



С. С. Лис, О. Г. Юрасова

Національний університет "Львівська політехніка", м. Львів, Україна

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЗБІЛЬШЕННЯ ТЕРМІНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОТЛОАГРЕГАТА ТП-100А ЕНЕРГОБЛОКУ № 10 БУРШТИНСЬКОЇ ТЕС

Для реконструкції котельного агрегата ТП-100А потрібно прийняти низку технічних рішень: заміна 100 % поверхонь нагріву первинного і вторинного контуру перегріву пари; заміна барабана котла; замкнення пилосистеми; встановлення газошляпних екранних поверхонь нагріву; заміна всіх кубів водяного економайзера; заміна всіх кубів ТПП; заміна запірної та регуляційної арматури; заміна всіх паропроводів у межах котельного відділення. Замкнення пилосистеми дасть змогу уникнути скидання вугільного пилу на електрофільтр, цим самим зменшити витрату палива на виробництво електричної енергії. Встановлення газошляпних екранів сприятиме зменшенню присмоктування холодного повітря в топку, що позитивно позначиться на ККД котла і виході рідкого шлаку, а заміна кубів водяного економайзера і ТПП дасть змогу підігріти живильну воду, і відповідно, холодне повітря до розрахункової величини (до реконструкції значення температури не досягали розрахункової величини). Заміна запірної та регуляційної арматури дасть змогу якісно регулювати основні параметри пари (тиск та температуру), до того ж збільшиться швидкість маневрування енергоблоку і зменшиться величина перепалів палива під час маневрування. Окрім цього, що зазначені операції збільшують термін експлуатації котлоагрегата, вони також приведуть до підвищення ККД котла як мінімум на 2 % і значно підвищать маневреність енергоблоку загалом.

Ключові слова: котельний агрегат; термін експлуатації котлоагрегата; реконструкція котельного агрегата; маневрування енергоблоку.

Вступ. В Україні налічується 36 потужних теплових електричних станцій і централей, більшість з яких було побудовано в ХХ ст. (Sihal, et al., 2003). Основні потужності ТЕС України вводили в 60–80-х роках ХХ ст. з використанням технічних рішень того часу. Більшість енергетичних котлів ТЕС морально і фізично застаріли. Не є винятком котлоагрегат Бурштинської ТЕС енергоблоку № 10, який введено в експлуатацію у 1969 р. У 1990 р. енергоблок було перемарковано на потужність 195 МВт і станом на 01.01.2016 р. він напрацював 300 614 год. З початку експлуатації на блоці № 10 було проведено 6 капітальних ремонтів. Напрацювання блоку № 10 після останнього капітального ремонту становить понад 73 тис. год.

Тому актуальним є завдання реконструкції котлоагрегатів, що вичерпали свій ресурс. Вибираючи проект реконструкції, важливо враховувати можливість розміщення нового устаткування в межах наявних котлоагрегатів (Korchevoi, et al., 2004), мінімізацію вартості реконструкції з досягненням максимального ефекту, можливість виконання робіт з реконструкції і подальшого обслуговування.

Котлоагрегати для продовження терміну їх роботи реконструюють і модернізують внаслідок проведення якісних ремонтних робіт, заміни і відновлення зношених і відпрацьованих ресурсів найбільш відповідальних

вузлів і деталей самих агрегатів і пов'язаних з ними паропроводів.

Отже, методи збільшення терміну експлуатації котлоагрегата, підвищення його коефіцієнта корисної дії та маневрених характеристик є надзвичайно актуальними.

Методи дослідження. Модернізований котлоагрегат повинен відповідати вимогам безпеки (Korchevoi, Maistrenko & Volchin, 2000), передбаченим "Правилами пристрою електроустановок" (ПУЕ), ГОСТ 12.2.003–91 "Устаткування виробниче".

Виклад основного матеріалу дослідження.

