

**ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ
НА ОСНОВІ РЕЗУЛЬТАТІВ ОБСЛІДУВАННЯ**

С. П. Ткачов

Виконано аналіз впливу аварійної відмови і наступного відновлювального ремонту потужного енергоблоку на економічні втрати від недовиробленої електроенергії і зниження її якості. Встановлено, що основна частина відмов енергоблоку випадає на паровий котел. Відмови пов'язані з розривом труб поверхонь нагріву, які знаходяться під надмірним тиском. Наведена методика визначення часу напрацювання до граничного стану шляхом використання результатів обробки вимірів товщини стінки та умов формування і зростання товщини оксидної плівки по обидві сторони стінки труби по закону твердофазної дифузії.

Ключові слова: надійність енергообладнання, корозія труб, паровий котел.

**ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ
НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ**

С. П. Ткачёв

Выполнен анализ влияния аварийного отказа и последующего восстановительного ремонта мощного энергоблока на экономические потери от невыработанной электроэнергии и снижение ее качества. Установлено, что основная часть отказов энергоблока выпадает на паровой котёл. Отказы связаны с разрывом труб поверхностей нагрева, которые находятся по избыточным давлением. Приведена методика определения времени наработки до предельного состояния путем использования результатов обработки измерений толщины стенки и условий формирования и роста толщины оксидной пленки по обе стороны стенки трубы по закону твердофазной диффузии.

Ключевые слова: надёжность энергооборудования, коррозия труб, паровой котёл

POWER EQUIPMENT TECHNICAL EVALUATION ON THE BASIS OF SURVEYS

S. Tkachov

The analysis of the impact of the emergency failure and the subsequent restoring repair of the powerful unit on the economic losses from underproduced electricity and its reduced quality. It was established that the main part of the power unit failures falls on the steam-boiler. Failures are related to the rupture of pipes of heating surfaces which are under excessive pressure. A method to determine operating time up to limit state through the use of results of data processing of measurements of wall thickness and conditions of the formation and growth of oxide film thickness on both sides of the pipe wall by solid-phase diffusion law.

Keywords: the reliability of power equipment, corrosion of pipes, boiler.

Проблема надійності стала однією з основних в сучасній теплоенергетиці, враховуючи ту обставину, що більшість енергообладнання діючих теплових електростанцій відпрацювало призначений ресурс, що заклали при його проектуванні і виготовленні. Подальша експлуатація такого обладнання за межами призначеного ресурсу супроводжується збільшенням числа відмов. Аварійна відмова і наступний відновлювальний ремонт потужного енергоблоку призводить до значних економічних втрат від недовироблення і зниження якості електроенергії. Додаткові витрати матеріальних і трудових ресурсів на відновлення обладнання, що відмовило, на позаплановий ремонт, перевитрати палива на пуск енергоблоку, невиробничі шкідливі викиди у довкілля суттєво зростають.

В найбільш важкому стані знаходиться обладнання енергоблоків потужністю 200 МВт і 300 МВт, які були запроектовані відповідно нормам 50 –х років, а введені в експлуатацію в 60 – 70 роки минулого сторіччя. На Україні у 76 таких енергоблоків з 104 напрацювання досягло 170

тисяч годин згідно зі станом на 2006 рік при розрахунковому напрацюванні 100 тисяч годин. Кількість відмов за рік зросло на 68, а за 10 років питомі витрати палива збільшилися на 17 %. Подальша експлуатація такого обладнання зробило ситуацію з надійністю ще більш важкою.

Експлуатація енергообладнання, що відпрацювало свій ресурс, суттєво знижує техніко – економічні показники галузі і вимагає виведення такого енергообладнання з експлуатації. Однак це приведе до зниження резерву потужності енергообладнання, яке може працювати в змінній частині графіка електричного навантаження до небезпечного рівня. Тим більш, що розрахунки, зроблені в Енергетичній стратегії України на період до 2030 року і подальшу перспективу засвідчують про необхідності збільшення потужності теплових електростанцій [1].

