



## Experimental and Computational Investigation of Platen Superheater Failure in 320MW Power Plant

### ARTICLE INFO

#### Article Type

Original Research

#### Authors

Shami A.A.<sup>1</sup> MSc,  
Moussavi Torshizi S.E.<sup>\*1</sup> PhD,  
Jahangiri A.<sup>2</sup> PhD

#### How to cite this article

Shami A.A, Moussavi Torshizi S.E, Jahangiri A. Experimental and Computational Investigation of Platen Superheater Failure in 320MW Power Plant. Modares Mechanical Engineering. 2020;20(2):509-514.

### ABSTRACT

Superheater tubes are the most critical components of the power plant's boiler. These tubes are subject to degradation such as creep and overheating, due to the hard operating conditions (exposure to high temperature and pressure for a long period). Therefore, it is important to diagnose and prevent these failures. The failure report in a 320-megawatt power plant indicates that most tube ruptures are concentrated in a particular region of the platen superheater (radiative superheater). The investigation of broken tubes shows that the temperature of the tubes in this area is higher than the other platen superheater's regions. Three methods of metallography, oxide layer thickness measurement and thermal analysis using computational fluid dynamics were used to prove the existence of higher temperatures at the point of breakdown. All three methods provide the same results. The results of surveys confirm this significant temperature difference and show that the increase in the local temperature in the damaged tubes is due to the longer length of these tubes, which results in lower vapor mass flow rate, and absorb more heat due to the higher thermal surfaces of them.

**Keywords** Boiler; Platen superheater; Metallography; Oxide layer's thickness; Thermal analysis

<sup>1</sup>Applied Design Department, Mechanical Engineering & Energy Faculty, Shahid Beheshti University (SBU), Tehran, Iran

<sup>2</sup>Energy Conversion Department, Mechanical Engineering & Energy Faculty, Shahid Beheshti University (SBU), Tehran, Iran

#### \*Correspondence

Address: Mechanical & Energy Engineering Faculty, Abbaspour College of Technology, Shahid Beheshti University (SBU), East Vafadar Boulevard, Tehranpars, Tehran, Iran.  
Postal Code: 1658953571  
Phone: +98 (21) 73932651  
Fax: +98 (21) 77311446  
e\_moussavi@sbu.ac.ir

#### Article History

Received: November 12, 2018

Accepted: June 11, 2019

ePublished: February 01, 2020

### CITATION LINKS

[1] Metallurgical failures in fossil fired boilers [2] ASM handbook, failure analysis and prevention [3] Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes [4] Metallurgical evaluation of creep-failed superheater tubes [5] Wall thinning and creep damage analysis in boiler tube and optimization of operating conditions [6] Failure mechanisms of high temperature components in power plants [7] Stress and integrity analysis of steam superheater tubes of a high pressure boiler [8] Failure investigation on deformed superheater tubes [9] Failure case studies of SA213-T22 steel tubes of boiler through computer simulations [10] Numerical investigation of superheater tube failure [11] Failure investigation of super heater tubes of coal fired power plant [12] Failure analysis of superheater tube [13] Investigation of overheating of the final super-heater in a 660 MW power plant [14] Failure analysis on a primary superheater tube of a power plant [15] A case study on failure of superheater tubes in an industrial power plant [16] Microstructure evolution and corrosion behaviour of an ASTM A213 T91 tube after long term creep exposure [17] Flaw growth and fracture [18] Residual life assessment and microstructure

## بررسی تجربی و محاسباتی خرابی سوپرهیتر پلاتن یک نیروگاه ۳۲۰ مگاواتی

علی اکبر شامی

گروه طراحی کاربردی، دانشکده مهندسی مکانیک و انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

سید ابراهیم موسوی ترشیزی \* PhD

گروه طراحی کاربردی، دانشکده مهندسی مکانیک و انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

علی جهانگیری PhD

گروه تبدیل انرژی، دانشکده مهندسی مکانیک و انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