Експлуатаційний ресурс. Повний розрахунковий термін служби елементів, частин, вузлів котла і його допоміжного обладнання, яке пройшло реконструкцію, має бути не менше 15 років (Yanko & Mysak, 2004), окрім швидкозношуваних елементів устаткування. Розрахунковий термін служби елементів котла, що працюють під тиском, з розрахунковою температурою, відповідної області повзучості:

- для труб поверхонь нагріву, вихідних камер пароперегрівачів й інших труб, що обігріваються, має бути не менше 100 000 год;
- для частин і елементів, що не обігріваються – не менше 200 000 год;
- для ТВП та елементів дистанціонування – не менше 40 000 год.

Інформація про авторів:

Лис Степан Степанович, канд. техн. наук, ст. викладач кафедри теплоенергетики, теплових і атомних електричних станцій.

Email: lysss@ukr.net

Юрасова Оксана Георгіївна, ст. викладач кафедри теплоенергетики, теплових і атомних електричних станцій.

Email: oksjanchyk@gmail.com

Цитування за ДСТУ: Лис С. С., Юрасова О. Г. Аналіз методів збільшення терміну експлуатації котлоагрегата ТП-100а енергоблоку № 10 Бурштинської ТЕС. Науковий вісник НЛТУ України. 2018, т. 28, № 1. С. 99–103.

Citation APA: Lys, S. S., & Yurasova, O. H. (2018). Analysis of Methods for Increasing the Operating Term of the Boiler Unit TP-100a of the Power Unit № 10 Burshtyn TPP. *Scientific Bulletin of UNFU*, 28(1), 99–103. <https://doi.org/10.15421/40280120>

Вимоги до надійності. Основна вимога – висока експлуатаційна надійність обладнання (Yanko & Mysak, 2004; Omelianovskyi & Mysak, 2005). Обслуговування і ремонт обладнання повинні відповідати вимогам ГКД 34.20.661–2003. "Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж".

Ремонтний цикл, види і тривалість ремонту котла повинні відповідати таким показникам:

- міжремонтний період експлуатації котлоагрегата повинен становити не менше 8000 год;
- середній термін служби котлоагрегата між капітальними ремонтами повинен становити не менше 40 000 год;
- тривалість ремонтних робіт (поточний ремонт) котлоагрегата – 263 год/рік (13 днів у році);
- тривалість середнього ремонту – 25 днів (один ремонт на 4 роки);
- тривалість капітального ремонту повинна бути 48 днів (один ремонт на 6 років).

Коефіцієнт готовності котлоагрегата і допоміжного устаткування має бути не меншим ніж 92,02 %.

Вимоги до маневреності. Енергоблок має бути розрахований на роботу в маневреному режимі, тобто на участь у первинному і вторинному регулюванні частоти і потужності в умовах нормальних та аварійних режимів роботи електроенергетичної системи України (Sihal, et al., 2003; Korchevoi, et al., 2004; Korchevoi, Maistrenko & Volchin, 2000). Під час роботи котельних установок має бути забезпечено регульовальний діапазон навантажень, мінімально і максимально допустимі навантаження. Нижню межу регульовального діапазону навантажень енергоблоку має бути встановлено відповідно до умов збереження незмінного складу працюючого устаткування і надійності роботи екранної системи котла і роботи системи автоматичного регулювання у всіх зазначених діапазонах навантажень без втручання персоналу. Котел має працювати в діапазоні навантаження 50–100 % від номінального без застосування палива для стабілізації горіння (газу, мазуту). Розширення нижньої межі робочого діапазону регулювання навантаження енергоблоку до 50 % під час спалювання твердого палива без застосування підсвітлювального резервного палива та забезпечивши рідке шлаковидалення з урахуванням очікуваного маневреного режиму енергоблоку на номінальному тиску котла, без підсвічування резервним паливом і необхідності аварійних вприсків.

Очікувані технічні показники котла (визначені ТКЗ) на гарантійному паливі (Korchevoi, Maistrenko & Volchin, 2000; Yanko & Mysak, 2004; Omelianovskyi & Mysak, 2005) (нижня межа навантаження котла).

За умовами виходу рідкого шлаку:

- без відімкнення пальників верхнього ярусу – 65 %;
- з відімкненням пальників верхнього ярусу – 50 %.

За умовою збереження параметрів пари за котлом (без відімкнення пальників верхнього ярусу):

- за надлишку повітря на виході з топки 1,2 – 80 %;
- за надлишку повітря на виході з топки 1,33 – 70 %;
- за надлишку повітря на виході з топки 1,61 – 50 %.