При відсутності будівництва нових теплових електростанцій з сучасними енергоблоками збереження резерву потужностей на теплових електростанціях можливо за умови правильної тактики експлуатації – сучасного і якісного обслуговування, ремонту і обґрунтованого продовження ресурсу до граничного стану.

Необхідне продовження строку експлуатації енергоблоків може привести не тільки до падіння ефективності теплових електростанцій, але й до аварій з важкими наслідками. Статистика відмов показала, що основна частина відмов приходить на паровий котел енергоблоків, а у парового котла це поверхня нагріву, частина відмов яких досягає 80 % серед котельного обладнання котлоагрегатів і 93– 96 % безпосередньо для котла.

Аналіз причин відмов дозволяє виділити домінуючі процеси зносу поверхонь нагріву при тривалій експлуатації. У якості таких процесів, що визначають безвідмовну роботу труб поверхонь нагріву парових котлів, прийняті процеси корозії котельних сталей в середовищі продуктів згоряння різних палив, в водяній парі і в воді. Граничний стан будь-якої труби поверхні нагріву парового котла, що обігривається – труби екранної, пароперегрівача, економайзера визначається розрахунковою товщиною стінки S_R .

Розрахункова товщина стінки визначається в залежності від зовнішнього діаметру або внутрішнього діаметру і залежить від тиску P , діаметра D , коефіцієнта міцності ϕ , і номінального допустимого напруження $[\sigma]$ [5]. Для безшовних труб прямої конфігурації коефіцієнт міцності $\phi = 1$ і формула для визначення розрахункової товщини стінки, що визначається по зовнішньому діаметру D_a , перетворюється у вираз виду:

$$S_R = \frac{PD_a}{2[\sigma] + P} \quad (1)$$

При тривалій експлуатації розрахункова товщина стінки труби зростає в залежності від номінального допустимого напруження $[\sigma]$. В нормах розрахунку на міцність є інформація щодо зміни номінального напруження в залежності від напрацювання 10^4 , $1 \cdot 10^5$, $2 \cdot 10^5$ годин. Залежність для розрахунку зниження $[\sigma]$ з зростанням напрацювання можливо апроксимувати рівнянням виду

$$[\sigma] = [\sigma_0] - a\tau^b, \quad (2)$$

де $[\sigma_0]$ – початкове номінальне напруження, МПа;
 τ – напрацювання при даній температурі, год;
 a та b – постійні величини.

Для умов експлуатації номінальна товщина стінки прямої труби поверхні нагріву повинна прийматись по розрахунковій товщині стінки з урахуванням виробничого і експлуатаційного додатків з округленням до найближчого розміру, що є в сортаменті товщин стінки відповідних напівфабрикатів [3]

$$S = \frac{PD_a}{2([\sigma_0 - a\tau^b] + P)} + c_1 + c_2 + \Delta, \quad (3)$$

де c_1 – виробничий додаток ,
 c_2 – експлуатаційний додаток,
 Δ – додаток на вибір фактичної товщини стінки згідно сортаменту.

У цьому рівнянні постійними величинами, після того як труба стане частиною поверхні нагріву котла, є тиск, фактична товщина стінки і виробничий додаток. Для прямої, непроточеної заводської труби виробничий додаток дорівнює мінусовому відхиленню товщини стінки, що приймається 10%, встановленому стандартом на напівфабрикат [3]. Додаток витрачається в експлуатації на стоншення товщини стінки в процесі корозії як з газової сторони так і з боку теплоносія.

Для такої труби граничний стан

$$S - \frac{PD_a}{2([\sigma_0] - a\tau^b) + P} = c_2 F(\tau) \quad (4)$$

Різниця номінальної і розрахункової товщини стінки витрачається на зниження товщини стінки у процесі тривалої експлуатації. Зростання товщини оксидної плівки можливо визначати двома відомими засобами. Перший – згідно з нормами розрахунку на міцність стаціонарних котлів і трубопроводів пари та гарячої води [5]. Другий – оцінка глибини корозії, розроблений в [4]. У нормах розрахунку на міцність значення додатка c_{21} на розрахунковий ресурс 10 5 зі сторони теплоносія для труб діаметром від 32 до 76 мм потрібно приймати для води, пароводяної суміші, насиченої пари $c_{21} = 0,5$ мм, а для перегрітої пари $c_{21} = 0,3$ мм. При розрахунковому напрацюванні більше 10 5 додаток слід збільшувати, а при ресурсі менше 105 додаток c_{21} допустимо приймати зменшеним пропорційно ресурсу. Тут є дві невизначеності. По-перше – зв'язок корозії з внутрішнім діаметром труби і по-друге – пропорційність додатка напрацюванню.

