, що навіть при транспорті пилу гарячим повітрям збільшеного об'єму швидкість потоку аеросуміші в пилопроводах становить 18 м/с, що значно нижче від мінімального нормативного рівня для газового вугілля 25 м/с.

Таблиця 4.8 – Результати витратно-теплового розрахунку пилосистеми на антрациті (2 млини на котел) і на газовому вугіллі (2 та 1 млини на котел)

Паливо	А	Г	
Варіант		1	2
Повна витрата вугілля, т/год.	28,14	27,14	27,14
кількість млинів у роботі	2	2	1
витрата вугілля на 1 млин, т/год.	14,07	13,57	27,14
калорійність, ккал/кг	5460	5332	5332
Питома стехіометрична витрата повітря, нм ³ /т	6438	5860	5860
волога вугілля, %	10,00	10,98	10,98
волога пилу, %	1,0	2,0	2,0
волога випарувана, т/год.	1,28	1,24	2,49
витрата МВ, тис. м ³ /год.	45,0	40,0	40,0
витрата МВ, тис. нм ³ /год.	32,9	31,8	31,8
витрата ГП, тис. м ³ /год.	35,5	26,0	42,9
витрата ГП, тис. нм ³ /год.	15,8	11,6	19,1
витрата (присадка) ХП, тис. м ³ /год.	9,3	12,8	2,7
витрата (присадка) ХП, тис. нм ³ /год.	8,3	11,5	2,4
присмокт ХП, тис. м ³ /год.	8,0	8,0	8,0
присмокт ХП, тис. нм ³ /год.	7,2	7,2	7,2
присмокт ХП, %	29,8	31,2	33,4
температура ГП, °С	340	340	340
температура ХП, °С	30	30	30
температура за млином, °С	100	70	70
Прихід теплоти, Мкал/год.:			
теплота сушильного агенту	1719,2	1262,2	2078,3
теплота від мелючих тіл	254,1	245,0	490,0
теплота ХП	147,0	176,8	91,2
Витрата теплоти, Мкал/год.:			
теплота на випаровування	821,3	780,8	1561,5
теплота відпрацьованого СА	995,6	673,5	639,1
теплоємність сухого пилу, ккал/(кг·К)	0,23	0,26	0,26
теплота на нагрів пилу	235,4	160,2	320,5
втрати теплоти через стінку	72,6	70,0	140,0
нев'язка, %	-0,2	0,0	-0,1
У відпрацьованому СА:			
H ₂ O, % об.	7,2	7,2	11,2
точка роси, °С	40,9	40,9	49,1
Стехіометрична витрата повітря, тис. нм ³ /год.	172,1	157,4	157,4
З них холодного повітря в пилосистему, тис. нм ³ /год.	31,1	37,4	9,6

Таблиця 4.9 - Результати витратно-швидкісних розрахунків пилопроводів та пальників

Паливо, марка	А	Г	Г	Г
Варіант		1	2.1	2.2
Кількість млинів у роботі	2	2	1	1
Діаметр пилопроводів, мм	426x10	377x10	377x10	325x10
Площа пилопроводів, м ²	0,129	0,100	0,100	0,074
Температура гарячого повітря, °С	340	340	340	340
Температура скидного СА, °С	100	70	70	70
Температура повітря до скидних пальників, °С	-	-	340	340
Температура слабopідігpітого повітря, °С	-	140	115	110
Температура аеросуміші, °С	260,5	120,4	102,4	96,3
Стехіометрична витрата повітря на котел, тис. нм ³ /год.	172,1	157,4	157,4	157,4
Надлишок повітря на виході з топки	1,15	1,2	1,2	1,2
Витрата первинного (гарячого або слабopідігpітого) повітря, тис. нм ³ /год.	34,4 (г)	51,0 (с/п)	53,5 (с/п)	41,2 (с/п)
Те ж, м ³ /год.	67,3	73,5	73,6	55,7
Витрата вторинного повітря, тис. нм ³ /год.	87,1	64,8	76,1	88,4
Те ж, м ³ /год.	195,5	145,4	170,9	198,5
Витрата скидного СА, тис. нм ³ /год. (сух.)	62,7	60,6	28,7	28,7
Те ж, м ³ /год. (реальн.)	90,0	80,0	40,0	40,0
Витрата гарячого повітря до скидн. пальників, тис. нм ³ /год.	-	-	18,0	18,0
Те ж, м ³ /год.	-	-	40,4	40,4
Швидкість аеросуміші в пилопроводі, м/с	18,0	25,5	25,5	26,5
α в каналі первинної аеросуміші	0,20	0,32	0,34	0,26
α в каналі вторинного повітря	0,51	0,41	0,48	0,56
α в скидному каналі (СА)	0,36	0,38	0,37	0,37
α в скидному каналі (гаряче повітря)	-	-	0,23	0,23
α в скидних каналах (в середньому)	0,36	0,38	0,30	0,30
Загальна витрата повітря на котел, тис. нм ³ /год.	184,2	176,3	176,3	176,3
В т.ч. гарячого, тис. нм ³ /год.	153,1	87,9	113,2	125,5
В т.ч. холодного в пилосистему, тис. нм ³ /год.	31,1	37,4	9,6	9,6
В т.ч. слабopідігpітого на транспорт пилу, тис. нм ³ /год.	-	51,0	53,5	41,2
Пальник котла ТП-15:				
Площа каналу первинної аеросуміші, м ²	0,146	0,146	0,100	-
Площа каналу вторинного повітря, м ²	0,229	0,229	0,18	-
Площа скидного каналу, м ²	0,100	0,100	0,100	-
Швидкість в каналі первинної аеросуміші, м/с	16,0	17,5	25,5	-
Швидкість в каналі вторинного повітря, м/с	29,6	22,0	33,0	-
Швидкість в скидному каналі (СА), м/с	62,5	55,6	55,6	-
Швидкість в скидному каналі (гаряче повітря), м/с	-	-	56,1	-
Пальник котла ТП-47:				
Площа каналу первинної аеросуміші, м ²	0,112	0,112	0,1	-
Площа каналу вторинного повітря, м ²	0,186	0,186	0,18	-
Площа скидного каналу, м ²	0,143	0,143	0,143	-
Швидкість в каналі первинної аеросуміші, м/с	20,9	22,8	25,5	-
Швидкість в каналі вторинного повітря, м/с	36,5	27,1	33,0	-

Швидкість в скидному каналі (СА), м/с	43,7	38,9	38,9	-
Швидкість в скидному каналі (гаряче повітря), м/с	-	-	39,2	-
Пальник котла ТП-13:				
Площа каналу первинної аеросуміші, м ²	0,132	0,132	0,132	0,073
Площа каналу вторинного повітря, м ²	0,207	0,207	0,207	0,177
Площа скидного каналу, м ²	0,100	0,100	0,100	0,100
Швидкість в каналі первинної аеросуміші, м/с	17,7	19,3	19,4	26,5
Те ж, з урахуванням зменшення площини гирла до 63%	28,1	30,7	30,7	-
Швидкість в каналі вторинного повітря, м/с	32,8	24,4	28,7	38,9
Швидкість в скидному каналі (СА), м/с	62,5	55,6	55,6	55,6
Швидкість в скидному каналі (гаряче повітря), м/с	-	-	53,1	53,1

При такому діаметрі пилопроводів досягнення швидкості 25 м/с вимагає настільки великої витрати транспортуючого повітря, що збільшення частки первинного повітря, і зближення швидкостей в каналах первинної аеросуміші та вторинного повітря виходять за межі допустимого діапазону для газового вугілля. Для забезпечення належної швидкості в пилопроводах їх діаметр слід було зменшити, в першому наближенні – до 377x10 мм. Результати розрахунків для пилопроводів діаметру 377x10 мм та існуючих пальників котлів ТП-15, ТП-47, наведені в табл. 4.9 (колонка Г – газове вугілля, варіант 1), свідчать, що при швидкості в пилопроводах 25,5 м/с реалізується $\alpha_{\text{перв}} = 0,32$, що близько до верхньої допустимої межі для газового вугілля. Швидкості в каналах первинної аеросуміші збільшуються на 6-9%; це менше, ніж рекомендовано для газового вугілля, але скорочення факелу газового вугілля частково компенсується зменшенням температури первинної аеросуміші від 260 до 120°C.

Одержані результати послугували вихідними даними для повірного теплового розрахунку котлів та повірочних позонних теплових розрахунків топкових камер, які показали (табл. 4.10), що при переході на газове вугілля з такими витратними характеристиками пилосистем та пальників, як в табл. 4.8, 4.9, варіант 1, теплові показники котла порівняно зі спалюванням антрациту змінюються несуттєво, окрім збільшення температури відхідних газів з 120-130°C до 165-175°C. При цьому температури в нижній зоні топки (понад 1600°C) є достатніми для забезпечення рідкого шлаковидалення, на виході топки (менше 1010°C) - безпечними по шлакуванню поверхонь нагріву (табл. 4.10, варіант 1).

Таблиця 4.10 - Основні результати повірочних позонних теплових розрахунків топкової камери котлів ТП-15, ТП-47 на розрахунковому газовому вугіллі

Варіант	1	2.1	2.2
За результатом розрахунку топки в цілому			
Навантаження котла , %	90	90	90
Адіабатична температура горіння, °С	1930,4	1960,9	1968,1
Температура газів на виході з топки, °С	1033	1037	1036
За результатом позонного розрахунку			
Відносна висота 1 зони	0,275	0,275	0,275
Ступінь вигорання палива на виході з 1 зони	0,930	0,930	0,930
Температура газів на виході з 1 зони, °С	1834,9	1863,9	1870,8
Температура в нижній частині зони (в районі льотки), °С	1613,9	1642,9	1649,8
Середнє теплове навантаження променесприймаючої поверхні 1 зони, кВт/м ²	151,0	159,1	161,1
Відносна висота 2 зони	0,419	0,419	0,419
Ступінь вигорання палива на виході з 2 зони	0,975	0,975	0,975
Температура газів на виході з 2 зони, °С	1518	1529	1530
Середнє теплове навантаження променесприймаючої поверхні 2 зони, кВт/м ²	232,0	237,4	237,8
Відносна висота 3 зони	0,5624	0,5624	0,5624
Ступінь вигорання палива на виході з 3 зони	0,99	0,99	0,99
Температура газів на виході з 3 зони, °С	1281,8	1286,7	1286,8
Середнє теплове навантаження променесприймаючої поверхні 3 зони, кВт/м ²	111,3	112,5	112,5
Відносна висота 4 зони	1,0	1,0	1,0
Ступінь вигорання палива на виході з 4 зони	0,995	0,995	0,995
Температура газів на виході з 4 зони, °С	1008,7	1009,9	1008,7
Середнє теплове навантаження променесприймаючої поверхні 4 зони, кВт/м ²	45,0	45,1	45,0

Реалізація технічних рішень з переведення антрацитових котлів К6-К8 на газове вугілля потребувала мінімальної кількості заходів, тому виявилась можливою до початку опалювального сезону 2022-23 рр. Робота котлів К6-К8 Дарницької ТЕЦ на газовому вугіллі показала працездатність застосованих технічних рішень в цілому, пожежо- і вибухобезпеку пилосистем з повітряною

сушкою і транспортом слабopідігpітим повітрям, забезпечила безперебійне постачання теплової енергії та значну частину постачання електроенергії для лівобережних районів Києва в умовах ворожих обстрілів. Разом з тим виявились і певні резерви покращення роботи котлів.

Після досягнення нормативної крупності помелу та відповідного збільшення розмельної продуктивності при роботі на двох млинах кожен з млинів став працювати на неповному навантаженні по вугіллю, але при номінальній продуктивності млинового вентилятора для забезпечення нормальної роботи сепаратора. При цьому мало місце підвищене осадження шлаку на стінках топки на рівні пальників, що при тривалій роботі призводить до зашлакування сопел пальників. Збільшення навантаження млинів дає можливість накопичувати пил в бункері і періодично переходити на роботу на одному млині. В такому режимі шлакові відкладення інтенсивно сплавляються зі стінок. Але оскільки таку можливість використовували нечасто, кількість шлакових накопичень протягом тривалої роботи у двомлиновому режимі була значною, і сплавлення шлаку в одномлиновому режимі викликало перевантаження льотки з її заростанням застиглим шлаком. Некритичним для топкового процесу, але негативним для техніко-економічних показників котлів виявилось збільшення температури відхідних газів з 120-130°C до 165-175°C.

Аналіз наведених недоліків показав, що вони пов'язані зі зменшенням витрати гарячого повітря в топку за рахунок збільшення витрати холодного повітря на млини для обмеження температури аеросуміші за млином на рівні 70°C (для порівняння: для пісного вугілля допустима межа – 120°C) та відбору слабopідігpітого повітря з першого ступеню ТПП на транспорт пилу. Це призводить до зменшення теплoзйому в решті ступенів повітропідігрівника з відповідним збільшенням температури відхідних газів і до збільшення надходження в топку частки холодного та слабopідігpітого повітря з відповідним зменшенням температури факелу. Зменшення топкової температури є не настільки великим, щоб гальмувати горіння пилу газового вугілля, але відчутним для умов осадження та видалення шлаку. Таким чином, при оптимізації роботи

котлів К6-К8 та виборі технічних рішень для реконструкції котла К9 бажано було знайти способи обмеження витрати холодного і слабопідігрітого повітря в топку з одночасним збільшенням витрати гарячого повітря.

Результати розрахунку пилосистеми в одномлиновому режимі (табл. 4.8, вугілля Г, варіант 2) свідчать, що при роботі на одному млині на розрахунковому паливі сушильної продуктивності млина вистачає для забезпечення номінального навантаження котла, запас температури аеросуміші за млином складає понад 20°C більше точки роси, а витрата холодного повітря (присадка плюс присмокт) зменшується в 4 рази порівняно з роботою на двох млинах, що збільшує температуру факелу, теплотойм повітропідігрівника та зменшує температуру відхідних газів.

Аналіз випадків залягання і тління пилу в пальниках з тилової сторони котлів К6-К8, а також обмеження по живленню тих же пальників пилом, показав, що вони пов'язані з більшим, ніж у пилопроводів, прохідним перерізом каналів первинної аеросуміші існуючих пальників та з більшим опором пилопроводів більшої довжини. Рівномірність розподілу пилу та повітря по пальниках було забезпечено за рахунок встановлення секторних діафрагм на незапилені ділянках від колектору транспортуючого повітря до змішувачів пилу на фронтів пальники. Запас часу до початку опалювального сезону 2023-24 рр. дозволив реконструювати пальники до найменш схильного до залягання пилу типу, подібного до наведеного на рис. 4.16, а, але з приведенням площі перерізу каналу первинної аеросуміші у відповідність до площі перерізу пилопроводів 377x10 мм для уникнення застійних зон. Результати витратно-швидкісних розрахунків з дотриманням нормативного рівня швидкості в пилопроводі (табл. 4.9, вугілля Г, варіант 2.1, котли ТП-15, ТП-47) свідчать, що при цьому швидкість в каналі первинної аеросуміші зростає до 25,5 м/с, що гарантує від залягання пилу, а вторинного повітря – до 33 м/с, що відповідає рекомендаціям для прямоточних пальників на газовому вугіллі [65]. В цьому варіанті за рахунок одномлинового режиму частка гарячого повітря з усієї витрати дуттьового повітря на котел збільшується від 49,9 до 64,2%, температура відхідних газів знижується до 160°C.

Запас часу до початку опалювального сезону дозволив для котла К9 застосувати водночас зменшення витрати холодного повітря за рахунок переважної роботи пилосистеми в одномлиновому режимі та зменшення витрати слабопідігрітого повітря при збереженні швидкості в пилопроводі за рахунок зменшення його діаметру до 325x10 мм [71, 116]. При цьому також виконано реконструкцію пальників до найменш схильного до залягання пилу типу, подібного до наведеного на рис. 4.16, а, але з приведенням площі перерізу каналу первинної аеросуміші у відповідність до площі перерізу пилопроводів для уникнення застійних зон. Результати витратно-швидкісних розрахунків з дотриманням нормативного рівня швидкості в пилопроводі (табл. 4.9, вугілля Г, варіант 2.2, котел ТП-13) свідчать, що при цьому частка витрати первинного повітря від стехіометричної зменшується до $\alpha_{\text{перв}} = 0,26$, швидкість в каналі первинної аеросуміші зростає до 26,5 м/с, що гарантує від залягання пилу, а вторинного повітря – до 38,9 м/с, що в сукупності повністю відповідає рекомендаціям для прямоточних пальників на газовому вугіллі. В цьому варіанті частка гарячого повітря з усієї витрати дуттьового повітря на котел збільшується до понад 71%, температура відхідних газів знижується до 155°C.