Рідке шлаковидалення без підсвічування резервним паливом – у діапазоні 50–100 % від очікуваного номінального навантаження енергоблоку 210 МВт (приймають попередньо). Мінімальне теплове навантаження котла на номінальних параметрах без підсвічування має забезпечувати мінімальне електричне навантаження

50 % (105 МВт) від номінального навантаження енергоблоку – 210 МВт (Dneprov, Smirnov & Fainshtein, 1980). Номінальна паропроодуктивність з первинної пари – 640 т/год (під час роботи на вугіллі без підсвічування резервним паливом). Мінімальна паропроодуктивність з первинної пари – 298 т/год (під час роботи на вугіллі без підсвічування резервним паливом і навантаженні енергоблоку 105 МВт). Під час експлуатації енергоблоку повинна бути забезпечена можливість його роботи на технічному мінімумі навантаження, для досягнення якого допускається зміна складу працюючого устаткування і відімкнення окремих автоматичних регуляторів. У разі навантаження енергоблоку, що відповідає нижній межі регульовального діапазону, або технічного мінімуму, допускається зниження температури свіжої пари не більш 25 °С. Котел після реконструктивних робіт повинен забезпечувати роботу енергоблоку на ковзких параметрах.

Мета дослідження. Дослідження спрямоване на продовження ресурсу експлуатації елементів котла ТП-100А, трубопроводів у межах котла, паропроводів, посудин, що працюють під тиском, які не підлягають заміні, підвищення маневрених характеристик енергоблоку та підвищення ККД котла.

Результати дослідження. Технічні рішення з модернізації котлоагрегата, його внутрішньої механічної частини, електричної частини, системи управління і контролю повинні ґрунтуватися на відпрацьованій сучасній технології газоочищення з високим технічним рівнем, експлуатаційна надійність якої доведена тривалою роботою і з виконанням гарантій за якістю та ефективністю (Omelianovskyi & Mysak, 2005; Dneprov, Smirnov & Fainshtein, 1980).

До складу котельного агрегата входить паровий котел паропроодуктивністю 640 т/год, однобарабанный, з природною циркуляцією, Т-подібної компоновки, з проміжним пароперегрівом пари, обладнаний топкою з рідким шлаковидаленням, в якому спалюється кам'яне вугілля (газове) як Львівсько-Волинського басейну марки Г, ДГ, так і Донецького басейну марки Г, ГСШ, ГМСШ, ДСШ, ДСМШ.

Основною особливістю парового котла є розташування камери згоряння в середній частині, а хвостові поверхні нагріву і регуляційний ступінь проміжного пароперегрівача розміщені у двох вертикальних опускних шахтах зліва і праворуч від топкової камери для двостороннього відведення газів (Omelianovskyi & Mysak, 2005; Mikhailov, et al., 2012). Обидві опускні шахти пов'язані з топковою камерою похилими газоходами, в яких розміщуються конвективні поверхні нагрівання первинного і вторинного пароперегрівачів. У кожній з опускних шахт послідовно по ходу газів розташовані: регуляційний ступінь вторинного пароперегрівача, II ступінь трубчастого повітропідігрівача, водяний економайзер, I ступінь трубчастого повітропідігрівача (дворядного виконання), калориферна установка (рис.).

Приблизно до 50 % труб бічних екранів у нижній частині виступу приєднані за допомогою розвилки вертикальні ділянки, в які відгалужується частина пароводяної суміші (Dneprov, Smirnov & Fainshtein, 1980; Mikhailov, et al., 2012). У верхній частині виступів як прями, так і вигнуті ділянки труб включені в збірні камери, з яких пароводяна суміш відводиться в барабан через обігрівні труби зі сталі марки 12Х1МФ, діаметром 133×10 мм.