Значення додатка c_{22} приймається згідно з нормами розрахунку на міцність в залежності від різниці між граничною температурою зовнішньої поверхні труби з урахуванням продуктів спалювання [t] і реальною температурою зовнішньої поверхні труби [t_a], виду палива і марки сталі [5]. Додаток c_{22} при розрахунковому ресурсі 10 5 і різниці температур менше 400°C приймається 1 мм, а при більшій різниці температур – 0,5 мм. Зміна додатка c_{22} приймається лінійною в залежності від часу.

Між тим, досліді засвідчують, що додатки c_{21} і c_{22} зростають не лінійно від напрацювання, а по ступеневої функції. Це показали дослідження [4], що узагальнили велику кількість даних функціями

$$\lg c_{21} = f(T, \tau), \quad (5)$$

$$\lg c_{22} = f(T_a, \tau), \quad (6)$$

де τ – напрацювання, год;
 T – температура внутрішньої стінки труби, К;
 T_a – температура зовнішньої стінки труби, К.

Емпіричні моделі, які в узагальненому вигляді контролюють процеси корозії, не враховують фізичні закони, що контролюють кінетику процесів в конкретному виробі, містять велику кількість констант і відповідно не дозволяють прогнозувати кінетику реального процесу для умов тривалої експлуатації. В технічних сталях, що використовуються в котлобудуванні, які взаємодіють з продуктами згоряння палива і теплоносієм, формування і зростання оксидної плівки по обидві сторони стінки труби відбувається по закону твердофазної дифузії з ступеневою функцією в часі і температурною залежністю, що контролюється рівнянням Ареніуса [6]

$$\delta = a\tau^{0,5}, \quad (7)$$

де δ – товщина оксидної плівки,
 a – постійна, $a = f(1/T)$,
 T – температура стінки,
 τ – реальне напрацювання труби.

Перехід від емпіричних рівнянь до рівняння, котре підкоряється фізичному закону, відкриває можливість використання даних інструментальної діагностики по визначенню остаточної товщини стінки в конкретному місці поверхні нагріву. Використовуючи заміряне значення товщини стінки у двох точках на протязі експлуатації труби і визначив константи a_1 і a_2 , у подальшому обґрунтовано екстраполювати зростання товщини оксидної плівки по обидві сторони стінки труби і відповідно стоншення стінки труби до граничного стану в умовах тривалої експлуатації. Точка перетину кривої

$$\Sigma (\delta_1 + \delta_2) = f(\tau) \text{ з кривою}$$

$$S - \frac{PD_a}{2([\sigma_0] - a\tau^b) + P} = f(\tau)$$

дасть граничний стан для труби в умовах реальної експлуатації і обґрунтоване рішення по її технічному стану – продовжувати або припиняти напрацювання енергетичного обладнання.

Приклад: труба пароперегрівача з зовнішнім діаметром 32 мм і товщиною стінки 4,5 мм, що виготовлена зі сталі марки 12X1МФ згідно ТУ 14-3-460 встановлена на паровому котлі ТП-100. Температура забрудненої стінки в продуктах згоряння природного газу складає $t_a = 570$ °С, температура перегрітої пари дорівнює $t = 540$ °С, тиск пари $P = 14,2$ МПа. Товщина оксидної плівки, що визначена при вимірах товщини стінки металу за допомогою ультразвукового товщиноміра двічі за час тривалої експлуатації при напрацюванні $\tau_1 = 0,5 \cdot 10^5$ г і $\tau_2 = 1 \cdot 10^5$ г склала відповідно $\delta = 0,29$ і $0,45$ мм. Розрахункова товщина стінки збільшилась відповідно до зниження номінальних допустимих напружень. Точка пересічення кривих $\delta = f(\tau)$ і $(S - S_R) = f(\tau)$, що наведена на рисунку 1 дає граничне напрацювання труби пароперегрівача $\tau = 1,75 \cdot 10^5$ г.