Завдяки оптимізації котли К6-К8 зараз працюють в діапазоні навантаження 60-100% без підсвічування зі стійким рідким шлаковидаленням, без надмірного шлакування стінок топки та зі зниженням температури відхідних газів на 10-15°C. Котел К9 із впровадженими технічними рішеннями за варіантом 2.2 введений в експлуатацію на газовому вугіллі в жовтні 2023 р., що суттєво збільшило стійкість енергетичної інфраструктури Києва в умовах воєнного часу.

4.6. Висновки до розділу 4

В цьому розділі наведені результати розроблення, розрахункового обґрунтування і впровадження технічних рішень з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля, які мають суттєве практичне значення для критичної енергетичної інфраструктури країни, в т.ч.:

- технічних рішень з переведення трьох антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської ТЕС на газове вугілля;
- технічних рішень з переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210 і ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Зміївської ТЕС на газове вугілля;
- технічних рішень з переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов'янської ТЕС на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом летких речовин;
- типових технічних рішень з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ паропроductивністю від 90 до 250 т/год. (Краматорської, Чернігівської, Сумської ТЕЦ та Харківської ТЕЦ-2 “Есхар”) на спалювання газового вугілля;
- технічних рішень для переведення чотирьох антрацитових котлоагрегатів паропроductивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану.

На підставі розрахункових досліджень з урахуванням запропонованого в розділі 2 критерію приведеної питомої витрати продуктів згоряння різних видів палива та наукового супроводу впровадження технічних рішень встановлено закономірності перерозподілу тепловиділення і теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні з антрациту на газове вугілля, а також одержано інші результати, які мають наукову новизну, зокрема, в наступному.

1. Вперше розрахунково доведено та експериментально підтверджено, що при переведенні антрацитових котлів на спалювання газового вугілля температура в топці знижується за рахунок збільшення витрати продуктів згоряння за рахунок збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння, рециркуляції димових газів на сушку палива та зменшення витрати гарячого повітря. Це призводить до збільшення винесення теплоти з топки, що змінює частку теплосприйняття конвективних поверхонь нагріву котла і потребує врахування при розробленні технічних рішень з переведення котлів на газове вугілля.
2. Експериментально підтверджено зниження генерації оксидів азоту при переведенні пиловугільних котлів з антрациту на газове вугілля із застосуванням

сушки палива димовими газами за рахунок зниження температури в ядрі факелу.

3. Для пилувугільних котлів вперше встановлено обмеження потужності при переведенні з антрациту на спалювання газового вугілля за рахунок збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння газового вугілля порівняно з антрацитом, а також температури та, відповідно, об'ємної витрати відхідних газів, що потребує врахування при розрахунку їх очікуваних техніко-економічних показників.

4. Вперше доведено можливість, знайдені умови організації та реалізоване спалювання в пилувугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин, з переведенням з вугілля газової групи на антрацит або навпаки за рахунок лише регулювання режимних параметрів.

Результати досліджень та розробок автора з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля увійшли до роботи "Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження", відзначеної Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік.

Матеріали, наведені в цьому розділі, опубліковані автором в роботах [18, 36, 41, 71, 86, 97, 103, 104, 106, 108, 112, 113, 115, 116], одержано 5 патентів України на корисну модель [107, 109-111, 114].

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ І ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ
РІШЕНЬ З ПЕРЕВЕДЕННЯ АНТРАЦИТОВИХ І ГАЗОМАЗУТНИХ
КОТЛОАГРЕГАТИВ МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ НА БІОМАСУ
ТА ГАЗОВЕ ВУГІЛЛЯ5.1. Принципові проблеми переведення антрацитових і газомазутних
котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове
вугілля

В 1.4 було обґрунтовано актуальність задачі подовження терміну експлуатації твердопаливних, в тому числі переведених на газ, і газомазутних котлів малої та середньої потужності та розширення їх паливної бази шляхом розробки технічних рішень з їх переведення на спалювання твердої паливної біомаси з використанням газового вугілля як резервного палива. Водночас в 1.1 зазначалось, що переведення існуючих котлів на паливну біомасу є складною науковою та інженерною задачею з урахуванням різного складу і теплотехнічних характеристик проектних палив та біомаси.

Серед основних відмінностей паливної біомаси від вугілля звичайно вказують високий вихід летких речовин, а також високий вміст органічного кисню, що в поєднанні з високою вологою визначає її низьку калорійність та підвищений питомий об'єм продуктів згоряння [5, 10, 23, 26, 51, 89-92, 94]. Важливою відмінністю є низька насипна щільність (від 550-650 кг/м³ у пелет до 40-100 кг/м³ у соломи та лушпиння, див. табл. 1.3), яка визначає інші, ніж у вугілля, параметри систем зберігання, підготовки та подачі в котли. Крім того, високий вміст оксидів лужних металів в золі визначає низькі температури шлакування поверхонь нагріву котлів, що звичайно призводить до частих вимушених зупинок для їх очищення [10, 51, 63, 117].

В розділі 2 на основі викладок автора, наведених в [22], було показано, що величина приведеної витрати продуктів згоряння достовірно відображає

температурний режим і досягне теплосприйняття топки. Величини приведеної витрати продуктів згоряння та виносу теплоти до конвективної шахти зростають, а адіабатної температури горіння - зменшується в ряду антрацит – газове вугілля – пелети з паливної біомаси – сира паливна біомаса і торф. Можливість переведення котла на інший вид палива без зміни конструкції топки та без втрати номінальної потужності визначається різницею величин приведеної питомої витрати продуктів згоряння проектного та нового палив.

Для випадку антрацитових котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром при температурі топкових газів, яка не перевищує температуру початку шлакування, допустима величина цього критерію для інших палив не повинна перевищувати величину для проектного вугілля більше, ніж на 5-8%. В цих межах зменшення теплосприйняття топки може бути компенсоване збільшенням частки теплоти, сприйнятій в киплячому економайзері. За цим критерієм, переведення на спалювання пелет і лушпиння без втрати потужності при збереженні габаритів топки принципово можливе, фрезерного торфу та інших непелетизованих видів біопалива – неможливе. Задача розробки полягає у забезпеченні збільшення частки теплоти, сприйнятій в киплячому економайзері, захисту решітки від перегріву, а конвективних поверхонь нагріву – від шлакування, та визначення необхідних змін допоміжного обладнання.

Відомо [44], що при спалюванні біомаси (тріски, лушпиння) в існуючих пиловугільних топках досяжна теплова потужність котла зменшується в 1,5 рази. Котли ж однакової потужності, спроектовані для спалювання біомаси, мають габарити топки суттєво більші, ніж вугільні, та/або облаштовані передтопками значних габаритів (типу Шершньова, Померанцева) [43-45]. Це пов'язане з низькою калорійністю та збільшеною витратою продуктів згоряння, що призводить до зменшення топкових температур та збільшення виносу теплоти до пароперегрівача та конвективної шахти.

З іншого боку, досвід експлуатації, сучасні експериментальні дослідження [118, 119] показують принципові відмінності в організації топкових процесів при спалюванні вугілля та біомаси в щільному шарі. Їх сутність в тому, що вугілля з

меншим виходом летких речовин та меншою реакційною здатністю нелеткого залишку значною мірою горить в шарі, для чого потребує більшої витрати окисника під решітку та більшої температури спалювання, що досягається нагрівом повітря до 250-350°C, при цьому решітку захищає від перегріву шлаковий шар. Біомаса відрізняється значно більшим виходом летких речовин, які згоряють в надшаровому просторі, отже, потребує значно меншої витрати окисника під решітку. Її більш реакційний нелеткий залишок не потребує настільки ж високих температур спалювання в шарі, як вугілля; у той же час низька зольність біомаси нездатна забезпечити захист решітки від перегріву шлаковим шаром. Як наслідок, зменшення температури дуттьового повітря при спалюванні біомаси в щільному шарі є не лише допустимим, а й необхідним. Іншим необхідним заходом видається збільшення величини утилізації теплоти у водяному економайзері для забезпечення частки теплоти для підігріву води та пароутворення та для утримання прийнятної температури відхідних газів.

5.2. Досвід впровадження технічних рішень з реконструкції газомазутних котлів типу БГМ-35М та БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання пелет з біомаси, газового вугілля та їх сумішей на ланцюговій колосниковій решітці

Забезпечення продовольчої безпеки в умовах відсічі широкомасштабного вторгнення вимагає нових підходів для забезпечення та розширення паливної бази котелень і ТЕЦ переробних підприємств: цукрових, спиртових, масло-екстракційних, крохмаль-мелясних заводів. Котельні переробних підприємств обладнані паровими котлами, основним паливом більшості з яких є газ і мазут. Необхідність заощадження газу, що може бути використаний для опалення міст, та необхідність перевodu ТЕЦ і котелень на спалювання нових видів палива заохочує керівництво заводів до реконструкції котельного обладнання.

Особливостями виконаних робіт є використання нових видів твердого біопалива. Разом із вже освоєними видами біомаси, таким як гранули з деревини

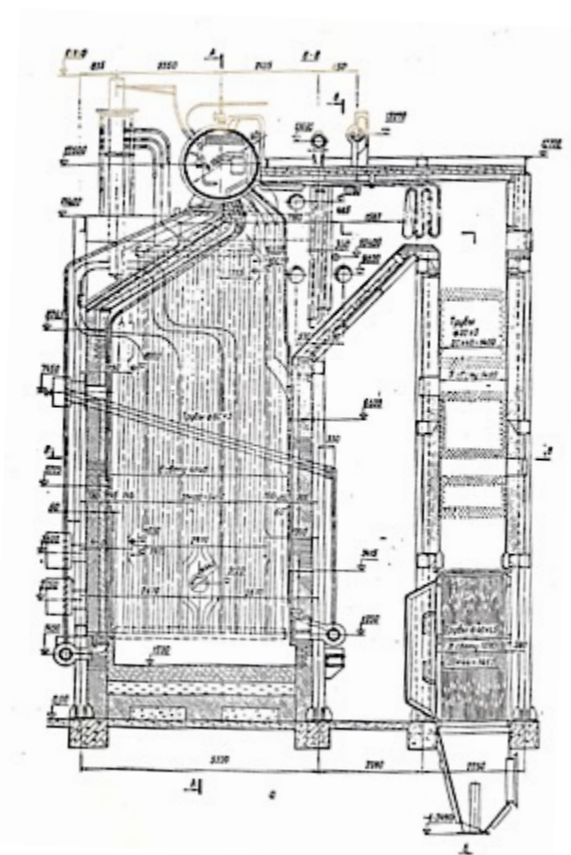
та з лушпиння соняшника, до спалювання залучалися гранульовані висівки зернових культур, висівки гречки, гранули з кукурудзяних качанів та інше. Разом з тим, для спалювання в аварійному режимі, у разі відсутності іншого палива, для забезпечення стійкості виробітку електричної енергії розглядається використання сушеного гранульованого та негранульованого жому цукрових буряків. Оскільки робота котлів з механічними решітками більш продуктивна і надійна на вугіллі, в рамках розробок було передбачено також роботу на кам'яному вугіллі українського видобутку. В ряді дослідів у якості компоненту паливної суміші застосовувались відсів антрациту та/або коксу, що є відходами при складанні шихти до вапнякових печей.

В рамках дисертаційної роботи виконувались дослідження та оптимізація спалювання різних видів палива у факельно-шарових топках модернізованих котлів БГМ-35М¹⁰, а також розробка та науково-технічний супровід впровадження нових технічних рішень з реконструкції газомазутного котла БКЗ-75ГМА із застосуванням технології спалювання на механізованих решітках прямого ходу та зміною поверхонь нагріву котла [120].

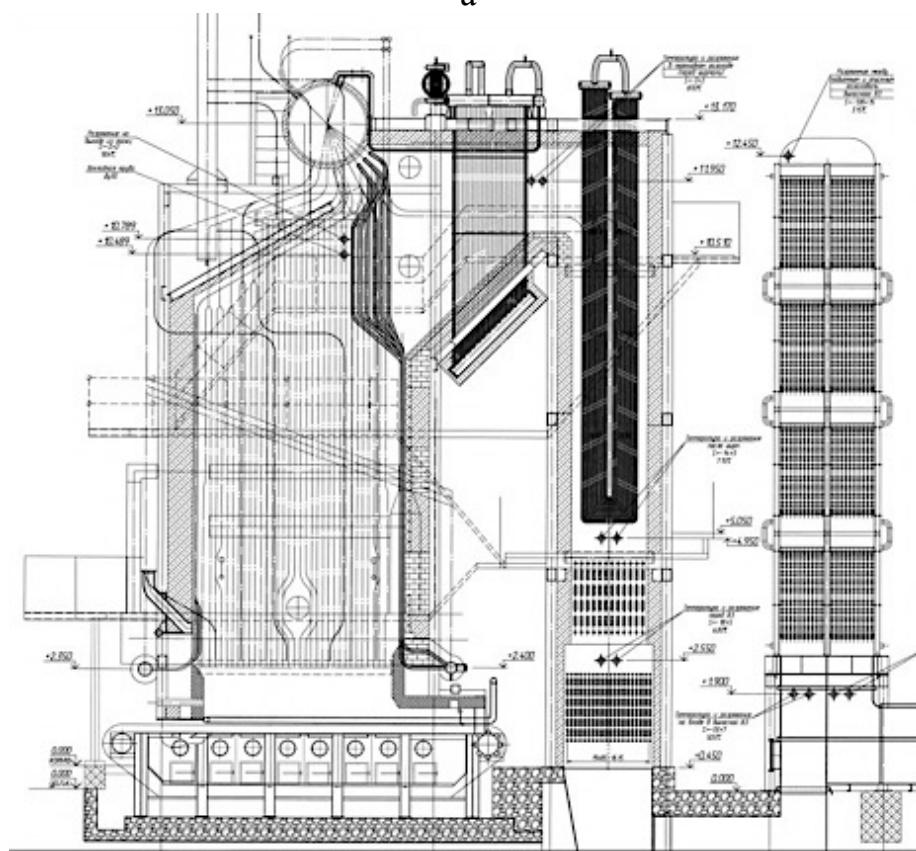
Котли БГМ-35М Гайсинського цукрового заводу були реконструйовані в період з 2015 по 2019 р. із встановленням топек факельно-шарового типу з механічними закидувачами (рис. 5.1). Характеристики котлів наведені в табл. 5.1. У 2020-2022 рр. в рамках робіт з пуско-налагодження та експериментального спалювання автором проведено широкий комплекс випробувань роботи котлів на непроектних та нових видах палива, серед яких:

- вугілля кам'яне марки Г (газове);
- гранули з луски соняшника;
- гранули з деревини;
- відсів антрациту газової печі;
- гранульований жом цукрових буряків;
- сушений негранульований жом цукрових буряків.

¹⁰ За участю А. Францишко.



a



6

Рис. 5.1. Котел БГМ-35М Гайсинського цукрового заводу: а – до, б – після реконструкції

Таблиця 5.1 - Основні проєктні характеристики котла БГМ-35М

Характеристика	Розмір-ність	До реконструкції	Після реконструкції
Номінальна паропроодуктивність	т/год.	32-35	26-28
Тиск на виході	кг/см ²	38	38
Температура перегріву пари	°С	440	440
Проєктне паливо		Природний газ та мазут	Гранульований жом та вугілля марки Г
Проєктна калорійність	ккал/кг	8200	3400-3600 (гранули жому) 5500-6500 (вугілля)
Витрата палива	т/год.	2,5-3,0	6,2-7,2
Тип топки		камерна	факельно-шарова
Активна площа дзеркала горіння (переріз топки)	м ²	-	4,2
ККД брутто	%	93	81
Температура живильної води	°С	105	105
Температура газів на виході з топки	°С	1230	900
Температура відхідних газів	°С	135	180
Температура гарячого повітря	°С	250	140

Додатково були випробувані та впроваджені двокомпонентні паливні суміші з даних видів палива. В результаті проведених робіт було забезпечено необхідне парове навантаження котлів під час сезону цукроваріння. Було підтверджено, що реконструкція котлів БГМ-35М з застосуванням факельно-шарового способу спалювання дозволяє використовувати широкий спектр палив та їх сумішей. Водночас було встановлено, що рішення, які були свого часу закладені при проєктуванні реконструкції газомазутних котлів, не дозволяють досягти прийнятних показників економічності та нормативних рівнів викидів на Гайсинському цукровому заводі. Реконструйовані котли БГМ-35М із застосуванням факельно-шарового методу спалювання мають переваги в сенсі

універсальності палив та паливних сумішей, але мають недоліком порівняно високі викиди шкідливих речовин: твердих частинок та монооксиду вуглецю. Це пов'язане з недостатнім часом перебування пиловидних частинок в топці та, відповідно, підвищеним виносом леткої вуглецевміщуючої золи.