### چکیده

لوله‌های سوپرهیتر از بحرانی‌ترین اجزای بویلرهای نیروگاهی هستند. آنها به دلیل شرایط بهره‌برداری سخت (قرارگرفتن در دما و فشار بالا در طولانی‌مدت)، در معرض خرابی‌هایی مانند خزش و اورهیت شدن قرار دارند. بنابراین تشخیص علت این خرابی‌ها و جلوگیری از آنها بسیار مهم است. بررسی گزارش خرابی‌ها در یک نیروگاه ۳۲۰ مگاواتی نشان می‌دهد که بیشتر گسیختگی لوله‌ها در یک ناحیه خاص در سوپرهیتر پلاتن (سوپرهیتر تشعشعی) متمرکز است. بررسی لوله‌های گسیخته شده نشان می‌دهد که دمای لوله‌ها در این منطقه بیشتر از دمای سایر نواحی لوله‌های سوپرهیتر پلاتن است. برای اثبات بالاتر بودن دما در نقطه شکست از سه روش متالوگرافی، اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی داخل لوله و تحلیل حرارتی به روش دینامیک محاسباتی سیال استفاده شد. هر سه روش نتایج یکسانی را ارائه می‌کنند. نتایج بررسی‌ها این اختلاف دمای قابل توجه را تایید می‌کند و نشان می‌دهد که افزایش دمای موضعی در لوله‌های آسیب دیده ناشی از طول بیشتر این لوله‌ها است که منجر به کم‌تر شدن دبی بخار عبوری از آنها از یک طرف و جذب حرارت بیشتر به دلیل بیشتر بودن سطوح حرارتی آنها است.

**کلیدواژه‌ها:** بویلر، سوپرهیتر پلاتن، متالوگرافی، ضخامت لایه اکسیدی، تحلیل حرارتی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۸/۲۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۳/۲۱

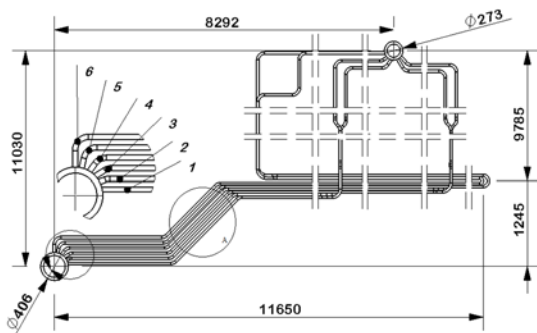
\*نویسنده مسئول: e\_moussavi@sbu.ac.ir

### ۱- مقدمه

یکی از مهم‌ترین اجزای نیروگاه‌های بخار، بویلر است که عدم عملکرد صحیح آن موجب هزینه‌های بالای تعمیرات می‌شود. یکی از بحرانی‌ترین قسمت‌های بویلر، سوپرهیتر است [1] که به دلیل بهره‌برداری در شرایط سخت (دما و فشار زیاد) در معرض خرابی‌هایی مانند شکست خزشی و اورهیتینگ (Overheating) قرار می‌گیرد [2]. طبق گزارش‌های منتشرشده از نیروگاه‌های مختلف، بیشترین خرابی‌ها در بویلرهای نیروگاهی متعلق به سوپرهیترها است [3]؛ به همین دلیل محققین زیادی به بررسی شرایط عملکرد و تحلیل خرابی آنها پرداخته‌اند. در این راستا گروهی از پژوهشگران مانند سیلاکی و همکاران [4] و نیز بیگام و همکاران [5] با استفاده از متالوگرافی به بررسی پدیده خزش در لوله‌های سوپرهیتر پرداختند. ویثوانسان و/استرینجر [6] با ارائه یک دیدگاه از مکانیزم‌های شکست، بیشتر خرابی‌های دما بالا را خستگی، خزش و خزش-خستگی