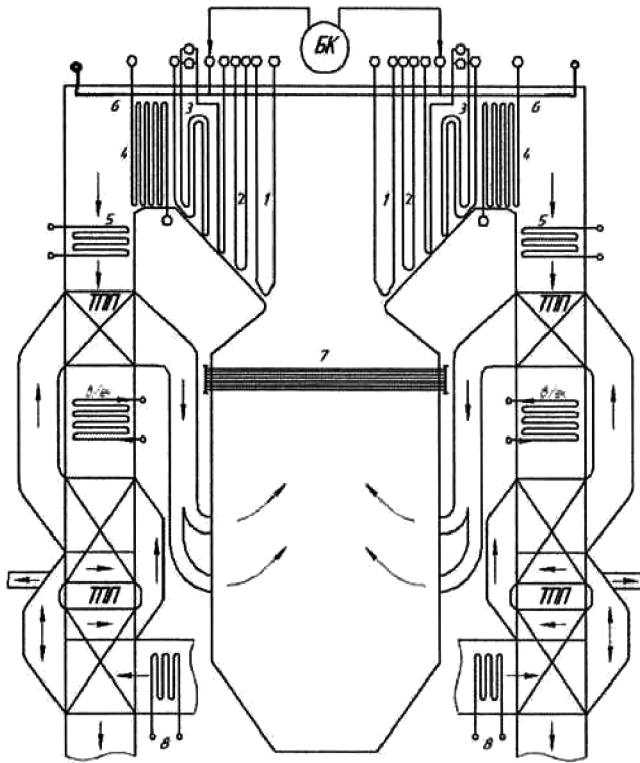


Рис. Принципова схема газоповітряного тракту котла ТП-100А енергоблоку № 10: 1) ширмовий пароперегрівник; 2) первинний гарячий конвективний пароперегрівник; 3) вторинний пароперегрівник; 4) первинний холодний конвективний пароперегрівник; 5) регуляційний ступінь вторинного пароперегрівника; 6) стельовий пароперегрівник; 7) настінно-радіаційний пароперегрівник; 8) калориферний пристрій підігріву повітря

Впроваджено принципово нову систему подачі (транспорту) висококонцентрованої вугільної пилу під розрідженням (ПВКр) за допомогою парових ежекторів, замість наявних систем транспорту висококонцентрованої подачі вугільної пилу від пилососів до пальників пневмотранспортом під тиском дуттєвого вентилятора, причому розрахункова швидкість на виході з пальника становить:

- 1) вторинного повітря – 25–30 м/с;
- 2) газоповітряної суміші під час транспортування пилу МВ – 25–28 м/с;
- 3) аеросуміші під час транспортування пилу ПВКр – 18–20 м/с.

У прямооточному пальнику, в патрубок первинного повітря (труба діаметром 377 мм), по якому проводиться пилоповітряна суміш (скидання запиленого відпрацьованого сушильного агента (газоповітряної суміші) одновентильаторною замкнутою системою пилоприготування котла), встановлюється пароежекторний пальниковий пристрій. Пристрій являє собою трубу діаметром 133×9 мм, на кінці труби, що входить в топку, встановлено насадку – розсікач з нержавіючої сталі, що забезпечує ширококонусне витікання пилогазоповітряно-парової суміші і надійне аеродинамічне перемішування із вторинним повітрям.

Вторинне повітря підводиться в середину призматичного корпусу прямооточного пальника. Транспортування висококонцентрованої пилу в пальник здійснюється під розрідженням парового ежектора, а саму схему названо ПВКр (Sergeev, 2007; Mikhailov, et al., 2012; Drahan et al., 2016). Паровий ежектор створює регульоване розрідження від пилососів до пальника, достатнє для надійного транспортування пилу з концен-

трацією 50 кг пилу/1кг повітря. Пил з пилососів потрапляє у змішувальний пристрій з повітрязабірними вікнами (транспортний агент атмосферне повітря головного корпусу), де утворюється рухлива пульпа, яка рухається по пилопроводу діаметром 89×4,5 мм з розрахунковою швидкістю 5–8 м/с. Пара до ежектора підводиться від лінії холодного промперегріву з тиском, редукованим від 1,0+1,4 МПа (1СН-14 кг/см²), з резервуванням від загальностанційної сполучної магістралі 2,5 МПа (25 кг/см²). Важливою особливістю схеми ПВКр є оснащення пилопроводів простими і надійними засобами захисту від забивання. Дію захисту засновано на вимірі перепаду розрідження на змішувачі (Sergeev, 2007). У разі зниження цієї величини до установки захисту (200–300 Па) пилосос відключається і відбувається самопродувка пилопроводів. Після відновлення перепаду пилосос автоматично міститьесья в роботу.