Разом з тим, досвід спільного спалювання принципово різних палив у котлі БГМ-35М дозволяє використовувати його результати для удосконалення методів реконструкції котлоагрегатів. Після детального аналізу цього та світового досвіду автором було розроблено методичні підходи до реконструкції газомазутних котлів, які у 2023 р. було реалізовано вперше в Україні на котлах БКЗ-75ГМА Радехівського та Чортківського цукрових заводів (рис. 5.2). Основні відмінності розроблених технічних рішень такі.

1. Замість факельно-шарової топки застосовано колосникову решітку прямого ходу RTP-2,75x2x7,0 (виробництво FPM S.A. Мікулов, Польща) зі щільним шаром, що зменшило механічний недопал за рахунок збільшення часу перебування частинок та знизило винос частинок з топки в поверхні нагріву.
2. Розроблено оптимальну конфігурацію топки котла та збільшено її висоту.
3. Виконано розгорнуту реконструкцію конвективних поверхонь нагріву.
4. Для спалювання шлакуючих видів біопалива спроектовано та впроваджено прогресивну систему обдувки поверхонь нагріву.
5. Розроблено та спроектовано нову двоступеневу систему газоочистки на базі механічного мультициклона та рукавного фільтра.

Реконструкцію конвективних поверхонь нагріву було виконано на підставі повірочно-конструкторських теплових розрахунків, які підтвердили висновок 2.1 про необхідність компенсації зменшення теплосприйняття топки для біопалива з підвищеною приведеною питомою витратою продуктів згоряння збільшенням частки теплоти, сприйнятій в киплячому економайзері. Для цього повітропідігрівник був вилучений з конвективної шахти і замінений на водяний калорифер, а на звільненому місці добудовано додаткові ступені економайзера.

Виконані пуско-налагоджувальні випробування підтвердили ефективність застосованих технічних рішень для покращення економічності та зменшення

рівня викидів. Хоча реконструйований котел, на відміну від факельно-шарового способу спалювання, не розрахований на використання дрібнодисперсних палив, як-от негранульованого жому, доведено можливість спалювання двох видів палива – пелет (гранул) біомаси та газового вугілля – із застосуванням почергової подачі палива на решітку.

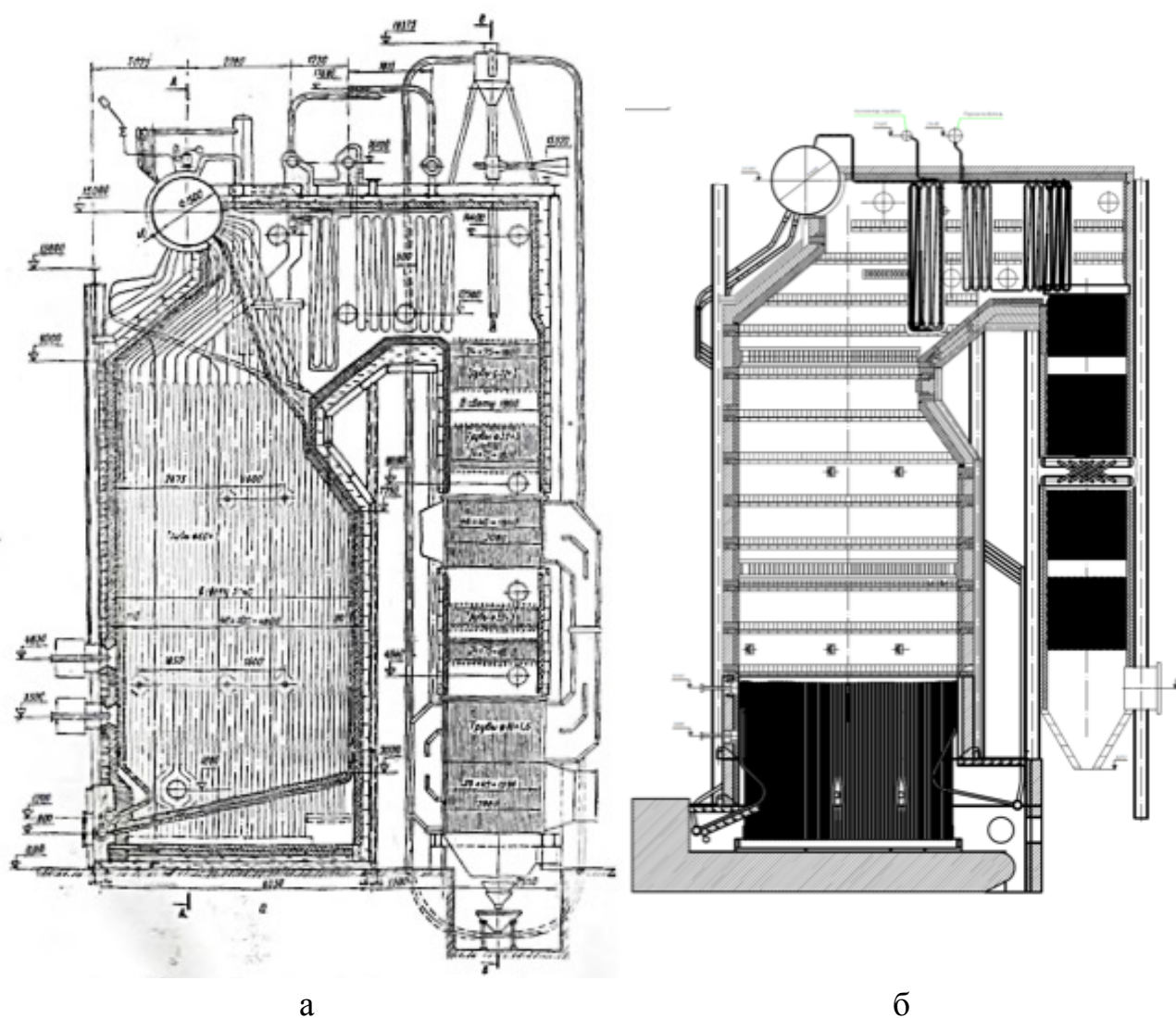


Рис. 5.2. Котел БКЗ-75ГМА Радехівського цукрового заводу: а – до, б – після реконструкції

Розроблені методи реконструкції котла БКЗ-75ГМА дозволили значно підвищити його техніко-економічні показники (табл. 5.2). За рахунок застосування механічної колосникової решітки виробництва FPM S.A. Мікулов, Польща, ККД котла досяг 86%. Застосована технологія спалювання у комплексі

з двоступеневою газоочисткою дозволила знизити шкідливі викиди до норм, що перевершують вимоги ЄС, зокрема, викиди твердих частинок знижені до рівня менше 20 мг/нм³ при нормі 50 мг/нм³.

Таблиця 5.2 - Основні характеристики котла БКЗ-75ГМА до і після реконструкції

Характеристика	Розмір-ність	До реконструкції	Після реконструкції
Номінальна паропроодуктивність	т/год.	75	57
Тиск на виході	кг/см ²	39	39
Температура перегріву пари	°C	440	440
Проектне паливо		Природний газ	Вугілля Г Гранули луски соняшника
Проектна калорійність	ккал/кг	8200-8400	5100-6500 (вугілля) 3900-4140 (гранули луски соняшника)
Витрата палива	т/год.	6,23	6,5-8,0
Тип топки		камерна	з щільним шаром на решітці прямого ходу
Активна площа дзеркала горіння (переріз топки)	м ²	-	41,3
Поверхня нагріву економайзера	м ²	1070	1594
Поверхня нагріву повітропідігрівника	м ²	2150	140*
ККД брутто	%	92	86
Температура живильної води	°C	105	90
Температура газів на виході з топки	°C	1250	870
Температура відхідних газів	°C	145	155-160
Температура гарячого повітря	°C	150-200	60-80

* Замінений водяним калорифером, винесеним до коробу первинного повітря.

5.3. Розрахункове обґрунтування і впровадження технічних рішень для переведення антрацитових котлів “Радіант” зі щільним шаром на спалювання біомаси та/або газового вугілля

Парові котли "Радіант" паропродуктивністю 20 т/год. Хоростківського цукрового заводу виробництва фірми Бабкок-Вількокс – вертикальні водотрубні, однобарабанні з природньою циркуляцією, виконані у П подібній компоновці з врівноваженою тягою. Спосіб спалювання – у нерухомому шарі на механічній решітці прямого ходу (рис. 5.3).

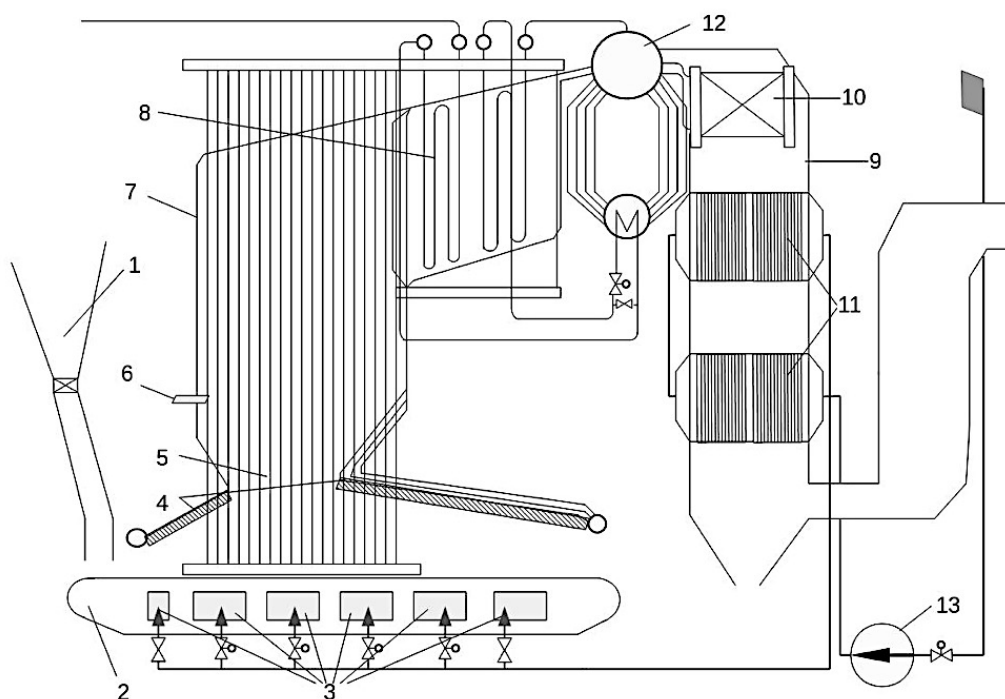


Рис. 5.3. Принципова схема котла “Радіант” зі щільним шаром для спалювання антрациту на решітці прямого ходу за первинним проектом

За первинною проектною схемою котли були розраховані на спалення антрациту. Технологія спалювання антрациту передбачала підігрів повітря до 310-312°C для досягнення умов його запалення, що передбачало велику площу теплосприймаючої поверхні повітропідігрівника (660 м²) порівняно з площею економайзера (260 м²). З середини 70-х років минулого сторіччя котли було переведено на спалення природного газу зі збільшенням паропродуктивності, а

механічні решітки – демонтовано. Основні проектні характеристики котла «Радіант» наведені в табл. 5.3 (в дужках – дані для котла, переведеного на газ).

Таблиця 5.3 - Основні проектні характеристики котла «Радіант»

Характеристика	Розмірність	Величина
Номінальна паропродуктивність	т/год.	20
Тиск на виході	кг/см ²	39
Температура перегріву пари	°С	440
Калорійність проектного вугілля	ккал/кг	5500
Витрата палива	т/год.	4 -5,5
Температура живильної води	°С	105
Температура відхідних газів	°С	155
ККД брутто	%	80
Температура газів на виході з топки	°С	1100 (1000)
Активна площа дзеркала горіння	м ²	28,8
Температура гарячого повітря	°С	353 (312)

В цих котлах паливо з бункера 1 зсипається на ланцюгову решітку прямого ходу 2, під яку надходить гаряче повітря з секціонованого дуттьового коробу 3. Оскільки антрацит є низькореакційним паливом з виходом летких речовин меншим ніж 8%, для його стійкого займання та горіння необхідні високі температури, які забезпечуються, в тому числі, нагрівом дуттьового повітря, яке подається під решітку, до 250-350°С. З фронту і тилу топки екранні труби утворюють виступи 4, склепіння під якими покриті жаротривкою футерівкою. Температурний режим займання палива забезпечується випромінюванням розжареної футерівки фронтального склепіння, догорання коксозольного залишку - випромінюванням розжареної футерівки тилового склепіння. Горіння коксового залишку відбувається на решітці, в надшаровому просторі топки 5 леткі речовини і продукти неповного згоряння догорають у вторинному повітрі, яке подається через сопла 6.

Оскільки виступи екранних труб і футеровані склепіння забезпечують в нижній частині топки інтенсивне перевипромінювання, температура поверхні

шару в зоні активного горіння сягає 1600°C і більше. Завдяки високій топковій температурі основна частина теплоти, що виділяється при спалюванні, сприймається екранними поверхнями топки 7, так що температура газів на виході з топкової камери знижується до рівня $900-950^{\circ}\text{C}$, який для антрациту є безпечним по умовах шлакування ширмових пароперегрівників 8. В конвективній шахті 9 продукти згоряння проходять послідовно через водяний економайзер 10, трубчастий повітропідігрівник 11 з двома чи більше ступенями, виводяться через батарейний циклон до димосмоку і скидаються в димову трубу. Шлак падає з протилежного до подачі палива кінця решітки до шлакової ванни, звідки періодично видаляється. Розділення води і пари відбувається в барабанах 12, оснащених розвиненими кип'ятильними пучками, розміщеними в поворотній частині конвективної шахти. Дуттьове повітря в котел подається дуттьовим вентилятором 13.

Враховуючи наведені вище переваги біомаси та припинення поставок донецького антрациту, в цій роботі вирішувалась задача реконструкції чотирьох з п'яти котлів «Радіант» Хоростківського цукрового заводу з переведенням їх на спалювання основного палива – твердої біомаси, резервного - газового львівсько-волинського вугілля [22, 121-123]. З урахуванням обмежень по величині приведеної питомої витрати продуктів згоряння, з біомаси були обрані пелети лушпиння соняшника (величина V_r/Q_i^r для антрациту $0,329 \text{ нм}^3/\text{МДж}$, для пелет з лушпиння $0,351 \text{ нм}^3/\text{МДж}$, різниця не перевищує 6,7%).

Технології спалювання антрациту (первинне проектне паливо) та природного газу (сучасний стан котлів) відрізняються від технології спалювання пелет з лушпиння соняшника та газового вугілля. Основні відмінності полягають в розподілі повітряного дуття та в необхідному рівні підігріву повітря. Технологія спалювання антрациту передбачала підігрів повітря до $300-315^{\circ}\text{C}$ для досягнення умов його запалення на решітці, для скорочення зони займання газового факелу теж застосовують підігріте повітря. Для спалювання пелет та газового вугілля на решітці прямого ходу високий підігрів повітря не рекомендований за умов запобігання налипанню шлаку на решітку, а також

необхідності охолодження та захисту конструкцій від перегріву або до значного подорожчання обладнання решітки із застосуванням жаростійких металів. Спалювання високореакційного твердого біопалива в цих котлах призвело б до перегріву решітки та до збільшення температури газів на виході з топкової камери, аж до шлакування пароперегрівників.