معرفی کرده است. در پژوهشی دیگر نوس و همکاران [7] به بررسی شرایط دما و فشار کاری و تحلیل علل خرابی در سوپرهیترها پرداخته‌اند. برخی با استفاده از روش‌های محاسباتی، پدیده‌های انتقال حرارت و عوامل خرابی [8-10] را بررسی کرده‌اند. همچنین پژوهش‌هایی از روش اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی [11] یا اندازه‌گیری ضخامت لوله [12] استفاده شده است. تعدادی دیگر از محققین به بررسی و تحلیل شرایط سوپرهیترهای نیروگاهی پس از گذشت مدت زمان کاری مشخص با استفاده از بازرسی‌های تجربی که شامل تصاویر متالوگرافی و ساختاری از لوله و تحلیل‌های نرم‌افزاری با روش اجزای محدود (FEM) یا روش دینامیک محاسباتی سیال (CFD) پرداخته‌اند [13-16].

در پژوهش حاضر علل شکست نقطه‌ای خاص از لوله‌های سوپرهیتر یک نیروگاه حرارتی ۳۲۰ مگاواتی مورد بررسی قرار می‌گیرد. سوپرهیترهای بویلر این نیروگاه به سه بخش سوپرهیتر پلاتن، سوپرهیتر میانی، سوپرهیتر نهایی تقسیم می‌شوند. سوپرهیتر پلاتن به صورت کاملاً افقی بالای مشعل‌ها قرار دارد، به همین خاطر مکانیزم غالب انتقال حرارت در آن، تشعشعی است و در مجموعه سوپرهیترها (بسته به فاصله لوله‌ها از شعله) میزان جذب انرژی به روش انتقال حرارت جابجایی افزایش می‌یابد. در محل خم انتهایی لوله‌های سوپرهیتر پلاتن نیروگاه مورد بحث و در یک منطقه کاملاً مشخص، لوله‌ها دچار خرابی و شکست شده‌اند (شکل ۱).



شکل ۱) هندسه سوپرهیتر پلاتن و ناحیه بحرانی (اندازه‌ها بر حسب میلی‌متر)

با توجه به اینکه به نظر می‌رسید علت اصلی این آسیب، اختلاف دمای بین لوله‌ها باشد، در این تحقیق، برای بررسی این موضوع و تایید اختلاف دما در لوله‌های سوپرهیتر اولیه با سه روش مقایسه ساختار متالورژیکی لوله‌ها، اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی داخل لوله‌ها و تحلیل حرارتی CFD مورد بررسی قرار گرفت.

### ۲- بیان مساله

مشکل مورد مطالعه در این پژوهش، بررسی علت شکست منطقه‌ای خاص از سوپرهیترهای پلاتن (تشعشعی) در بویلر یک نیروگاه بخار ۳۲۰ مگاواتی است. این مشکل در ۷ واحد مشابه این واحد در کشور نیز دیده می‌شود. این منطقه بحرانی، قسمت خم انتهایی در دو لوله (شماره‌های ۵ و ۶) از شش لوله سوپرهیتر اولیه است که بین درام

### ۲-۲-۳- بررسی ساختاری

لوله‌های کم‌آلیاژ بویلر هنگام بهره‌برداری دراز مدت در دمای بالا با تجزیه پرلیت به فریت و سمانتیت (کاربید آهن) دچار تغییرات ساختاری شده و استحکام مکانیکی آنها کاهش یافته و منجر به گسیختگی آنها می‌شود. این موضوع در پژوهش‌های زیادی مشاهده می‌شود، به نحوی که به معیاری مهم برای ارزیابی عمر باقی‌مانده لوله‌های بویلر تبدیل شده است. به عنوان مثال کاتکری [18]، یک دسته‌بندی شش‌سطحی برای ارزیابی عمر لوله‌های فولادی کم‌آلیاژ به کمک ارزیابی ساختاری ارائه کرده است (شکل ۲). این مراحل تغییرات ساختاری فولاد در دمای بالا با زمان نشان می‌دهد که:

سطح A: ساختار فلز در حالت اولیه خود قرار دارد و فریت و پرلیت مجزا هستند (ساختار اولیه فلز نو)؛

سطح B: با مهاجرت کربن‌ها به مرزخانه‌ها، فاز کاربید در مرزخانه‌ها رسوب می‌کند؛

سطح C: لایه‌های سمانتیت در داخل فاز پرلیت شکسته شده و به کاربیدهای کروی تبدیل می‌شوند، ولی ساختار لایه‌ای پرلیت هنوز دیده می‌شود؛

سطح D: کاربیدها در داخل فاز پرلیت کاملاً کروی می‌شوند؛

سطح E: کاربیدهای کروی در تمام زمینه پراکنده می‌شوند و تفاوتی بین فازهای فریت و پرلیت دیده نمی‌شود؛

سطح F: در این مرحله با درشت‌تر شدن و به هم پیوستن کاربیدها، عمر قطعه به پایان رسیده و باید تعویض شود.

موارد فوق تغییرات ساختاری را وابسته به دما و زمان معرفی می‌کنند که با مشاهده ساختار فلز می‌توان به تاریخچه دمایی آن پی برد. به همین منظور، برای مطالعه ساختار لوله‌های سوپرهیتر، یک نمونه از هر شش لوله در ردیف‌های ۱ و ۲۵ از نیروگاه تهیه شد. پس از آماده‌سازی نمونه‌ها، ساختار مقطع عرضی آنها مورد بررسی قرار گرفت. در شکل‌های ۳ تا ۵ به ترتیب ساختار لوله شماره یک، سه و شش از ردیف یک مشاهده می‌شود. به‌طور واضح از شکل‌های ۳ تا ۵ قابل تشخیص است که مرزخانه‌ها در لوله شماره یک به‌طور کامل وجود دارند، اما در لوله شماره سه مرزها کمی دستخوش تغییر شده‌اند و در نهایت در لوله شماره شش مرزخانه‌ها تقریباً از بین رفته‌اند و فاز پرلیت نیز تا حد قابل ملاحظه‌ای تجزیه شده است. با توجه به اینکه مدت زمان بهره‌برداری (عمر) این لوله یکسان است، تفاوت ساختار متالورژیکی این لوله‌ها ناشی از تفاوت دمای بهره‌برداری آنها است.

### ۳-۳- اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی

ضخامت لایه اکسیدی ( $Fe_3O_4$ ) در سطح داخلی لوله‌های بویلر به دما و مدت زمان بهره‌برداری وابسته است. از این رو با اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی در لوله‌هایی که دارای عمر یکسانی هستند، می‌توان به تفاوت دمای آنها پی برد. لازم به ذکر است که با توجه به محافظت سطح داخلی لوله در مقابل اکسیداسیون، با افزایش ضخامت لایه اکسید آهن در داخل لوله، نرخ رشد ضخامت لایه

بخار و هدر انتهایی آنها قرار گرفته‌اند و دیگر لوله‌ها (لوله‌های ۱ تا ۴) بدون مشکل بهره‌برداری می‌شوند. محل خرابی با دایره A و شماره لوله‌های مربوطه در شکل ۱ نشان داده شده است. لازم به ذکر است که در نیروگاه مورد اشاره، ۵۰ ردیف لوله مشابه شکل ۱ با فاصله ۴۰ سانتی‌متری در کنار هم نصب شده‌اند و طول لوله‌ها نیز در جدول ۱ آمده است. برای بررسی علت شکست از مطالعات ریزساختاری، اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسید و تحلیل نرم‌افزاری استفاده شده است.