Плоскофакельні пальники котла енергоблоку № 10 утворюють плоский горизонтальний факел унаслідок зіткнення спрямованих під кутом один до одного струменів аеросуміші і струменів вторинного повітря. Підігрів повітря перед подачею його в пальники здійснюється у двох ступенях трубчастого повітропідігрівача. Перед кубами I ступеня повітропідігрівача встановлено калориферну установку.

На кожному повітропроводі вторинного повітря в пальники встановлено по одному шиберу, за допомогою якого встановлюється потрібна витрата повітря в топку під час спалювання різних видів палива. Пристрій парового охолодження барабана складається з верхнього і нижнього розподільних колекторів. Підвід на парове охолодження барабана має подвійне значення:

- "на відбір" (вентилі відкриваються від робочих котлів) для відбору пари в схему;
- "на охолодження" (вентилі відкриваються на котлі, що розхолоджується, для подачі пари на парове охолодження верху барабана від решти котлів, що знаходяться в роботі).

Реконструкція котлоагрегата з паровим котлом ТП-100А обов'язково повинна охоплювати такі вузли (Kogchevoi, Maistrenko & Volchin, 2000), елементи і роботи:

- 1) Виконання робіт зі заміни барабана котла;
- 2) Виконання реконструкції екранної системи котлоагрегата;
- 3) Модернізація пальникових пристроїв, що містить:
 1. Виконання заміни усіх 16 пальникових пристроїв котла на нові з адаптацією пальників до газоцильної топki із встановленням відповідного рухомого кріплення;
 2. Вісь прямооточних пальників необхідно виконати горизонтально для виключення ерозії труб топki;
 3. Пальник має бути комбінованого типу з можливістю спалювання вугільного пилу, мазуту, газу; скидання сушильного агента здійснюється в сам пальник; збереження наявної системи спалювання палива за схемою подачі пилу високої концентрації в пальник під розрідженням за допомогою парового ежектора зі скиданням пари в топку;
 4. Передбачити можливість встановлення захисно-запальних пристроїв (ЗЗП) з наданням проектного рішення із встановлення ЗЗП, а також давана факела;
 5. Виконати необхідну реконструкцію індивідуальних коробів гарячого повітря до пальників та їх шиберів у межах виконання проекту реконструкції пальникових пристроїв.
- 4) Модернізація системи гідршлаковидалення котла;

- 5) Модернізація первинного пароперегрівника (з/п), що містить:
- 5.1. Заміну стельового з/п;
 - 5.2. Заміну настінно-радіаційного з/п (НРПП);
 - 5.3. Заміну першої і другої ступені первинного з/п (холодної частини);
 - 5.4. Заміну холодних та гарячих ширм;
 - 5.5. Заміну третьої і четвертої ступені первинного з/п (гарячої частини);
 - 5.6. Заміну пароохолоджувачів первинного з/п;
- 6) Модернізація вторинного пароперегрівника, що містить:
- 6.1. Заміну вхідної частини вторинного з/п;
 - 6.2. Заміну вихідної частини вторинного з/п;
 - 6.3. Заміну регуляційного ступеня вторинного з/п;
 - 6.4. Заміну пароохолоджувача вторинного тракту котла;
- 7) Виконати заміну елементів котельного обладнання;
- 8) Відновлення економайзера, що містить:
- 8.1. Виконання заміни золотого захисту на перші труби верхніх і нижніх секціях та торцевих згинів (калачів) водяного економайзера та золотого захисту вихідних колекторів водяного економайзера;
 - 8.2. Встановлення показників теплового переміщення вхідних і вихідних колекторів водяного економайзера;
- 9) Виконати реконструкцію схеми заповнення та опресування вторинного тракту котла для гідравлічних післямонтажних та експлуатаційних (післяремонтних) випробувань з встановленням фланцевих з'єднань з поворотними заглушками на нитках холодного промперегріву;
- 10) Виконання реконструкції схеми корекційного оброблення живильної води та фосфатно-продувних режимів котла блоку №10;
- 11) Відновлення тягодуттєвих механізмів.