Ще одна відмінність – відзначена в 2.1 більша приведена питома витрата продуктів згоряння пелет, ніж вугілля та газу, що визначає більший винос теплоти з топки до конвективної шахти з відповідним зменшенням теплотривою в топці. Нарешті, на відміну від вугілля з температурою деформації золи понад 1100°C , значний вміст оксидів лужних та лужноземельних металів у золі пелет визначає менший рівень температур деформації та ризик шлакування ширм, починаючи з температури топкових газів $800-850^{\circ}\text{C}$. Щоправда, досвід польських компаній свідчить, що, на відміну від спалювання у низькотемпературному вихорі та киплячому шарі, яке супроводжується щільними склоподібними відкладеннями золи на ширмах, золіві відкладення від спалювання пелет у щільному шарі з температурою шару понад 1200°C є пухкими, нетривкими, легко руйнуються паровою обдувкою.

Для переведення котлів подібного типу на спалювання пелет з твердого біопалива та/або газового вугілля з максимальним використанням наявного обладнання, без збільшення габаритних розмірів котла та без зменшення паропроодуктивності розроблено та захищено патентом України “Спосіб переобладнання антрацитового парового котла на спалювання твердого біопалива та/або газового вугілля” [124], який полягає в реконструкції топки та теплосприймаючих елементів і відрізняється тим, що існуючу топку облаштовують двома послідовно розташованими бункерами палива з регульованими живильниками, які подають паливо по всій ширині решітки, фронтний і тилловий виступи екранних труб спрямляють, футерівку з труб тилового склепіння знімають, теплосприймаючу поверхню водяного економайзера збільшують у 2-3 рази, а повітропідігрівника зменшують у 4-7 разів, повітропідігрівник переносять з низхідної ділянки конвективної шахти до

висхідної ділянки газоходу від конвективної шахти до батарейних циклонів і виконують по оберненій схемі, тобто, з проходженням відхідних газів у міжтрубному просторі, а повітря - по трубах, розташованих перпендикулярно потоку газів, а дуттьовий вентилятор розміщують між повітропідігрівником і дуттьовим коробом і оснащують регульованим шибром присадки холодного повітря, і замінюють існуючий димосмок на димосмок в 1,5-1,8 разів більшої продуктивності з урахуванням збільшеної приведеної питомої витрати продуктів згоряння твердого біопалива.

При переобладнанні антрацитових котлів "Радіант" ТЕЦ Хоростківського цукрового заводу на спалювання пелет з лушпиння соняшника та/або газового вугілля застосовано розроблений спосіб в комбінації з такими технічними рішеннями:

- зменшення поверхні повітропідігрівника з 660 до 100 м², температури підігріву повітря - з 310 до 50-60°C;
- збільшення поверхні водяного економайзера з 260 до 610 м²;
- збільшення кількості секцій підресіткового повітряного коробу з розподілом повітря, який дозволяє "розтягти" зону горіння пелет на 4-5 м активної довжини решітки та збільшити поверхню випромінювання шару;
- застосування сучасних механічних решіток прямого ходу виробництва заводу FPM (м. Мікулов, Польща);
- обладнання котла двома бункерами сирого палива - один для пелет, другий для газового вугілля, з можливістю незалежного регулювання витрати палива (передбачене пошарове завантаження або почергове спалювання пелет і вугілля з абразивною очисткою золових відкладень від спалювання пелет золою вугілля);
- оснащення котла паровою обдувкою ширм, яка вмикається при збільшенні температури відхідних газів до 180°C;
- встановлення високоефективного батарейного циклону з можливістю періодичного повернення уловленої золи на допалювання до топки.

Можливість застосування наведених технічних рішень перевірялась виконанням теплового розрахунку котла та його елементів. При цьому розрахунок топки, фестону, 2 ступенів пароперегрівника та конвективного (кип'ятильного) пучка був повірочним, а водяного економайзера та повітропідігрівника – конструкторським, і мав на меті визначення їх необхідних площин теплосприйняття. Розрахунковим паливом було прийнято пелети з лущиння соняшника зі складом в робочому стані: $W_t^r = 9,0\%$, $A^r = 8,8\%$, $C = 46,0\%$, $H = 5,0\%$, $O = 30,1\%$, $N = 1,0\%$, $S = 0,1\%$, $Q_i^r = 4272$ ккал/кг. При розрахунку величина механічного недопалу приймалась 5%.

Основні результати теплового розрахунку при номінальному навантаженні котла узагальнені в табл. 5.4. Вони підтверджують, що температура топкових газів є меншою за температуру шлакування, а частка теплоти, сприйнята топкою, фестоном і кип'ятильним пучком, є достатньою для забезпечення кипіння води, нагрітої в економайзері до 220°C . Це обумовило вибір конструкції економайзера – киплячого типу, зі сталевих труб діаметром 32x3 мм, розташованих у шаховому порядку.

Для збереження паропродуктивності котла збільшення об'єму топкової камери та оснащення її передтопками не знадобилось. Для створення підвищених температурних полів для займання палива організовано зону запалення довжиною 1 м “зубом” з труб фронтального екрану топкової камери з натрубною обмурівкою в частині, що розташована над полотном решітки. Для забезпечення повного вигорання палива та монтажу решітки необхідної продуктивності на котлі відновлено зону охолодження шляхом переносу заднього колектору топки та організації заднього зводу з труб заднього екрану. Сопла вторинного повітря у кількості 6 шт. розміщено над «зубом» переднього екрану. Для газоочистки встановлено комбінацію батарейних циклонів з рукавними фільтрами. Викиди NO_x знижено за рахунок зменшення топкових температур, діоксиду сірки - за рахунок низького вмісту сірки в біопаливі.

Принципову схему котла після реконструкції наведено на рис. 5.4. Реконструйований котел працює наступним чином.

Таблиця 5.4 – Результати теплового розрахунку елементів котла “Радіант” після реконструкції при роботі на пелетах з лушпиння соняшника

Температура по ходу газів, °С	
Адіабатична температура спалення	1382
На виході з топки	913
За фестоном	860
За пароперегрівником 2 ступеню	723
За пароперегрівником 1 ступеню	565
За кип’ятильним пучком	412
За водяним економайзером	170
За повітропідігрівником	155
Частка корисного теплосприйняття, %	
Топка	34,8
Фестон	4,2
Пароперегрівник 2 ступеню	8,8
Пароперегрівник 1 ступеню	10,0
Кип’ятильний пучок	10,7
Водяний економайзер	15,1
Повітропідігрівник	1,1
Всього	84,7

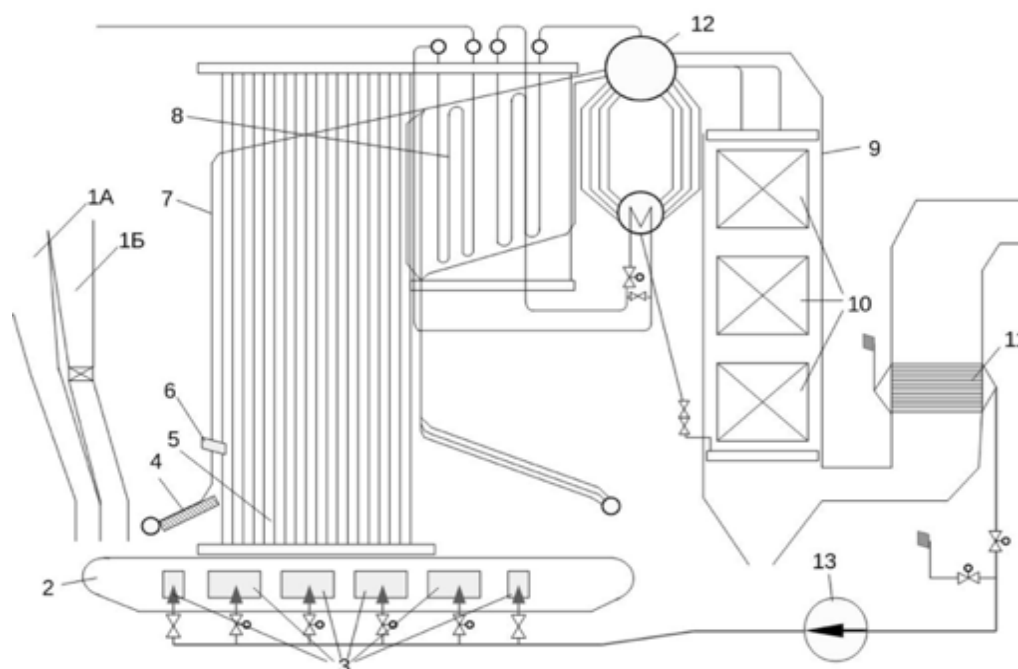


Рис. 5.4. Принципова схема котла “Радіант” після реконструкції з переведенням на спалювання твердого біопалива та/або газового вугілля (нумерація елементів – як на рис. 5.3)

Паливо подається з одного або з двох бункерів (1а, 1б) на початкову ділянку решітки прямого ходу, причому при спільному спалюванні двох видів біомаси або біомаси і газового вугілля кожний з них подається окремо, так, що менш реакційне паливо утворює нижній шар на решітці. Займання більш реакційноздатного, ніж антрацит, палива забезпечується розжареною футерівкою фронтового склепіння. Леткі речовини, що виходять з палива, і продукти неповного згоряння догорають в надшаровому просторі за рахунок подачі вторинного повітря, а коксовий залишок згоряє на решітці в первинному повітрі. Невисока температура підігріву повітря захищає елементи решітки від перегріву. Знижена порівняно з антрацитом температура поверхні шару в зоні активного горіння на 250-300°C є цілком достатньою для повного вигорання більш реакційноздатного палива, а з точки зору випромінювання вона частково компенсується збільшенням поверхні активного горіння по довжині решітки, видимого дзеркала горіння та теплосприймаючої поверхні екранів. Збільшена приведена питома витрата продуктів згоряння забезпечує більш низьку, порівняно з антрацитом, температуру газів на виході з топки, що зменшує ризик шлакування ширм і збільшує винос теплоти до конвективної шахти. Додатково винесена до конвективної шахти теплота топкових газів утилізується в конвективних (кип'ятільних) пучках та у водяному економайзері зі збільшеною поверхнею, так що загальне теплосприйняття і паропродуктивність котла при тих же габаритних розмірах не зменшуються порівняно зі спалюванням антрациту. Збільшення температури пари за рахунок підвищеного теплосприйняття в паропідігрівниках компенсується штатним поверхневим пароохолоджувачем, розміщеним між ступенями.

Виконання повітропідігрівника по оберненій схемі збільшує коефіцієнт теплообміну з боку відхідних газів і значно зменшує опір по них, що є вкрай важливим для твердого біопалива зі збільшеною витратою продуктів згоряння на одиницю наявної теплоти згоряння. Невисока (до 70°C) температура підігріву повітря дає змогу розташувати дуттьовий вентилятор між повітропідігрівником і дуттьовим коробом та регулювати температуру повітря шиберам присадки

холодного повітря на вході вентилятора. При спалюванні палива зі збільшеним вмістом вологи або газового вугілля присадку холодного повітря до дуттьового вентилятора зменшують або повністю закривають.

Всього у 2019 р. за технічними рішеннями автора та з його науково-технічним супроводом проектування і пуско-налагодження було переобладнано 4 з 5 котлів заводу, з повною автоматизацією (рис. 5.5). Фактичні характеристики котла до і після переобладнання наведені в табл. 5.5. Котли після реконструкції можуть працювати на гранулах з відходів деревини, з лущиння соняшника, на пісному, газовому вугіллі або при спільній подачі цих палив. Спільне спалювання вугілля гранул біомаси з вугіллем реалізоване в діапазоні часток компонентів від 0 до 100%, що підтверджує висновок про можливість переведення котла на інший вид палива без втрати потужності та зі збереженням габаритів топки при збільшенні приведеної питомої витрати продуктів згоряння палива не більше 5-8% за умови перерозподілу теплосприйняття в конвективній шахті в бік збільшення економайзера та зменшення повітропідігрівника.



Рис. 5.5. Котли “Радіант” Хоростківського цукрового заводу, переобладнані на спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля

Таблиця 5.5 - Основні характеристики котла “Радіант” до і після реконструкції

Характеристика	До реконструкції	Після реконструкції
Паливо	Антрацит	Пелети, газове вугілля
Нижча теплота згоряння, ккал/кг	5500	3670
Об'єм топкової камери, м ³	130	150
Поверхня відкритих екранів, м ²	120	147
Поверхня економайзера, м ²	260	607
Поверхня повітропідігрівника, м ²	660	100
Продуктивність димосмоку, тис. м ³ /год.	55	85
Температура підігріву повітря, °С	300-350	50-70
Температура шару в зоні активного горіння, °С	1600-1650	1300-1400
Температура газів на виході з топки, °С	900-950	850-900
Температура на виході економайзера, °С	160-180	220-240
Температура газів на виході з котла, °С	155-180	140-160
Паропроодуктивність котла, т/год.	20	20-22
Тиск перегрітої пари, кг/см ²	39	39
Температура перегрітої пари, °С	440	440
Втрати теплоти з механічним недопалом, %	10-15	до 5
ККД котла брутто, %	74-79	81-86

Осінні сезони 2019 і подальших років котли пройшли безаварійно, стабільно працюючи на пелетах з лушпиння соняшника і газовому вугіллі з калорійністю 4400-4500 ккал/кг, при їх роздільній або спільній подачі (вугілля - нижній, пелети - верхній шар на решітці).

Таким чином, розробка дозволила вирішити проблему реновації старих котлів, досягнувши високих економічних показників за рахунок переходу на більш дешеве паливо з покращенням екологічних показників за рахунок використання біомаси. Важливість тиражування даного досвіду обумовлена наявністю в Україні кількох тисяч подібних котлів, які в даний час спалюють природний газ.

5.4. Результати промислових випробувань котлів, переведених на спалювання біомаси. Порівняння динаміки зміни температури відхідних газів за рахунок золових відкладень біомаси при різних способах спалювання

Промислові випробування котла з факельно-шаровим спалюванням БГМ-35М та досвід експлуатації переведених на спалювання біомаси та/або газового вугілля у щільному шарі за технічними рішеннями автора котлів БКЗ-75ГМА та “Радіант” в цілому підтвердили досягнення розрахункових показників. Проте при тривалій експлуатації кожний з котлів виявив свої особливості, головним чином в динаміці накопичення золових відкладень на конвективних поверхнях нагріву, які призводили до зменшення теплостійому та, відповідно, до збільшення температури відхідних газів.

Як зазначалось в 1.1, високий вміст оксидів лужних металів в золі біомаси визначає низькі температури шлакування поверхонь нагріву котлів, що звичайно призводить до частих вимушених зупинок для їх очищення. Водночас результати експлуатації показали, що характер відкладень (склоподібний чи пухкий) значною мірою залежить від ступеню вигорання золи-виносу.

Досвід експлуатації котла БГМ-35М, реконструйованого із застосуванням факельно-шарової топки, показав, що при спільному спалюванні біомаси з газовим вугіллям втрата маси при прокалюванні (ВПП) легкої золи, яка відображає вміст горючих у виносі, становить 20-25%, при окремому спалюванні біомаси ВПП перевищує 30%. З урахуванням низької зольності біомаси (6-9%), це не свідчить про значні втрати теплоти з механічним недопалом, проте визначає наявність в золі значної кількості залишкової горючої маси, здатної до тління у відкладеннях з їх розігрівом понад температуру шлакування. З цієї причини відкладення золи на ширмах та конвективних поверхнях котла БГМ-35М – щільні, склоподібні, піддаються лише механічному очищенню при зупинці котла, яку, як свідчить досвід експлуатації, доводиться виконувати в середньому 1 раз на 3-4 тижні.

В реконструйованих котлах БКЗ-75ГМА та “Радіант” з топкою щільного шару ВПП леткої золи при спалюванні газового вугілля не перевищує 5-8%, при спільному спалюванні біомаси з вугіллям – 10-12%, при окремому спалюванні біомаси – 14-18%. Більший, ніж при факельно-шаровому спалюванні, ступінь вигорання золи-виносу в топці щільного шару пов’язаний з більшим часом перебування частинок біомаси в розжареному шарі, і меншим – в менш розігрітому надшаровому просторі; крім того, в менш форсованій топці зі щільним шаром загальний час перебування частинок є більшим, ніж в факельно-шаровій. Як наслідок, відкладення золи на конвективних поверхнях практично не піддавались тлінню з розігрівом понад температуру шлакування, були пухкими і легко самоочищались при паровій обдувці або при переході на газове вугілля, частинки якого мають абразивні властивості за рахунок механічної мікроструктури та вмісту твердих мінеральних речовин. На котлах БКЗ-75ГМА більш часто застосованими були режими окремого спалювання біомаси з періодичною паровою обдувкою поверхонь або почергового спалювання, при якому за кілька днів роботи на пелетах температура відхідних газів внаслідок поступового забруднення поверхонь повільно зростала, а за кілька годин роботи на газовому вугіллі завдяки абразивній очистці поверхонь знову знижувалась до розрахункового рівня. На котлах “Радіант” застосовувалось як спільне пошарове (з нижнім шаром вугілля на решітці), так і почергове спалювання.