جدول ۱) طول لوله‌های سوپرهیتر پلاتن برحسب متر

| شماره لوله | لوله ۱ و ۲ | لوله ۳ و ۴ | لوله ۵ و ۶ |
|------------|------------|------------|------------|
| طول لوله   | ۲۷         | ۳۰         | ۳۹         |

### ۳-۳- مطالعات و بررسی‌های انجام‌شده

در این پژوهش مطالعات درباره بررسی جنس و مشخصات فیزیکی و مکانیکی لوله‌ها، بررسی و مقایسه تغییرات ساختار متالورژیکی لوله‌ها در اثر تفاوت دمای بهره‌برداری در ردیف‌های مختلف و مقایسه آنها، اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی در لوله‌های مختلف با هدف محاسبه دمای بهره‌برداری در ردیف‌های مختلف و انجام محاسبات سیالاتی و حرارتی برای محاسبه دمای لوله‌ها انجام شده است.

### ۱-۳- بررسی جنس ماده

جنس لوله از نوع 10CD9-10 در استاندارد فرانسوی AFNOR است که معادل SA213 T22 است. ترکیب شیمیایی و خصوصیات فیزیکی و مکانیکی این فولاد به ترتیب در جداول ۲ و ۳ ارائه شده است.

جدول ۲) خواص شیمیایی فولاد 10CD9-10 [17]

| نام عنصر | مقدار در ترکیب (%) |
|----------|--------------------|
| C        | ۰/۱۴-۰/۰۸          |
| Si       | ۰/۵۰               |
| Mn       | ۰/۸۰-۰/۴           |
| P        | ۰/۰۳۰              |
| S        | ۰/۰۲۵              |
| Cr       | ۲/۵-۲              |
| Mo       | ۱/۱-۰/۹            |
| Cu       | ۰/۳۰               |

جدول ۳) خواص مکانیکی فولاد 10CD9-10 [17]

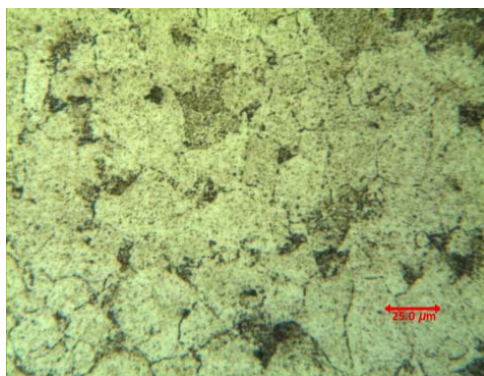
| دما (C) | مدول الاستیسیته (GPa) | ضریب انبساط حرارتی ( $10^{-6} \cdot K^{-1}$ ) | ضریب انبساط گرمایی ( $W/m \cdot K$ ) | ظرفیت گرمایی ویژه ( $J/kg \cdot K$ ) |
|---------|-----------------------|-----------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| ۱۰۰     | ۲۰۷                   | ۱۲/۱                                          | ۳۷/۳                                 | ۴۷۹                                  |
| ۲۰۰     | ۱۹۹                   | ۱۲/۷                                          | ۳۸/۲                                 | ۴۹۹                                  |
| ۳۰۰     | ۱۹۲                   | ۱۳/۲                                          | ۳۷/۸                                 | ۵۱۷                                  |
| ۴۰۰     | ۱۸۴                   | ۱۳/۶                                          | ۳۶/۶                                 | ۵۳۶                                  |
| ۵۰۰     | ۱۷۵                   | ۱۴/۰                                          | ۳۵/۲                                 | ۵۵۸                                  |
| ۶۰۰     | ۱۶۴                   | ۱۴/۴                                          | ۳۳/۶                                 | ۵۸۷                                  |

اکسیددی با زمان کاهش می‌یابد. این رابطه برای فولاد استفاده شده در این سوپرهیتر با رابطه زیر بیان شده است [2]:

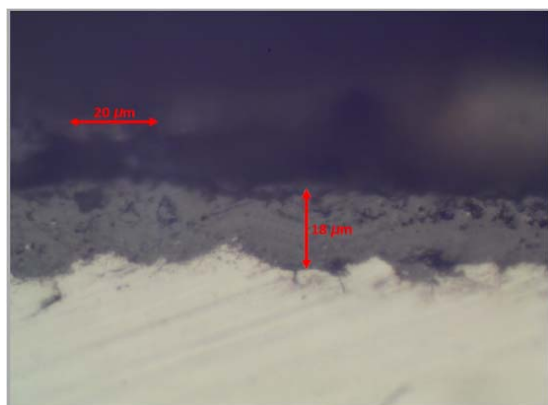
$$x^2 = kt \quad (۱)$$

$$\log x = 0.00022 (T + 460) \cdot (20 + \log t) \quad (۲)$$

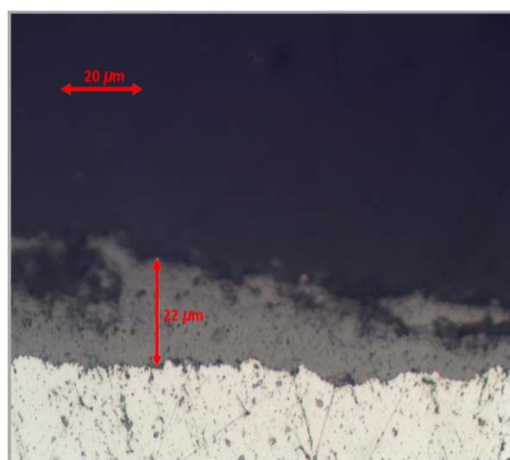
اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیددی یکی از روش‌های تخمین دمای بهره‌برداری از لوله است. از این رو نمونه‌هایی از لوله‌های ۱، ۳ و ۶ تهیه شده است که در شکل‌های ۶ تا ۸، تفاوت ضخامت لایه اکسیددی لوله ۱، ۳ و ۶ به‌طور واضح مشاهده می‌شود. با استفاده از فرمول‌های ارائه‌شده و با داشتن ضخامت لایه اکسیددی و زمان کاری، دمای متوسط لوله بر حسب درجه رانکین تخمین زده می‌شود.



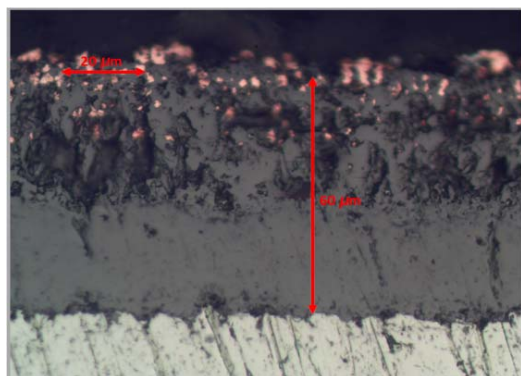
شکل ۵) ساختار لوله شماره ۶: از بین رفتن فاز پرلیت و رسوب کاربیدها



شکل ۶) ضخامت لایه اکسیددی لوله ۱



شکل ۷) ضخامت لایه اکسیددی لوله ۳



شکل ۸) ضخامت لایه اکسیددی لوله ۶



سطح A  
فريت و پرليت



سطح B  
کروی شدن و نفوذ اولیه کاربید به مرز دانه



سطح C  
سطح میلای کروی شدن، پرليت به صورت جزئی کروی شده اما ساختار لایه‌ای همچنان مشهود است