Таблиця. Основні розрахункові технічні характеристики котла

Найменування параметра	Проек-тне значення	Значення після реконструкції
Номинальна паропродуктивність, т/год	640	640
Робочий тиск у барабані, кгс/см ²	155	155
Робочі параметри свіжої пара за котлом:		
– тиск, кгс/см ²	140	140
– температура, °С	570	545
Номинальна витрата пари через проміжний пароперегрівач, т/год	560	560
Робочі параметри пари промперегріву на вході за номінальної витрати пари:		
– тиск, кгс/см ²	24,0	27,6
– температура, °С	340	324
Робочі параметри пари пароперегріву на виході за номінальної витрати пари:		
– тиск, кгс/см ²	22,3	25,1
– температура, °С	570	545
Втрата тиску в тракці промперегріву не більше, %		9
Температура живильної води за номінальної витрати пари, °С	235	245,6
Розрахункова температура холодного повітря, °С	30	30
Температура гарячого повітря за номінальної паропродуктивності, °С	390	390
Розрахунковий коефіцієнт корисної дії за номінальної паропродуктивності, %	90	90
Діапазон регулювання паропродуктивності без використання підсвітки і підтримання температури свіжої і вторинної пара 545°С без вприску, т/год		298–640

Після модернізації котлоагрегата мають бути забезпечені: надійна і безпечна робота в усіх експлуатаційних і аварійних режимах з дотриманням всіх крите-

рів надійності, передбачених інструкціями заводу-виробника і інструкціями з експлуатації (табл.).

Зважаючи на план досягнення енергоблоком після реконструкції не менше 210 МВт та споживання при цьому навантаженні пари на турбіну 595 т/год без урахування споживання пари на власні потреби, то нижній діапазон регулювання котла орієнтовно потрібно прорахувувати при паропродуктивності котла 298 т/год, що відповідає потужності енергоблоку 105 МВт.

Висновки. Показано низку технічних рішень з реконструкції котельного агрегата ТП-100А:

- 1) Заміна 100 % поверхонь нагріву первинного і вторинного контуру перегріву пари.
- 2) Заміна барабана котла.
- 3) Замкнення пилосистеми.
- 4) Встановлення газощільних екранних поверхонь нагріву.
- 5) Заміна всіх кубів водяного економайзера.
- 6) Заміна всіх кубів ТПП.
- 7) Заміна запірної та регуляційної арматури.
- 8) Заміна всіх паропроводів у межах котельного відділення.

Окрім цього, що зазначені вище операції збільшують термін експлуатації, вони приведуть до підвищення ККД котла як мінімум на 2 % і значно підвищать маневреність енергоблоку загалом.

Замкнення пилосистеми дасть змогу уникнути скидання вугільного пилу на електрофільтр, цим самим зменшити витрату палива на виробництво електричної енергії. Встановлення газощільних екранів дасть змогу зменшити присмокту холодного повітря в топку, що позитивно позначиться на ККД котла і виході рідкого шлаку, а заміна кубів водяного економайзера і ТПП дасть змогу підігріти живильну воду, і відповідно, холодне повітря до розрахункової величини (до реконструкції значення температури не досягали розрахункової величини). Заміна запірної та регуляційної арматури дасть змогу якісно регулювати основні параметри пари (тиск та температуру), причому збільшиться швидкість маневрування енергоблоку і зменшиться величина перепалів палива під час маневрування.

Отже, реконструкція котла ТП-100А дає змогу досягнути збільшення встановленої електричної потужності енергоблоку до величини не менше ніж 210 МВт без збільшення витрати свіжої пари, підвищення техніко-економічних показників роботи обладнання, відновлення парового ресурсу елементів котла, підвищення ККД котла до величини не нижче ніж 90 %, а також продовження ресурсу експлуатації елементів котла, трубопроводів у межах котла, паропроводів, посудин, що працюють під тиском, які не підлягають заміні, до напрацювання ними не менше 40 тис. год.