На рис. 5.6 представлено динаміку зміни температури відхідних газів котлів протягом 45 діб виробничого сезону, яка відображає динаміку накопичення золових відкладень на конвективних поверхнях нагріву. Для зручності порівняння, початкові дні кампанії для всіх котлів синхронізовані.

Видно, що в котлі БГМ-35М з факельно-шаровим спалюванням швидкість накопичення відкладень є найбільшою, а їхня щільність та механічна міцність вимагає зупинки для механічного очищення кожні 3 тижні. В котлі БКЗ-75 ГМА в досліджуваному періоді спалювалась лише біомаса, пухкість відкладень допускала їх очищення паровою обдувкою приблизно 1 раз на 2 тижні. Найкращий по енергоефективності (без витрат пари на обдувку) результат

досягнутий на котлі “Радіант”, де 10 днів спалювання біомаси або 26 днів спільного пошарового спалювання чергувались з 2 днями спалювання газового вугілля з повним абразивним очищенням поверхонь нагріву золою-виносом вугілля. Середній ККД котла бруто при цьому становив 84-85%, що для цього типу котлів є значно вищим, ніж при роботі на проєктному антрациті, і практично таким, як при роботі на газі.

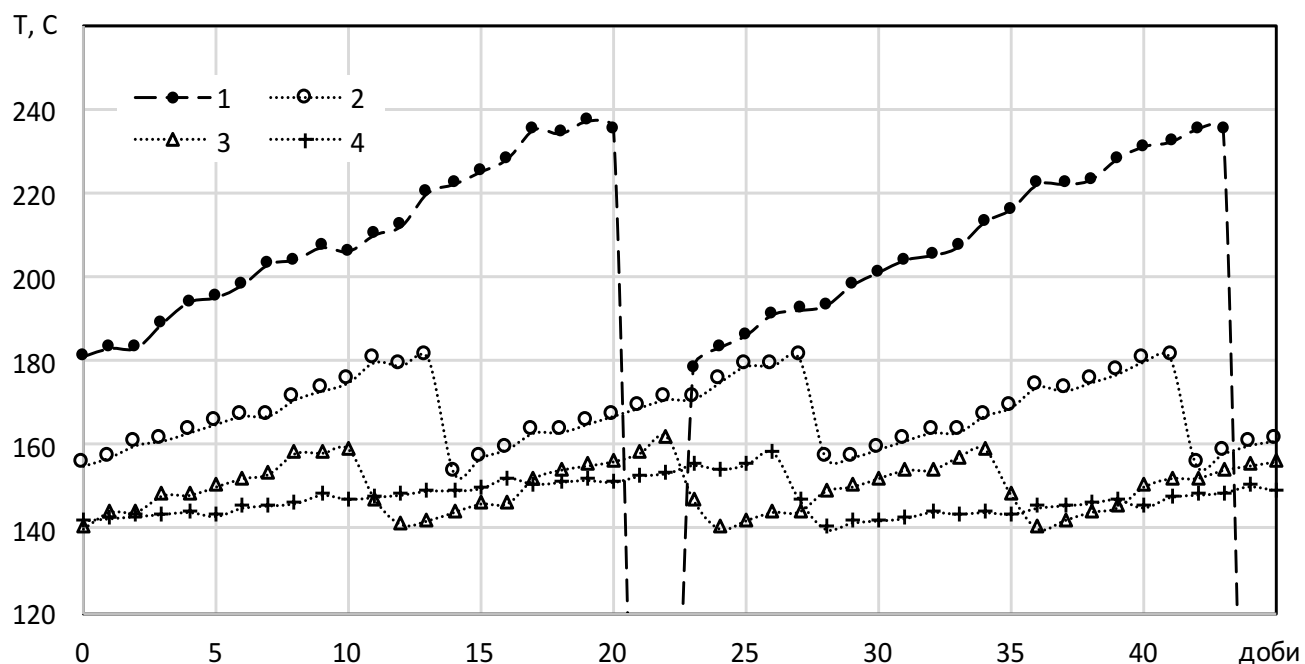


Рис. 5.6. Динаміка зміни температури відхідних газів котлів у виробничому сезоні: 1 – котел БГМ-35М, зупинки для механічного очищення; 2 – котел БКЗ-75ГМА, спалювання біомаси з періодичною паровою обдувкою поверхонь; 3 – котел “Радіант”, почергове спалювання біомаси та газового вугілля; 4 – котел “Радіант”, спільне пошарове спалювання біомаси (верхній шар) та вугілля (нижній шар)

Таким чином, випробуваннями встановлено ефект абразивного очищення поверхонь нагріву котлів зі щільним шаром від золових відкладень біомаси при почерговому або спільному спалюванні біомаси з вугіллям. Оскільки раніше почергове або спільне спалювання біомаси з вугіллям в щільному шарі не застосовувалось, цей результат одержано вперше.

5.5. Висновки до розділу 5

В цьому розділі наведені результати розроблення, розрахункового обґрунтування і впровадження технічних рішень з переведення антрацитових і газомазутних котлоагрегатів малої та середньої потужності на біомасу та газове вугілля, які мають суттєве практичне значення для підприємств харчової та переробної промисловості, в тому числі:

- технічних рішень з реконструкції газомазутних котлів типу БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання пелет з біомаси, газового вугілля та їх сумішей на ланцюговій колосниковій решітці;
- технічних рішень для переведення антрацитових котлів “Радіант” зі щільним шаром на спалювання біомаси та/або газового вугілля.

На підставі розрахункових досліджень та наукового супроводу впровадження технічних рішень, а також випробувань раніше переведеного на факельно-шарове спалювання газомазутного котла БГМ-35М, встановлено закономірності перерозподілу тепловиділення і теплосприйняття по елементах антрацитових і газомазутних котельних установок малої та середньої потужності при їх переведенні на біомасу та газове вугілля, а також одержано інші результати, які мають практичне значення та наукову новизну, зокрема, в наступному.

1. Підтверджено доцільність використання приведеної питомої витрати продуктів згоряння в якості критерію можливості переведення котлів зі щільним шаром з вугілля на біомасу, за яким переведення на спалювання пелет і лушпиння без втрати потужності при збереженні габаритів топки принципово можливе, фрезерного торфу та інших непелетизованих видів біопалива – неможливе, і доведено, що умовою такого переведення є перерозподіл теплосприйняття в конвективній шахті в бік збільшення економайзера та зменшення повітропідігрівника.

2. Експериментально встановлено, що газомазутні котли, реконструйовані із застосуванням факельно-шарового методу спалювання, є більш універсальними

в сенсі використання різноманітних палив та паливних сумішей, але мають недоліком порівняно високі викиди твердих частинок та монооксиду вуглецю, що пов'язане з недостатнім часом перебування пиловидних частинок в топці та, відповідно, підвищеним виносом леткої вуглецевміщуючої золи. Це обумовлює підвищені втрати теплоти з механічним недопалом та тління залишкової горючої маси у золових відкладеннях з їх розігрівом понад температуру шлакування та зміцненням до склоподібного стану. Котли ж, реконструйовані на спалювання в щільному шарі, мають кращі техніко-економічні та екологічні показники за рахунок більшого ступеню вигорання золи-виносу, золові відкладення на їх конвективних поверхнях нагріву не піддаються тлінню та мають пухкий характер, а спільне спалювання в них двох різних видів палива можливе із застосуванням пошарової або почергової подачі палива на решітку.

3. Вперше експериментально встановлено ефект абразивного очищення поверхонь нагріву котлів зі щільним шаром від золових відкладень біомаси при почерговому або спільному спалюванні біомаси з вугіллям.

Матеріали, наведені в цьому розділі, опубліковані автором в роботах [22, 120-123], одержано патент України на корисну модель [124].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі вирішено науково-практичне завдання розроблення та впровадження енергоефективних методів переведення антрацитових та газомазутних котельних установок на спалювання газового вугілля і біомаси з максимальним використанням наявного обладнання та покращенням техніко-економічних і екологічних показників на підставі результатів дослідження закономірностей перерозподілу тепловіддачі та теплосприйняття при використанні різних видів палива, що має істотне значення для теплоенергетичної науки та сприяє підтриманню критичної інфраструктури енерго- і теплозабезпечення країни в умовах воєнного стану.

Основні результати роботи полягають в наступному.

1. На основі аналізу літературних та статистичних даних виконаний аналіз парку котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, котлів малої і середньої потужності та їх потенційної паливної бази і визначені основні типи котельних установок, які доцільно переводити на доступне вітчизняне тверде паливо – газове вугілля та біомасу.

2. На основі комплексного дослідження з поєднанням аналізу літературних даних, результатів власних розрахункових досліджень та промислових випробувань встановлено основні закономірності перерозподілу тепловиділення і теплосприйняття по елементах котельних установок при їх переведенні на інші види палива, які використано при розробленні технічних рішень з переведення котельних установок на спалювання газового вугілля і паливної біомаси.

3. Вперше розрахунково доведено та експериментально підтверджено, що при переведенні антрацитових котлів на спалювання газового вугілля температура в топці знижується за рахунок збільшення витрати продуктів згоряння, в тому числі з урахуванням рециркуляції димових газів на сушку палива, та зменшення витрати гарячого повітря. Це призводить до збільшення винесення теплоти з топки, що змінює частку теплосприйняття конвективних поверхонь нагріву котла і потребує врахування при розробленні технічних

рішень з переведення котлів на газове вугілля, та до зниження генерації термічних оксидів азоту.

4. Для пиловугільних котлів вперше встановлено обмеження потужності при переведенні з антрациту на спалювання газового вугілля за рахунок збільшення приведеної питомої витрати продуктів згоряння газового вугілля порівняно з антрацитом, а також температури та, відповідно, об'ємної витрати відхідних газів, що потребує врахування при розрахунку їх очікуваних техніко-економічних показників.

5. Вперше доведено можливість, знайдені умови організації та реалізоване спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин, з переведенням з вугілля газової групи на антрацит або навпаки за рахунок лише регулювання режимних параметрів.

6. Вперше обґрунтовано критерій можливості переведення котлів зі щільним шаром з вугілля на біомасу за приведеною питомою витратою продуктів згоряння і встановлено, що умовою такого переведення є перерозподіл теплосприйняття в конвективній шахті в бік збільшення економайзера та зменшення повітропідігрівника.

7. Вперше експериментально встановлено ефект абразивного очищення поверхонь нагріву котлів зі щільним шаром від золених відкладень біомаси при почерговому або спільному спалюванні біомаси з вугіллям.

8. Розроблено та розрахунково обґрунтовано:

- технічні рішення з реконструкції газомазутних котлоагрегатів ТГМП-314 і ТГМП-204 енергоблоків 300 і 800 МВт Трипільської та Запорізької ТЕС для їх переведення на газове вугілля зі збереженням габаритів і 80-100% теплової потужності топки;
- технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210 і ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Зміївської ТЕС на газове вугілля;
- технічні рішення з організації спільного спалювання біомаси з вугіллям в пиловугільному котлоагрегаті ТПП-210А Трипільської ТЕС;
- типові технічні рішення з переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ

паропродуктивністю від 90 до 250 т/год. на спалювання газового вугілля.

9. Розроблено, розрахунково обґрунтовано, виконано науково-технічний супровід проєктування і пуско-налагодження та практично реалізовано:

- технічні рішення з переведення трьох антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт Трипільської ТЕС на газове вугілля;
- технічні рішення з переведення антрацитового котлоагрегату ТПП-200-1 енергоблоку 800 МВт Слов'янської ТЕС на спалювання газового вугілля та паливних сумішей з різним виходом летких речовин;
- технічні рішення для переведення чотирьох антрацитових котлоагрегатів паропродуктивністю 220 т/год. Дарницької ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану;
- технічні рішення для переведення чотирьох антрацитових котлів зі щільним шаром Хоростківського цукрового заводу на спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля;
- технічні рішення для реконструкції газомазутних котлів типу БКЗ-75ГМА Радехівського та Чортківського цукрових заводів з переведенням на спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля на ланцюговій колосниковій решітці.

10. Розроблені технічні рішення захищені 7 патентами України на корисні моделі (додаток А).

11. Практичну цінність впроваджених розробок підтверджено актами використання результатів від ПАТ “Центренерго”, СО “Донбасенергоналадка” ПАТ “Донбасенерго”, ТОВ “СВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ”, Хоростківського, Радехівського та Чортківського цукрових заводів (додаток Б).

Роботу ”Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрациту в енергетиці та їх впровадження”, до якої увійшли результати досліджень та розробок автора в частині переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на спалювання газового вугілля і підготовки та спалювання біомаси в антрацитових котлоагрегатах, відзначено Державною премією України в галузі науки і техніки за 2019 рік (додатки В, Г).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Чернявський М. Стан та перспективи теплової генерації в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 4. С. 4–16.
2. Дунаєвська Н. Проблеми й технології термічної переробки палив в енергетичних установках теплових електростанцій. *Вісник НАН України*. 2023. № 4. С. 72–84.
3. Перспективи впровадження чистих вугільних енерготехнологій в енергетику України / І. Вольчин та ін. Київ : ІВЕ НАН України, ТОВ «Гнозіс», 2013. 305 с.
4. Білодід В. Вироблення та споживання теплової енергії в Україні у 2005-2013 роках. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. № 1. С. 39–46.
5. Гелетуха Г., Желєзна Т. Стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні. *Промислова теплотехніка*. 2017. Т. 39, № 2. С. 60–64.
6. Михайлов В., Курило М., Омельченко та ін В. Горючі корисні копалини України : Підручник. Київ : КНТ, 2009. 376 с.
7. Чернявський М. Сучасні проблеми паливозабезпечення та паливоспоживання ТЕС України. *Енерготехнологии и ресурсосбережение*. 2015. № 3. С. 5–19.
8. Чернявский Н. Топливообеспечение и топливopотребление ТЭС Украины: история, современное состояние, проблемы внедрения рынка энергетического угля. *Новини енергетики*. 2015. № 11. С. 26–29.
9. Чернявський М., Моїсеєнко О., Монастирська Т. Історія і перспективи використання вугілля на ТЕС України з огляду на мету скорочення викидів парникових газів. *13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. Київ, 2017. С. 21–27.
10. Чернявський М. Науково-технічні основи та методи підвищення ефективності енергетичного використання твердих палив : автореф. дис. докт. техн. наук. Київ, 2020. 56 с.

11. Chernyavskyy M. CO₂ emissions from coal-burning thermal power plants of Ukraine since 1990 and the main factors for their calculation. *Intern. J. of Energy for a Clean Environment*. 2023. Vol. 24, no. 1. P. 97–113.
12. Макаров В. Оцінка видобувного потенціалу державного сектору вугільної промисловості України. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Т. 67, № 4. С. 21–29.
13. Прогнозування обсягів видобутку вугілля в Україні / В. Макаров та ін. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. Т. 72, № 1. С. 35–45.
14. Макаров В., Перов М. Оцінка перспективності діючих вуглевидобувних підприємств. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. Т. 73, № 2. С. 18–29.
15. Чернявський М., Макаров В., Каплін М. Можливості постачання вітчизняного енергетичного вугілля з урахуванням зменшення його видобутку внаслідок бойових дій. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. 2023. С. 6–12.
16. Чернявський М., Мірошніченко Є. Зміни в структурі генерації електроенергії в Україні за 2016-2020 роки та перспективи розвитку теплової енергетики. *17-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. 2021. С. 31–38.
17. Дунаєвська Н., Безценний І., Чернявський М., Мірошніченко Є. Можливості використання твердого палива в Україні в умовах воєнного часу. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр., м. Київ. 2022. С. 226–231.
18. Chernyavskyy M., Provalov O., Miroshnychenko Ye., Kosyachkov O. Converting Slovianska TPP with the central coal pulverizing plant from anthracite to sub-bituminous coal. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No. 3. P. 46–53.
19. ДСТУ 3472:2015. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація. Вид. офіц.
20. ДСТУ 4083:2012. Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови. Вид. офіц.

21. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : Схв. розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.
22. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Переведення котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром на спалювання твердої паливної біомаси. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 1. С. 71–80. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>.
23. Perea-Moreno M.-A., Samerón-Manzano E., Perea-Moreno A.-J. Biomass as Renewable Energy: Worldwide Research Trends. *Sustainability*. 2019. Vol. 11, no. 3. P. 863.
24. Emissions of SO₂, NO_x, CO₂, and HCl from Co-firing of coals with raw and torrefied biomass fuels / E. Rokni et al. *Fuel*. 2018. Vol. 211. P. 363–374.
25. Kang S., Selosse S., Maizi N. Contribution of global GHG reduction pledges to bioenergy expansion. *Biomass and Bioenergy*. 2018. Vol. 111. P. 142–153.
26. Біомаса як паливна сировина / Г. Гелету́ха та ін. *Промислова теплотехніка*. 2011. Т. 33, № 5. С. 76–84.
27. Ключ С. Визначення енергетичного потенціалу соломи і рослинних відходів за період незалежності України. *Відновлювана енергетика*. 2012. № 3. С. 71–78.
28. Потенціал та перспективи енергетичного використання агробіомаси в Україні / Г. Гелету́ха та ін. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2020. Т. 42, № 1. С. 42–51.
29. Стратегія майбутнього: Україна - це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від Росії. *Міненерго України*. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratetiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetichnyi-khab-iakyi-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii>.
30. Проект Плану відновлення України. Матеріали робоч. групи «Енерг. безпека» Нац. ради з відновлення України від наслідків війни, 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.

31. Chapter 9: Outlook for solid fuels. *World Energy Outlook*. 2022. P. 409–427. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>.
32. Макаров В., Перов М. Сценарії розвитку вугільної галузі при прогнозованих змінах структури використання вугільної продукції в економіці країни. *Проблеми загальної енергетики*. 2022. Т. 68-69, № 1-2. С. 70–81.
33. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році. Київ : НЕК “Укренерго”, 2020. 121 с.
34. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ : НЕК “Укренерго”, 2018. 126 с.
35. Чернявский Н. Результаты реконструкции ТЭС Украины в 2005-2015 гг. *11-я Междунар. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»* : Сб. научн. трудов. Київ, 2015. С. 82–86.
36. Chernyavskyy M., Dunayevska N., Provalov O., Miroshnychenko Ye. Scientific basis and technologies of anthracite replacement at thermal power plants. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. No. 3. P. 33–40.
37. Мірошніченко Є., Косячков О. Еволюційні зміни основних засад при проектуванні та спорудженні ТЕС на вугіллі. *12-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2016. С. 57–59.
38. Чернявський М., Росколупа А., Мірошніченко Є. Порівняння способів утилізації вуглецю та легкої золи антрацитових ТЕС. *10-а Міжнар. конф. «Вугільна енергетика: проблеми реабілітації та розвитку»* : Тез. доп. Київ, 2014. С. 84–88.
39. Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 08.11.2017 р. № 796-р : станом на 24 листоп. 2021 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-p#Text> (дата звернення: 22.01.2024).

40. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Особливості використання зрідженого вуглеводневого газу в якості резервного та альтернативного палива на вугільних ТЕЦ. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2022. № 4. С. 3–14.
41. Чернявський М., Вольчин І., Провалов О., Мірошніченко Є., Росколупа А., Моїсеєнко О. Розроблення технічних рішень для переведення антрацитових та газомазутних котлів ТЕЦ на спалювання газового вугілля. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 189–194.
42. Мірошніченко Є., Чернявський М. Розрахункове обґрунтування найбільш економічних режимів роботи ТЕЦ в умовах воєнного стану. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2022. С. 17–22.
43. Лавренцов Е., Сигал И., Смихула А. Реконструкция и модернизация водогрейных и паровых котлов отопитель-ных систем теплоснабжения (Обзор). *Енерготехнологии и ресурсосбережение*. 2012. № 3. С. 63–71.
44. Александров В. Паровые котлы малой и средней мощности. Ленинград : Энергия, 1972. 200 с.
45. Роддатис К., Полтарецкий А. Справочник по котельным установкам малой производительности. М. : Энергоатомиздат, 1989. 488 с.
46. Баталова О., Касенич М. Дослідження українського ринку промислових котлів. *Ефективна економіка*. 2014. № 8. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=3258>.
47. Ковалев А., Лелеев Н., Виленский Т. Парогенераторы. М. : Энергоатомиздат, 1985. 376 с.
48. Хзмалян Д. М. Теория горения и топочные устройства. М., 1976. 487 с.
49. Липов Ю., Третьяков Ю. Котельные установки и парогенераторы. Москва-Ижевск : НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2003. 592 с.
50. Chernyavskiy N. The main natural laws of high-rate coal pyrolysis. *Thermal Science*. 2003. Т. 7, № 2. С. 77–87.

51. Матвійчук О., Рудавіна О., Чернявський М. Експериментальне дослідження фізико-хімічних і теплотехнічних властивостей соломи та лушпиння як твердого біопалива. *Відновлювана енергетика*. 2012. Т. 28, № 1. С. 58–66.
52. Чернявский Н., Провалов А., Косячков А. Основные направления повышения эффективности топливоиспользования на ТЭС Украины. В сб.: *Современная наука*. 2012. Т. 11, № 3. С. 114–121.
53. Основы практической теории горения: учебное пособие для вузов / ред. В. Померанцев. Л. : Энергоатомиздат, 1986. 312 с.
54. Майстренко О. Основні закономірності горіння та газифікації високозольного вугілля в різних модифікаціях киплячого шару : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.04. К., 1999. 35 с.
55. Безценний І., Дунаєвська Н., Чернявський М. Визначення кінетичних характеристик взаємодії коксів вугілля марок АШ, П та Г з киснем повітря та особливості горіння їх сумішей. *Енерготехнологии и ресурсосбережение*. 2015. № 5-6. С. 10–16.
56. Голышев Л., Филь С., Мысак И. Расчетный метод определения механического недожога при сжигании АШ в котле ТПП-210А. *Теплоэнергетика*. 2003. № 4. С. 37–40.
57. Чернявский Н., Майстренко А., Голенко И. Характер выгорания коксов энергетических углей различной зольности в кипящем слое. *Енерготехнологии и ресурсосбережение*. 2009. № 3. С. 4–10.
58. Чернявский Н., Голенко И., Провалов А. Оценка нижнего предела мехнедожога при пылевидном сжигании украинских энергетических углей. *Современная наука*. 2011. Т. 8, № 3. С. 68–73.
59. Липов Ю., Самойлов Ю., Виленский Т. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. : Энергоатомиздат, 1988. 208 с.
60. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / ред.: Н. Кузнецов, В. Митор. М. : Энергия, 1973. 296 с.
61. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). С.-Петербург : ОАО «ВТИ», НПО ЦКТИ, 1998. 259 с.

62. Пеккер Я. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. М. : Энергия, 1977. 256 с.
63. Alekhnovich A. Current research on the slagging properties of coals and slagging in boilers. *Power Technol. Eng.* 2012. No. 45. P. 441–446.
64. Кисельгоф М., Соколов Н. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). Л. : ЦКТИ, 1971. 312 с.
65. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж: Правила» (ПТЕ). Вид. офіц.
66. РД 34.03.352-89. Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива. Вид. офіц.
67. ОСТ 108.030.26-78. Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчета и проектирования. Вид. офіц.
68. РТМ 108.132.02-81. Пальники уніфіковані пиловугільні. Типи, основні параметри, розміри та технічні вимоги. Вид. офіц.
69. Шагалова С., Шницер И. Сжигание твердого топлива в топках парогенераторов. Л. : Энергия, 1976. 176 с.
70. Naveh R., Tripathi N. M., Kalman H. Experimental pressure drop analysis for horizontal dilute phase particle-fluid flows. *Powder Technology*. 2017. Vol. 321. P. 355–368.
71. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2023. № 3. С. 3–20.
72. Трембовля В., Фингер Е., Авдеева А. Теплотехнические испытания котельных установок. М. : Энергоатомиздат, 1991. 416 с.
73. ГКД 34.09.103-96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования. Методические указания. Вид. офіц.

74. РД 34.26.303-73. Інструкція і методичні вказівки з проведення експлуатаційних експрес-випробувань котельних агрегатів для оцінки якості ремонтів. Вид. офіц.
75. Sarkar D. K. Thermal power plant: Design and Operation. Elsevier, 2015. 584 p.
76. Hanatani A., Ozawa M. General planning of thermal power plant. *JSME Series in Thermal and Nuclear Power Generation: Advances in Power Boilers*. 2021. P. 107–118.
77. Мирошніченко Е. Совершенствование способов топливоподготовки и пылеприготовления на существующих ТЭС. *10-а Міжнар. конф. «Вугільна енергетика: проблеми реабілітації та розвитку»* : Тез. доп. К., 2014. С. 48–51.
78. Мирошніченко Е. Реконструкция пылеугольных систем при модернизации котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2015. № 5-6. С. 77–87.
79. Мирошніченко Е. Применение современных технологий топливоподачи и котлостроения для повышения эффективности сжигания и замещения дефицитных видов топлива. *11-я Междунар. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»* : Сб. научн. трудов. Киев, 2015. С. 45–49.
80. Мирошніченко Е., Чернявский Н. Научные и инженерные аспекты перевода антрацитовых котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ на сжигание газовых углей. *11-я Междунар. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»* : Сб. научн. трудов. Киев, 2015. С. 45–49.
81. Летин Л., Роддатис К. Среднеходные и тихоходные мельницы. М. : Энергоиздат, 1981. 360 с.
82. Мірошніченко Є. Техніко-економічне підґрунтя заміни та реконструкції пилосистем вугільних електростанцій. *13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2017. С. 27–29.
83. Мірошніченко Є. Створення високоефективних генеруючих потужностей на базі існуючого парку обладнання ТЕС і ТЕЦ. Аналітичне обґрунтування. *16-*

а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку» : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 59–66.

84. Kravets T., Miroshnychenko Y., Kapustianskyi A. Enhancement of technical and economic indicators of power-generating units of thermal power plants by eliminating flue gas recirculation. *Energy Engineering and Control Systems*. 2021. Vol. 7, no. 1. P. 26–31.

85. Мирошніченко Е., Чернявський Н. Технические решения по реконструкции газомазутных блоков 800 МВт с переводом на пылевидное сжигание угля марки «Г» и понижением мощности до 600 МВт. *11-я Международ. научн.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития»* : Сб. научн. трудов. Київ, 2015. С. 58–62.

86. Способи переведення газомазутних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ на пилувугільне спалювання з максимальним використанням і подовженням ресурсу існуючого обладнання / М. Чернявський, І. Вольчин, О. Провалов, О. Косячков, Є. Мірошніченко та ін. *Надійність і довговічність матеріалів, конструкцій, обладнання та споруд* : Зб. наук. ст. за результатами, отрим. в 2016–2020 рр. ІЕЗ НАН України, Київ, 2020. С. 387–394.

87. Мірошніченко Є., Чернявський М. Спосіб переобладнання газомазутного котлоагрегату великої потужності на спалювання кам'яного вугілля : пат. 143010 Україна : F23C 1/00, 7/00. № u201912048 ; заявл. 19.12.2019 ; опубл. 10.07.2020, Бюл. № 13.

88. Мейкляр М. Современные котельные агрегаты ТКЗ. М. : Энергия, 1978. 223 с.

89. Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global review / M. S. Roni et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 78. P. 1089–1101.

90. Дунаєвська Н., Щудло Т., Бондзик Д. Спільне спалювання біомаси та антрациту в пилувугільних котлоагрегатах. *Екологія та промисловість*. 2016. № 4. С. 87–96.

91. Dunaievskia N., Chernyavskiy M., Shchudlo T. Co-combustion of solid biomass in pulverized anthracite-coal firing boilers. *Ukrainian Food Journal*. 2016. Vol. 5, no. 4. P. 748–764.
92. Бондзик Д., Дунаєвська Н., Мірошніченко Є., Безценний І., Щудло Т., Музалевська Н. Особливості організації спільного спалювання твердого біопалива та вугілля на ТЕС України на прикладі котла ТПП-210А. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 105–113.
93. Спільне факельне спалювання вугілля та біомаси – реальний шлях диверсифікації забезпечення паливом та зниження впливу ТЕС на навколишнє природне середовище / Н. Дунаєвська, О. Зенюк, М. Коломійченко, М. Михайлов, Є. Мірошніченко та ін. *Енергетика та електрифікація*. 2018. № 6. С. 17–24.
94. Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP / N. Dunayevska, D. Bondzyk, M. Nekhamin, Ye. Miroshnichenko et al. *Sciences and Innovation*. 2020. Vol. 16, no. 5. P. 86–96.
95. Кесова Л., Побіровський Ю., Меренгер П. Підвищення ефективності спалювання низькорекційного вугілля у вихрових пальниках котлів при пилоподачі з високою концентрацією під тиском. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Т. 51, № 4. С. 61–66.
96. Ковшар Є., Клуб М. та ін. Ежектор для подачі вугільного пилю : пат. 129540 Україна : F23D 1/00. № u201808866 ; заявл. 21.08.2018 ; опубл. 25.10.2018, Бюл. № 20.
97. Чернявський М., Дунаєвська Н., Провалов О., Мірошніченко Є. Наукові основи та технології заміщення антрациту на теплових електростанціях. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 154–163.
98. РД 34.24.501-96. Типовая инструкция по эксплуатации систем пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и промбункером. Вид. офіц.

99. Wang Y., Chen Y., Wang K. Analysis and Research of Explosive Coal Explosivity in Coal-fired Power Plants. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019. Vol. 237, no. 6. P. 062006. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/237/6/062006> (date of access: 25.01.2024).
100. Xiao C. Study on explosion characteristics of pulverized coal and explosion proof measures of coal bunker. *J. Power System Engineering*. 2016. Vol. 44, no. 8. P. 188–192.
101. Чернявський М. Вплив зольності, тонини розмелу та вмісту вологи вугільного пилу на схильність до самозаймання та вибуху. *Новини енергетики*. 2019. № 10. С. 7–10.
102. Гуля О. Ефективні технології – підґрунтя сталого розвитку енергетики та енергобезпеки України. *I Міжнар. конф. «Енергомашинобудування України. Сучасний стан та перспективи розвитку»* : Мат. конф., м. Харків, 25 квіт. 2017 р. С. 40. URL: <https://uaea.com.ua/meta-reports>.
103. Chernyavskii N., Miroshnichenko E., Provalov A. Experience in Converting TPP-210A Boilers with 300 MW Power Units to Burning Gas Coal at the Tripillya Thermal Power Plant. *Power Technol. Eng.* 2021. Vol. 54, no. 5. P. 699–706.
104. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Аналіз варіантів та розрахункове обґрунтування технічних рішень для переведення котла ТПП-210А Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля. *13-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2017. С. 86–90.
105. Повышение эффективности влияния рециркуляции дымовых газов на снижение выбросов оксидов азота котлами электростанций / И. Сигал и др. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2010. № 1. С. 48–52.
106. Чернявський М., Мірошніченко Є. Розрахункове обґрунтування нових технічних рішень для переведення котлоагрегату ТПП-210А ст. №3 Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля. *14-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2018. С. 201–205.

107. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин : пат. 147052 Україна : F23C 1/00. № u202007028 ; заявл. 02.11.2020 ; опубл. 07.04.2021, Бюл. № 14.

108. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Росколупа А. Технічні рішення для переведення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210, ТПП-210А Зміївської ТЕС на спалювання газового вугілля. *16-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 80–86.

109. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб переобладнання пиłosистем та пальників антрацитового пиловугільного котла для його переведення на спалювання кам'яного вугілля : пат. 152234 Україна : F23C 1/00. № u202105859 ; заявл. 18.10.2021 ; опубл. 11.01.2023, Бюл. № 2.

110. Чернявський М., Провалов О., Косячков О., Мірошніченко Є., Росколупа А. Спосіб спалювання газового вугілля на ТЕС з центральним пилозаводом : пат. 147922 Україна : F23C 1/00, F23K 1/00, F23K 3/02. № u202007030 ; заявл. 02.11.2020 ; опубл. 23.06.2021, Бюл. № 25.

111. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Спосіб спалювання кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин в антрацитовому пиловугільному котлі на ТЕС з центральним пилозаводом : пат. 152552 Україна : F23C 1/00. № u202105860 ; заявл. 18.10.2021 ; опубл. 15.03.2023, Бюл. № 11.