Таким чином, труба може бути використана на паровому котлі ще $0,75 \cdot 10^5$ г, проти $\tau = 1 \cdot 10^5$ г, що були номінальними при розрахунку труби.

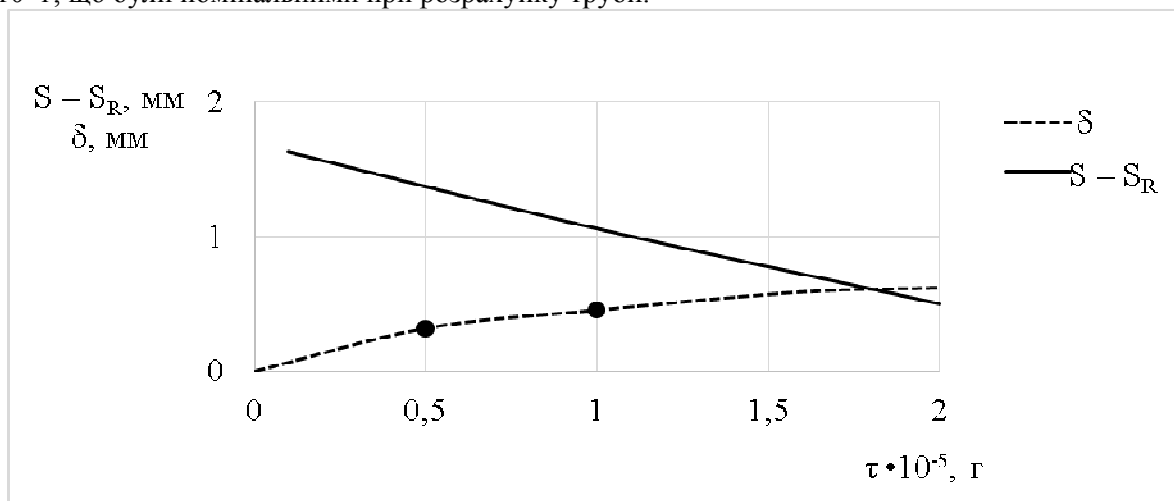


Рисунок 1 – Визначення граничного напрацювання труби пароперегрівача

Висновок

- Експлуатація енергетичного обладнання теплових електростанцій за мірою виробітку призначеного ресурсу супроводжується зниженням показників надійності і економічності.
- Існуюча система прогнозування напрацювання до граничного стану труб поверхонь нагріву не враховує індивідуальну кінетику локальних деструктивних процесів корозії. Розробка основаної на оцінці технічного стану труби шляхом заміру товщини оксидної плівки по обидві сторони труби зовнішньої і внутрішньої та порівняння з товщиною стінки труби, що лишилась, дозволяє використовувати дані інструментальних методів діагностики для обґрунтованого прогнозування напрацювання труби до граничного стану.

Використана література

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року і подальшу перспективу. КМ України. Розпорядження КМ від 15.03.2006, № 145—р.
2. РД10 – 249-98 Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. – М.: Госгортехнадзор России, 1999.
3. ТУ 14 – 3 – 460 – 75 Трубы поверхностей нагрева.
4. РТМ 24. 030.49 – 75 Метод учета окалинообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов.
5. ОСТ 108. 031. 08 – 10 – 85 Котлы стационарные, трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.
6. Герасимов В.В. Коррозия сталей в нейтральных водных средах.–М.: Металлургия, 1981

Ткачов Сергій Петрович – канд. техн. наук, доцент кафедри теплових електричних станцій та енергозберігаючих технологій, ОНПУ.

Ткачёв Сергей Петрович – канд. техн. наук, доцент кафедры тепловых электрических станций и энергосберегающих технологий, ОНПУ.

Tkachyov Sergey Petrovich – Ph.D. of Sciences, Associate Professor, Chair of thermal power plants and energy-saving technologies, ONPU.