Перелік використаних джерел

- Dneprov, Iu. V., Smimov, D. N., & Fainshtein, M. S. (1980). *Montazh kotelnykh ustanovok maloi i srednei moshhnosti*. Moscow: Vysshaya shkola. 334 p. [In Russian].
- Drahan, Ya. P., Hrytsiuk, Yu. I., Sikora, L. S., Yavorskyi, B. I., & Palianytsia, Yu. B. (2016). *Klasy variantnosti syhnaliv i yikh liniinykh peretvoren ta chyselni metody – vyslidy systemnoho analizu riadu Teilora. Obchysliuvalni metody i systemy peretvorennia informatsii: mater. IV-oi nauk.-tekhn. konf., prysviachenii pamiaty profesora B. O. Popova, 28–30 veresnia 2016 r., m. Lviv, Ukraina, (pp. 30–35)*. Lviv: Vyd-vo FMI im. H. V. Karpenka. [In Ukrainian].
- Korchevoi, Iu. P., Maistrenko, A. Iu., & Volchin, I. A. (2000). *Puti modernizatsii i rekonstrukcii pyleugolnykh kotloagregatov teplovikh elektrostantsii. Novini energetiki, 4, 38–40*. [In Russian].

- Korchevoi, Yu. P., Maistrenko, O. Yu., Dunaievska, N. I., & Potapov, A. A. (2004). Kotlobuduvannia – neobkhdnyi element rozvytku enerhetyky. *Jenerhetyka y jelektryfikatsiia*, 12, 7–9. [In Ukrainian].
- Mikhailov, V. E., Tupitsyn, S. P., Sokolov, V. V., Chebakova, G. F., Malygin, V. I., Yazykov, Yu. V., Kharchenko, A. V., & Chetverikov, A. N. (2012). Results from expert tests of the TP-100A boiler at the Lugansk thermal power station during the combustion of lean coal and anthracite culm with addition of RA-GEN-F anaklarid. *Thermal Engineering*, 59(8), 573–579.
- Omelianovskiy, P. Y., & Mysak, Y. S. (Eds). (2005). *Ekspluatatsiia ta nalohodzhennia enerhetychnoho ustatkuvannia TES VAT "Zakhidnerho"*. Lviv: NVF "Ukrainski tekhnolohii". 410 p. [In Ukrainian].
- Sergeev, A. V. (2007). *Spravochnoe uchebnoe posobie dlia personala kotelnykh: Toplivnoe khoziaistvo kotelnykh*. (2nd ed.). Sankt-Peterburh: DENAN. 320 p. [In Russian].
- Sihal, I. Ya., Dombrovska, E. P., Smukhina, A. V., et al. (2003). Analiz stanu kotelnoho hospodarstva Ukrainy z metoiu modernizatsii, prodovzhennia resursu chy zaminy kotliv maloi i serednoi potuzhnosti. *JEKotekhnolohyy y resursosberezhennye*, 6, 76–79. [In Ukrainian].
- Yanko, P. I., & Mysak, Y. S. (2004). *Rezhymy ekspluatatsii enerhetychnykh kotliv*. Lviv: NVF "Ukrainski tekhnolohii". 271 p. [In Ukrainian].

С. С. Лыс, О. Г. Юрасова

Национальный университет "Львовская политехника", г. Львов, Украина

АНАЛИЗ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛОАГРЕГАТА ТП-100А ЭНЕРГОБЛОКА № 10 БУРШТЫНСКОЙ ТЭС

Для реконструкции котельного агрегата ТП-100А необходимо принять ряд технических решений: замена 100 % поверхности нагрева первичного и вторичного контура перегрева пара; замена барабана котла; замыкание пылесистемы; установление газоплотных экранных поверхностей нагрева; замена всех кубов водяного экономайзера; замена всех кубов ТПП; замена запорной и регулирующей арматуры; замена всех паропроводов в пределах котельного отделения. Замыкание пылесистемы позволит избежать сброса угольной пыли на электрофильтр, тем самым уменьшить расход топлива на производство электрической энергии. Установление газоплотных экранов позволит уменьшить присосы холодного воздуха в топку, что положительно отразится на КПД котла и выходе жидкого шлака, а замена кубов водяного экономайзера и ТПП позволит подогреть питательную воду, и соответственно, холодный воздух к расчетной величине (до реконструкции значения температуры не достигали расчетной величины). Замена запорной и регулирующей арматуры позволит качественно регулировать основные параметры пара (давление и температуру), причем увеличится скорость маневрирования энергоблока и уменьшится величина пережога топлива при маневрировании. Кроме того, что указанные операции увеличивают срок эксплуатации, они также приведут к повышению КПД котла как минимум на 2 % и значительно повысят маневренность энергоблока в целом.