112. Чернявський М., Провалов О., Мірошніченко Є. Технічні рішення для реконструкції котлоагрегатів Краматорської ТЕЦ і ТЕЦ-2 "ЕСХАР" з частковим та повним заміщенням антрациту газовим вугіллям. *15-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2019. С. 119–122.

113. Чернявський М., Вольчин І., Мірошніченко Є., Дулієнко С. Технічні рішення з переведення на спалювання газового вугілля антрацитових і газомазутних котлів ТЕЦ з виконанням екологічних вимог та їх окупність за рахунок збалансованої когенерації. *16-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна*

теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку» : Зб. наук. пр. Київ, 2020. С. 88–94.

114. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О., Косячков О. Спосіб спалювання вугілля газової групи в антрацитовому пиловугільному котлі : пат. 143013 Україна : F23K 1/00, 3/00, F23C 1/00. № u201912051 ; заявл. 19.12.2019 ; опубл. 10.07.2020, Бюл. № 13.

115. Чернявський М., Мірошніченко Є., Провалов О. Технічні рішення з маловитратного переведення антрацитових котлоагрегатів ТП-15, ТП-47 ТЕЦ ТОВ “ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ” на спалювання газового вугілля. *XVIII Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2022. С. 55–59.

116. Чернявський М., Мірошніченко Є. Досвід реалізації та удосконалення методів реконструкції антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ ТОВ “ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ” з їх переведенням на спалювання газового вугілля. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2023. С. 19–24.

117. Экспериментальное исследование влияния состава минеральной части соломы и лузги на их теплотехнические характеристики / В. Резцов та ін. *Альтернативная энергетика и экология*. 2012. № 7. С. 94–100.

118. Справочник потребителя биотоплива / ред. В. Варес. Таллинн : Таллиннс. техничес. университет, 2005. 182 с.

119. Experimental investigation of the primary combustion zone during staged combustion of wood-chips in a commercial small-scale boiler / M. Buchmayr et al. *Biomass and Bioenergy*. 2015. Vol. 81. P. 356–363.

120. Мірошніченко Є., Францишко А. Технічні рішення та досвід реконструкції газомазутних котлоагрегатів БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання газового вугілля та пелет з паливної біомаси на ланцюговій колосниковій решітці. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2023. С. 222–225.

121. Мірошніченко Є., Росколупа А. Розробка і апробація технічних рішень з переведення котлів малої та середньої потужності з вугілля на паливну біомасу (на прикладі котла "Радіант" паропроодуктивністю 20-24 т/год.). *15-а Міжнар. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»* : Зб. наук. пр. Київ, 2019. С. 114–116.
122. Мирошніченко Е., Чернявский Н., Дунаевская Н. Опыт реконструкции котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ в Украине и возможности его использования в условиях Республики Казахстан. *Междунар. конф. «Угольная теплоэнергетика в Казахстане: Проблемы. Решения. Перспективы развития»* : Мат. конф., м. Нур-Султан, 27–28 лют. 2020 р. С. 62–66.
123. Мірошніченко Є., Чернявський М. Розробка технології для модернізації котлів малої та середньої потужності з переведенням на альтернативні палива. *87 Міжнар. наук. конф. "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті" Ч.2* : Мат. конф., 15–16 квіт. 2021 р. К., 2021. С. 290.
124. Мірошніченко Є., Чернявський М., Росколупа А. Спосіб переобладнання антрацитового парового котла на спалювання твердого біопалива та/або газового вугілля : пат. 143012 Україна : F23C 1/00, 7/00. № u201912050 ; заявл. 19.12.2019 ; опубл. 10.07.2020, Бюл. № 13.

ДОДАТОК А

Одержані патенти



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **143010** (13) **U**
 (51) МПК (2020.01)
F23C 1/00
F23C 7/00

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ
 ЕКОНОМІКИ, ТОРГІВЛІ ТА
 СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
 УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: **u 2019 12048**
 (22) Дата подання заявки: **19.12.2019**
 (24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: **10.07.2020**
 (46) Публікація відомостей про видачу патенту: **10.07.2020, Бюл.№ 13**

(72) Винахідник(и):
Мірошниченко Євген Сергійович (UA),
Чернявський Микола Володимирович (UA)
 (73) Власник(и):
ІНСТИТУТ ВУГІЛЬНИХ
ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ НАЦІОНАЛЬНОЇ
АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ,
 вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)

(54) СПОСІБ ПЕРЕОБЛАДНАННЯ ГАЗОМАЗУТНОГО КОТЛОАГРЕГАТУ ВЕЛИКОЇ ПОТУЖНОСТІ НА СПАЛЮВАННЯ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ

(57) Реферат:

Спосіб переобладнання газомазутного котлоагрегату великої потужності на спалювання кам'яного вугілля включає оснащення котла системами пилоприготування, пилоподачі, парової обдувки поверхонь нагріву, золошлаковидалення, електрофільтрами, системами азото- і сіркоочищення, збільшення поверхні повітропідігрівника на 5-10 %. Топку розділяють на дві однакових напівтопки квадратного перерізу вертикальним двосвітним екраном. Подову частину кожної напівтопки оснащують холодною лійкою для організації твердого шлаковидалення. Існуючі пальники демонтують і оснащують напівтопки кутовими тангенціально спрямованими прямоточними пальниками, що утворюють вихровий факел. Прямоточні пальники розташовують у декілька ярусів по висоті. В системах пилоприготування використовують середньохідні кільцево-кульові або валкові млини під тиском із сушильним агентом-повітрям і прямим вдуванням пилу до пальників.

UA 143010 U



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **143012** (13) **U**
 (51) МПК (2020.01)
F23C 1/00
F23C 7/00

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ
 ЕКОНОМІКИ, ТОРГІВЛІ ТА
 СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
 УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2019 12050	(72) Винахідник(и): Мірошніченко Євген Сергійович (UA), Чернявський Микола Володимирович (UA), Росколупа Анатолій Іванович (UA)
(22) Дата подання заявки: 19.12.2019	
(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.07.2020	(73) Власник(и): ІНСТИТУТ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 10.07.2020, Бюл.№ 13	

(54) СПОСІБ ПЕРЕОБЛАДНАННЯ АНТРАЦИТОВОГО ПАРОВОГО КОТЛА НА СПАЛЮВАННЯ ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА ТА/АБО ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ

(57) Реферат:

Спосіб переобладнання антрацитового парового котла на спалювання твердого біопалива та/або газового вугілля полягає в реконструкції топки та теплосприймаючих елементів котла, що включає топку шарового спалювання з ланцюговою решіткою прямого ходу. Існуючу топку облаштовують двома послідовно розташованими бункерами палива з регульованими живильниками, які подають паливо по всій ширині решітки. Фронтний і тилловий виступи екранних труб спрямляють. Футерівку з труб тилового склепіння знімають. Теплосприймаючу поверхню водяного економайзера збільшують у 2-3 рази, а повітропідігрівника зменшують у 4-7 разів і замінюють існуючий димосмок на димосмок в 1,5-1,8 разу більшої продуктивності. Повітропідігрівник переносять з низхідної ділянки конвективної шахти до висхідної ділянки газоходу, від конвективної шахти до батарейних циклонів і виконують по оберненій схемі, тобто, з проходженням відхідних газів у міжтрубному просторі, а повітря - по трубах, розташованих перпендикулярно потоку газів, а дуттьовий вентилятор розміщують між повітропідігрівником і дуттьовим коробом і оснащують регульованим шибером присадки холодного повітря.

UA 143012 U



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **143013** (13) **U**

(51) МПК (2020.01)

F23K 1/00**F23K 3/00****F23C 1/00**

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ
ЕКОНОМІКИ, ТОРГІВЛІ ТА
СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2019 12051 (22) Дата подання заявки: 19.12.2019 (24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.07.2020 (46) Публікація відомостей про видачу патенту: 10.07.2020, Бюл.№ 13	(72) Винахідник(и): Чернявський Микола Володимирович (UA), Мірошниченко Євген Сергійович (UA), Провалов Олексій Юрійович (UA), Косячков Олексій Вячеславович (UA) (73) Власник(и): ІНСТИТУТ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)
--	--

(54) СПОСІБ СПАЛЮВАННЯ ВУГІЛЛЯ ГАЗОВОЇ ГРУПИ В АНТРАЦИТОВОМУ ПИЛОВУГІЛЬНОМУ КОТЛІ**(57) Реферат:**

Спосіб спалювання вугілля газової групи в антрацитовому пиловугільному котлі полягає у спалюванні вугілля марки Г за індивідуальною замкненою схемою пилоприготування з кульовим барабанним млином та проміжним бункером пилу з використанням у млині як сушильного агента гарячого повітря, яке відбирається після повітропідігрівника котла і транспортується через млин, сепаратор і циклон млиновим вентилятором. При цьому на тракті гарячого повітря на кожний млин встановлено регулюючий шибер і регулюючий клапан присадки холодного повітря. Транспортування пилу до основних пальників здійснюють відпрацьованим сушильним агентом з виходу млинового вентилятора. Для чого вентилятор гарячого дуття разом з коробом і трубопроводами подачі повітря і транспорту пилу на основні пальники демонтують. Вихід млинового вентилятора оснащують ділянкою з висхідним потоком, який по окремих трубопроводах спрямовують до існуючих змішувачів під пиложивильниками і далі по існуючих пилопроводах до основних пальників.

UA 143013 U



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **147922** (13) **U**

(51) МПК (2021.01)

F23C 1/00**F23K 1/00****F23K 3/02** (2006.01)

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
"УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2020 07030 (22) Дата подання заявки: 02.11.2020 (24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 24.06.2021 (46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 23.06.2021, Бюл.№ 25	(72) Винахідник(и): Чернявський Микола Володимирович (UA), Мірошниченко Євген Сергійович (UA), Провалов Олексій Юрійович (UA), Косячков Олексій Вячеславович (UA), Росколупа Анатолій Іванович (UA) (73) Володілець (володільці): ІНСТИТУТ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)
---	---

(54) СПОСІБ СПАЛЮВАННЯ ГАЗОВОГО ВУГІЛЛЯ НА ТЕС З ЦЕНТРАЛЬНИМ ПИЛОЗАВОДОМ**(57) Реферат:**

Спосіб спалювання газового вугілля на ТЕС з центральним пилозаводом включає сушіння вугілля в парових панельних сушарках з аспірацією вологого запиленого повітря, розмел вугілля в неvented кульових барабаних млинах з аспірацією сухого запиленого повітря, сепарацію готового пилу у відцентрових механічних сепараторах з його зсипанням до бункерів готового пилу, які відбуваються на центральному пилозаводі, транспорт пилу до бункерів пилу котла за допомогою стисненого повітря від турбокомпресорів по пилопроводах високої концентрації під тиском, подачу суміші пилу з гарячим повітрям до каналу первинного повітря пальників і власне спалювання пилу в топці котла. Тиск насиченої пари в панелях зменшують від 0,4 до 0,08 МПа з відповідним зменшенням температури її конденсації від 155 до 115 °С. Витрату аспірації сушарок по сухому повітря встановлюють на рівні 3,2-3,6 нм³/кг випаруваної води вугілля. За рахунок зменшення тепловиділення парових панелей вміст води сушонки утримують не менше, ніж рівень гігроскопічної води. При цьому наявність зовнішньої води сушонки контролюють за різницею температур між сушонкою та аспіраційним повітрям. Подальше сушіння пилу до вмісту води 1,5-2,5 % здійснюють в млинах за рахунок тепловиділення від мелючих тіл. Регулюванням ступок сепараторів встановлюють тонину розмелу пилу $R_{90}=20-25\%$. Очищення скиду аспіраційного повітря в атмосферу здійснюють пристроєм по типу мокрого скрубера. Безпечну температуру транспортування пилу до бункерів пилу котла забезпечують охолодженням стисненого повітря до 50 °С. Зменшують температуру аеросуміші перед пальниками до рівня не більше 160 °С домішкою холодного повітря та збільшують витрату первинного повітря на пальники до рівня 25-35 % від стехіометрично необхідної.

U
UA 147922



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **147052** (13) **U**
 (51) МПК (2021.01)
F23C 1/00

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ
 ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
 "УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2020 07028 (22) Дата подання заявки: 02.11.2020 (24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 08.04.2021 (46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 07.04.2021, Бюл.№ 14	(72) Винахідник(и): Чернявський Микола Володимирович (UA), Мірошниченко Євген Сергійович (UA), Провалов Олексій Юрійович (UA), Косячков Олексій Вячеславович (UA) (73) Володілець (володільці): ІНСТИТУТ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)
---	---

(54) СПОСІБ СПАЛЮВАННЯ В ПИЛОВУГІЛЬНОМУ КОТЛІ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ З РІЗНИМ ВИХОДОМ ЛЕТКИХ РЕЧОВИН

(57) Реферат:

Спосіб спалювання в пиловугільному котлі кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин полягає у спалюванні кам'яного вугілля в котлі, обладнаному індивідуальними замкненими пилосистемами, кожна з кульовим барабанним млином, сепаратором, циклоном, млиновим вентилятором, проміжним бункером пилу, прямоточно-вихровими основними та прямоточними скидними пальниками, з використанням у млинах як сушильного агента суміші гарячого повітря, холодного повітря і гарячих димових газів, з транспортом пилу з бункера на основні пальники котла по пилопроводах високої концентрації під розрідженням, з безпосереднім введенням в прямоточні центральні канали основних пальників, в яких демонтовані лопаткові завихрювачі, труб подачі пилу високої концентрації з конусними розсікачами на кінці. Відпрацьований запилений сушильний агент з млинового вентилятора скидають до скидних пальників. При спалюванні вугілля газової групи регулюванням стулок сепаратора встановлюють тонину розмелу пилу $R_{90}=20-25\%$, регулюванням шиберів гарячого, холодного повітря та димових газів встановлюють вміст кисню в сушильному агенті не більше ніж 16% і температуру сушильного агента за млином $90-110\text{ }^{\circ}\text{C}$. В центральний канал основних пальників подають повітря з витратою $20-25\%$ від стехіометрично необхідної, а при спалюванні пісного вугілля регулюванням стулок сепаратора встановлюють тонину розмелу пилу $R_{90}=8-12\%$, шибер подачі димових газів закривають. Регулюванням шиберів гарячого і холодного повітря встановлюють температуру сушильного агента за млином $100-120\text{ }^{\circ}\text{C}$, і в центральний канал основних пальників подають повітря з витратою $15-20\%$ від стехіометрично необхідної.

U
UA 147052



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **152234** (13) **U**
 (51) МПК (2022.01)
F23C 1/00

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
 ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ
 "УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
 ОФІС ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2021 05859 (22) Дата подання заявки: 18.10.2021 (24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 12.01.2023 (46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 11.01.2023, Бюл.№ 2	(72) Винахідник(и): Чернявський Микола Володимирович (UA), Мірошниченко Євген Сергійович (UA), Провалов Олексій Юрійович (UA), Косячков Олексій В'ячеславович (UA) (73) Володілець (володільці): ІНСТИТУТ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАН УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)
--	---

(54) СПОСІБ ПЕРЕОБЛАДНАННЯ ПИЛОСИСТЕМ ТА ПАЛЬНИКІВ АНТРАЦИТОВОГО ПИЛОВУГІЛЬНОГО КОТЛА ДЛЯ ЙОГО ПЕРЕВЕДЕННЯ НА СПАЛЮВАННЯ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ

(57) Реферат:

Спосіб переобладнання пилосистем та пальників антрацитового пиловугільного котла для його переведення на спалювання кам'яного вугілля полягає у заміні сушильного агенту-повітря на суміш гарячого повітря з димовими газами з вмістом кисню в суміші не більше 16 %, а транспортування пилу по пилопроводах звичайної концентрації - на транспортування по трубопроводах високої концентрації під розрідженням, з введенням труб подачі пилу високої концентрації з паровими ежекторами та конусними розсікачами на кінці по осі прямоточних центральних каналів основних пальників, в яких демонтовані лопаткові завихрювачі. Діаметр труб центральних каналів збільшують з розрахунку зменшення площі перерізу каналів первинного повітря на 15-25 %, а відпрацьований запилений сушильний агент з млинового вентилятора рівномірно розподіляють і скидають до каналів первинного повітря всіх основних пальників.