Ключевые слова: котельный агрегат; срок эксплуатации котлоагрегата; реконструкция котельного агрегата; маневрирование энергоблока.

S. S. Lys, O. H. Yurasova

Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine

ANALYSIS OF METHODS FOR INCREASING THE OPERATING TERM OF THE BOILER UNIT TP-100A OF THE POWER UNIT № 10 BURSHTYN TPP

Boiler units with a view to prolonging their work are being reconstructed and modernized by carrying out qualitative repair works, replacement and restoration of worn out and spent resources of the most responsible units and parts of the units themselves and associated pipelines. When choosing a reconstruction project, it is important to consider the possibility of placing new equipment within the existing boiler units, minimizing the cost of the reconstruction with the achievement of maximum effect, the possibility of performing works for reconstruction and subsequent maintenance. Consequently, methods of increasing the life of the boiler unit, increasing its efficiency and maneuverability characteristics are extremely relevant. Therefore, we have stated the requirements for maneuverability. The power unit should be designed to work in a maneuverable mode that is to participate in primary and secondary regulation of frequency and power under normal and emergency modes of operation of the electric power system of Ukraine. When working on boiler plants, an adjustment range for loading, minimum and maximum permissible load should be provided. The lower boundary of the adjustment range of the load of the power unit shall be established, proceeding from the conditions of maintaining the unchanged composition of the operating equipment and the reliability of the boiler screen system and the operation of the automatic control system in all specified load ranges without personnel interference. The boiler must operate in the range of load of 50–100 % of nominal without the use of fuel for stabilizing combustion (gas, fuel oil). Expansion of the lower limit of the operating range of the control of the load of the power unit up to 50 % at the combustion of solid fuel without the use of backlighting fuel and providing a liquid slag removal taking into account the expected maneuvering mode of the power unit at the nominal boiler pressure, without backlighting of reserve fuel and the need for emergency injections. In course of the research a fundamentally new system of supplying (transporting) highly concentrated deodorized coal dust (PVKr) with steam ejectors is introduced, instead of existing transport systems, a highly concentrated coal dust feed from piles to burners by pneumatic transport under pressure of a blower fan, and the design speed at the outlet of the burner is: 1) secondary air – 25–30 m/s; 2) gas-air mixture during transportation of dust MB – 25–28 m/s; 3) aerosomes for transportation of dust PVKr – 18–20 m/s. A steam-ejector burner is installed in a direct-current burner, in a branch pipe of a primary air, a pipe of 377 mm in diameter, in which a dust-air mixture is produced (discharging of a dusty, dusty exhaust dryer (gas-air mixture) by a single-ventilated closed-circuit sawing boiler). The device is a pipe with a diameter of 133×9 mm, at the end of the pipe, which is included in the furnace, a nozzle mounted is a stainless steel cutter, which provides a wide-conic leakage of a dust-vapour-steam mixture and a reliable aerodynamic mixing with secondary air. Thus, we have come to the following conclusions. The reconstruction of the boiler unit TP-100A enables achieving an increase in the installed electric power of the power unit to a value not less than 210 MWt without increasing the cost of fresh steam, improving the technical and economic performance of the equipment, restoring the steam resource of the boiler elements, boosting the boiler efficiency to a value not lower than 90 %, as well as prolongation of the operation life of the boiler elements, pipelines within the boiler, steam lines, pressure vessels, which are not subject to replacement, up to a minimum of 40 thousand hours.

Keywords: the boiler unit; term of the boiler unit operation; reconstruction of the boiler unit; maneuvering of the power unit.