UA 152234 U



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **152552** (13) **U**
 (51) МПК (2023.01)
F23C 1/00

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
 ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ
 "УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
 ОФІС ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
 ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2021 05860	(72) Винахідник(и):
(22) Дата подання заявки: 18.10.2021	Чернявський Микола Володимирович
(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 16.03.2023	(UA), Мірошниченко Євген Сергійович (UA), Провалов Олексій Юрійович (UA)
(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 15.03.2023, Бюл.№ 11	(73) Володілець (володільці): ІНСТИТУТ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАН УКРАЇНИ, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070 (UA)

(54) СПОСІБ СПАЛЮВАННЯ КАМ'ЯНОГО ВУГІЛЛЯ З РІЗНИМ ВИХОДОМ ЛЕТКИХ РЕЧОВИН В АНТРАЦИТОВОМУ ПИЛОВУГІЛЬНОМУ КОТЛІ НА ТЕС З ЦЕНТРАЛЬНИМ ПИЛОЗАВОДОМ

(57) Реферат:

Спосіб спалювання кам'яного вугілля з різним виходом летких речовин в антрацитовому пиловугільному котлі на ТЕС з центральним пилозаводом полягає у пиловидному спалюванні кам'яного вугілля в котлі, обладнаному вихровими пальниками. При цьому вугільний пил готується на центральному пилозаводі, транспортується до бункерів пилу котла та від бункерів пилу до пальників стисненим повітрям по пилопроводах високої концентрації під тиском і вводиться у трубопроводи первинного повітря перед їх входами в завиткові канали пальників. Стиснене повітря для транспорту пилу по пилопроводах високої концентрації під тиском охолоджують до температури менше 70 °С. Короби холодного і первинного повітря з'єднують байпасним трубопроводом з пропускною здатністю приблизно 14-18 % від загальної витрати дуттьового повітря при повністю відкритому шибері байпаса. Для спалювання вугілля з різним виходом летких речовин за рахунок регулювання шиберів байпаса, первинного повітря та зовнішніх каналів вторинного повітря встановлюють нормативні значення температури пилоповітряної суміші перед пальниками, швидкостей та витрат первинного і вторинного повітря.

U
UA 152552

ДОДАТОК Б

Акти впровадження результатів роботи

«ЗАТВЕРДЖУЮ»



Член Дирекції (Директор)

ІАТ «Теплоенерго»

Є.А. Гаркавий

Акт

практичного використання результатів досліджень та розробок

Ми, що підписались нижче, засвідчуємо, що результати досліджень та розробок Є.С. Мірошніченка, отримані в рамках робіт Інституту теплоенергетичних технологій НАН України з розрахункового обґрунтування технічних рішень, а саме результати повірочних теплових розрахунків котлів та позонних теплових розрахунків топкових камер при спалюванні антрациту і газового вугілля та оригінальні технічні рішення по очищенню відібраних на сушку вугілля продуктів згоряння і по застосуванню впорскуючого газоохолоджувача замість димосмоку інертних газів, використані для технічного переоснащення антрацитових котлоагрегатів ТПП-210А енергоблоків 300 МВт ст. №№ 1, 3, 4 з їх переведенням на спалювання газового вугілля з максимальним використанням існуючого обладнання у 2017-2021 рр.

Підтверджуємо безпосередню участь Є.С. Мірошніченка в науково-технічному супроводі проєктування та пуско-налагодження першого з переведених на газове вугілля котлоагрегатів ТПП-210А.

Цей акт видано для представлення до спеціалізованої вченої ради із захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Начальник Департаменту
з виробництва, технічної політики
та капітального будівництва

 А.О. Лагутін

Заступник начальника Департаменту
з виробництва, технічної політики
та капітального будівництва

 І.О. Крижанівський

Заступник начальника
виробничо-технічного відділу

 В.В. Адаменко

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. директора

СО "Донбасенергоналадка"

ПАТ "Донбасенерго"

В.О. Рябич



Акт

практичного використання результатів досліджень та розробок

Цим засвідчуємо, що розроблені С.С. Мірошніченком технічні рішення з їх обґрунтуванням одержаними результатами теплових і витратних розрахунків практично впроваджені при переведенні антрацитових котлів першої черги ТП-230-2 та котлоагрегата ТП-200-1 енергоблоку 800 МВт на газове вугілля на Слов'янській ТЕС ПАТ "Донбасенерго" у 2020-2021 рр. В результаті впровадження, яке було здійснене з максимальним використанням існуючого обладнання, без зупинки відпуску електроенергії, котли стали здатними працювати на газовому, пісному вугіллі, антрациті та їх сумішах широкого діапазону складу з переходом за рахунок лише режимних заходів.

Цей акт видано для захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

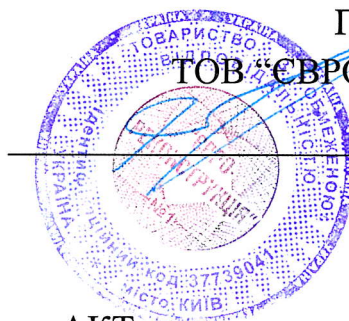
Начальник КТУ СО «Слов'янська ТЕС ПАТ «Донбасенерго»
Підпис *А.В. Кошар* А.П. Кошар

Інженер Ігор ВТРВ СО «Слов'янська ТЕС ПАТ «ДЕ»
Підпис *С.О. Мвеч*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Генеральний директор
ТОВ "ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ"

О.А. Сидоренко



АКТ

впровадження результатів досліджень та розробок

Цим засвідчуємо, що виконані Є.С. Мірошніченком повірочні теплові розрахунки котлів та позонні теплові розрахунки топки при спалюванні антрациту і газового вугілля та розроблені ним у складі творчого колективу ІТЕТ НАН України технічні рішення по пальниках та елементах пилосистем впроваджені у 2022-2023 рр. при реконструкції з переведенням на газове вугілля антрацитових котлів типу ТП-13, ТП-15, ТП-47 паропродуктивністю по 220 т/год. ТЕЦ ТОВ "ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ" зі збільшенням їх ефективності та надійності. Підтверджуємо також безпосередню участь Є.С.Мірошніченка в науково-технічному супроводі проектування та пуско-налагодження пилосистем, пальників та котлів.

Реконструкція антрацитових котлів з їх переведенням на газове вугілля забезпечила безперебійне постачання тепла та значну частину постачання електроенергії для лівобережних районів Києва в умовах ворожих обстрілів.

Цей акт видано для захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Директор ДКБ

М.М. Антонюк

Начальник ВТВ

А.М. Бурдейний

Марків Володимир

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
Хоростківського цукрового заводу
ПрАТ «Радехівський цукор»
Марків Володимир Ярославович

АКТ
впровадження результатів дисертаційної роботи

Підтверджуємо, що технічні рішення з реконструкції парових котлів "Радіант" паропродуктивністю 20 т/год. з їх переведенням зі спалювання природного газу на спалювання пелети лушпиння соняшника та/або газового вугілля в щільному шарі з можливістю їх пошарової або почергової подачі на решітку прямого ходу, розроблені Є.С.Мірошніченком, впроваджені ним при реконструкції 4 котлів ТЕЦ Хоростківського цукрового заводу у 2019 р., що забезпечило безаварійне та енергоефективне проходження заводом осіннього сезону 2019 та подальших років.

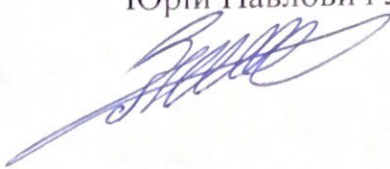
Цей акт видано для захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Інженер



Дюкарев Сергій

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
Радехівського цукрового заводу
ПрАТ «Радехівський цукор»
Юрій Павлович ЛЕСЮК



АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Підтверджуємо, що оригінальні технічні рішення з реконструкції газомазутного котла БКЗ-75ГМА з їх переведенням на спалювання пелети луски соняшника та/або газового вугілля в щільному шарі з можливістю їх почергової подачі на решітку прямого ходу, розроблені Є.С.Мірошніченком, впроваджені ним при реконструкції ТЕЦ Радехівського цукрового заводу у 2022-2023 р., що забезпечило безаварійне та енергоефективне проходження заводом осіннього сезону з дотриманням сучасних екологічних норм.

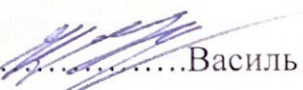
Цей акт видано для представлення до спеціалізованої вченої ради із захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Головний технолог



Ольга Степанівна СЕМЕНІНА

Начальник ТЕЦ (Інженер)



Василь Ярославович МОРАНЕЦЬ



ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

Чортківського цукрового заводу

ТзОВ «Радехівський цукор»

Дроздовський І. І.



АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Підтверджуємо, що оригінальні технічні рішення з реконструкції газомазутних котлів БКЗ-75ГМА з їх переведенням на спалювання пелети луски соняшника та/або газового вугілля в щільному шарі з можливістю їх пошарової або почергової подачі на решітку прямого ходу, розроблені Є.С.Мірошніченком, впроваджені ним при реконструкції ТЕЦ Радехівського цукрового заводу Чортківський підрозділ у 2023 р., що забезпечило безаварійне та енергоефективне проходження заводом осіннього сезону з дотриманням сучасних екологічних норм.

Цей акт видано для представлення до спеціалізованої вченої ради із захисту дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Головний технолог

Василь Миколайович Титарчук

Начальник ТЕЦ (Інженер)

Андрій Олексійович Тищенко

ДОДАТОК В

Диплом лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки за 2019 рік



**ВИТЯГ З УКАЗУ ПРЕЗИДЕНТА УКРАЇНИ № 4/2020
ПРО ПРИСУДЖЕННЯ ДЕРЖАВНИХ ПРЕМІЙ УКРАЇНИ
В ГАЛУЗІ НАУКИ І ТЕХНІКИ 2019 РОКУ**

На підставі подання Комітету з Державних премій України в галузі науки і техніки
постановляю:

Присудити Державні премії України в галузі науки і техніки 2019 року:

– за роботу **“Наукові основи інноваційних технологій заміщення антрацитів в тепловій енергетиці та їх впровадження”**:

ДУНАСВСЬКІЙ Наталії Іванівні – докторові технічних наук, директорові Інституту вугільних енерготехнологій НАН України

ЧЕРНЯВСЬКОМУ Миколі Володимировичу – кандидату технічних наук, завідувачеві лабораторії Інституту вугільних енерготехнологій НАН України

ПРОВАЛОВУ Олексію Юрійовичу – кандидату технічних наук, старшому науковому співробітнику Інституту вугільних енерготехнологій НАН України

КРАВЦЮ Петру Павловичу – директорові Трипільської теплової електричної станції публічного акціонерного товариства “ЦЕНТРЕНЕРГО”

МОІСЕСНКУ Олесь Валерійовичу – заступникові директора відокремленого підрозділу державного підприємства “Науково-технічний центр “ВУГЛЕІННОВАЦІЯ”

ДОДАТОК Г

ТЕХЕНЕРГО		пр. ім. Т.Г. Шевченка 21/4 м. Львів-5, 79005 тел. (032) 297-08-00, 242-41-36, факс (032) 242-41-32 E-mail: techen@mail.lviv.ua
ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО		

**Комітет з Державних премій України
в галузі науки і техніки**

ДОВІДКА
про творчий внесок головного фахівця ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»

Мірошниченко Євгена Сергійовича

як члена авторського колективу роботи

«Наукові основи та технології заміщення антрациту на теплових електростанціях», якого висунуто на здобуття державної премії України в галузі науки і техніки за 2019 р.

Мірошниченко Євген Сергійович, головний фахівець ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО», - один з авторів роботи «Наукові основи та технології заміщення антрациту на теплових електростанціях», що забезпечує підвищення енергоефективності економіки та забезпечує зміцнення енергетичної безпеки України на виконання Указу Президента України № 37/2017 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 16 лютого 2017 року «Про невідкладні заходи з нейтралізації загроз енергетичній безпеці України та посилення захисту критичної інфраструктури».

Мірошниченко Є.С. у 2006 році закінчив Донецький Національний технічний університет за спеціальністю «теплоенергетика». Виробничу діяльність почав з посади обхідника котельного обладнання на Зуївській ТЕС. Роботами з розрахунку та оптимізації режимів роботи котлів, технології пилоприготування Мірошниченко Є.С. почав займатися з 2010 року, працюючи на посадах заступника начальника котлотурбінного цеху Зуївської ТЕС, начальника ремонтно-котельного цеху Зуївської ТЕС, головного спеціаліста відділу з технічної експертизи ТОВ «ДТЕК-Енерго», заступника директора з перспективного розвитку ПАТ «Київенергоремонт», з 2018 року – на посаді головного фахівця ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО».

В останні роки Мірошниченко Є.С. поєднує виробничу діяльність з науковою, яку здійснює у співробітництві з Інститутом вугільних енерготехнологій НАН України. Основні напрямки його наукових інтересів – підвищення ефективності і безпеки пилоприготування та спалювання твердого палива в існуючих котлоагрегатах, питання технічного переозброєння ТЕС і ТЕЦ, впровадження сучасних технологій котлобудування при створенні нових котлоагрегатів. Загальна кількість його друкованих наукових публікацій по названих напрямках – 15.

У вказаній роботі Мірошниченко Є.С. відповідав за реалізацію складної задачі – першого у світовій практиці переводу потужного двокорпусного антрацитового котла надкритичного тиску ТПП-210А, що працює у складі енергоблоку 300 МВт, на газове вугілля з вимогами забезпечення економічності, надійності, безпеки. Мірошниченко Є.С.

виконував розробку технологічних схем реконструкції тракту системи пилоприготування котлоагрегатів типу ТПП-210А ст. №4, №3 та №1 Трипільської ТЕС ПАТ «Центренерго» при переведенні на непроектне паливо – вугілля марки «Г» та «ДГ» замість дефіцитного проектного палива – антрациту, спеціальні позонні розрахунки паливних камер, розрахунки пальників за новими методиками, виконав розробку нових елементів схеми – золоконцентратору, впускуючого газоохолоджувача, модернізованого пальника, розробку заходів заходів забезпечення пожежної та вибухобезпеки. Виконував загальне керівництво розробкою проекту реконструкції котла ст. №4 та інтеграцією технічних рішень, розробкою алгоритмів автоматизації, приймав участь у пуско-налагодженні модернізованого основного та допоміжного обладнання. Основною рисою проектів є максимальне збереження існуючого обладнання. Розроблені рішення для котлоагрегату ст. №4 дозволили вчетверо скоротити питомі витрати на реконструкцію з переводом антрацитових енергоблоків на кам'яне вугілля марки «Г» та «ДГ», для котлоагрегату ст. №3 - значно спростити алгоритм регулювання витрат повітря на основні пальники за рахунок збереження схеми пилосистеми зі скидними пальниками.

Крім того, Мірошніченко Є.С. виконував теплові розрахунки котлів та повірочні позонні розрахунки топкових камер антрацитових котлів ТЕЦ паропроductивністю 160-220 т/год. при розробці технічних рішень з їх переведення на газове вугілля, які знайшли впровадження при створенні ТЕО реконструкції Дарницької та Чернігівської ТЕЦ.

Конкретний творчий внесок Мірошніченка Є.С. за тематикою даної роботи включає:

- участь у розробленні та впровадженні на Трипільській ТЕС ПАТ «Центренерго» технології переведення антрацитових котлоагрегатів блоків 300 МВт ст. №4, №3 та №1 на спалювання газового вугілля з газоповітряною сушкою з максимальним збереженням існуючого обладнання: розроблення концепції та технологічної схеми, окремих нових елементів котельного обладнання (пальників, золоконцентраторів, впускуючих охолоджувачів, тощо), виконання теплових розрахунків котла, повірочних позонних теплових розрахунків топкової камери;
- участь у розробленні технологічних рішень з підготовки та спалювання біомаси в антрацитових котлоагрегатах;
- участь у розробленні та розрахунковому обґрунтуванні технічних рішень з переведення антрацитових котлів ТЕЦ паропроductивністю 160-220 т/год. на спалювання газового вугілля;
- розроблення основних напрямків будівництва котлоагрегатів на газовому вугіллі на заміну антрацитових котлоагрегатів, технічних рішень з пилоприготування і пилоподачі.

Творчий внесок Мірошніченка Є.С. в дану роботу підтверджується його науковими публікаціями за тематикою роботи загальною кількістю 12, з них 1 стаття у фаховому журналі України, 2 статті у вітчизняному науково-технічному журналі, 9 публікацій у збірниках матеріалів міжнародних конференцій.

Генеральний директор



Джало В.Ф.