سطح D  
پرليت کاملاً کروی شده اما کاربیدها همچنان دارای دانه پرلیتی اولیه هستند

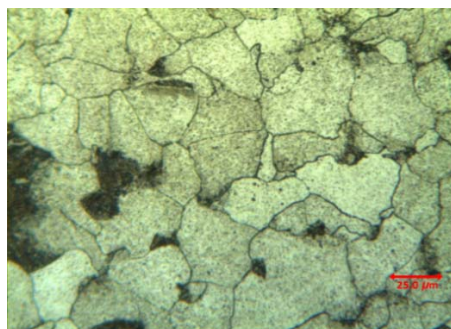


سطح E  
کاربیدها به صورت همگن توزیع شدند

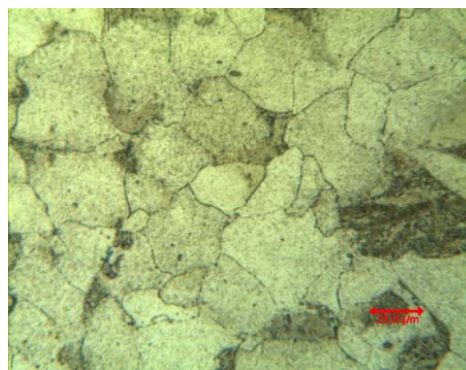


سطح F  
کاربیدها به صورت همگن توزیع شده و با پیوستن به هم رشد میکنند

شکل ۲) ارزیابی عمر خزشی بر اساس تغییرات ساختاری



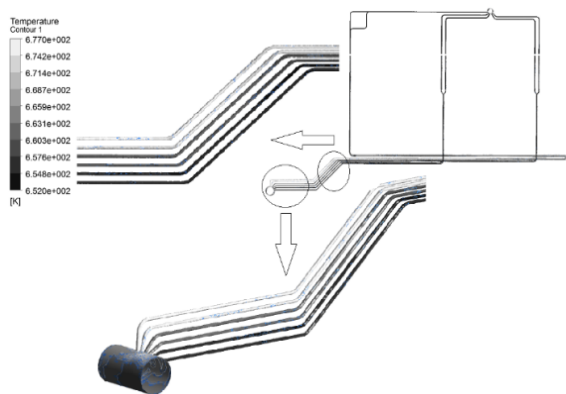
شکل ۳) ساختار لوله شماره ۱: دانه‌ها با مرزهایشان که تغییر ساختاری در آن صورت نگرفته است



شکل ۴) ساختار لوله شماره ۳



لوله‌ها یکی است، دبی در لوله‌هایی که طول بیشتری دارد کمتر است (جدول ۷)؛ پس دبی در لوله‌های ۵ و ۶ کمتر از سایر لوله‌ها است و در نتیجه با توجه به قانون گرما، دمای لوله ۵ و ۶ نسبت به سایر لوله‌ها بالاتر می‌رود.



شکل ۹) دمای سیال داخل لوله‌های سوپرهیتر پلاتن

جدول ۶) دمای لوله‌ها در ناحیه بحرانی

| شماره لوله | دما (K) |
|------------|---------|
| ۱          | ۶۵۶     |
| ۲          | ۶۵۲     |
| ۳          | ۶۵۸     |
| ۴          | ۶۵۹     |
| ۵          | ۶۷۶     |
| ۶          | ۶۷۷     |

جدول ۷) درصد دبی عبوری از هر لوله در ناحیه بحرانی

| شماره لوله | درصد دبی عبوری |
|------------|----------------|
| ۱          | ۲۵             |
| ۲          | ۲۵             |
| ۳          | ۱۶/۷           |
| ۴          | ۱۶/۶           |
| ۵          | ۸/۴            |
| ۶          | ۸/۳            |

#### ۴- نتیجه‌گیری

بررسی و تحلیل لوله‌های آسیب‌دیده در بخش انتهایی لوله‌های سوپرهیتر پلاتن (اولیه) یک نیروگاه ۳۲۰ مگاواتی، وجود بیش‌گرمایش بلند مدت در این ناحیه را اثبات می‌کند. بررسی اولیه لوله‌ها نشان می‌دهد که با توجه به اینکه هدر ورودی و خروجی لوله‌ها مشترک است (فشار ورودی و خروجی برای همه لوله‌ها یکسان است)، افزایش دما در لوله‌های ۵ و ۶ ناشی از بلندتر بودن این لوله‌ها نسبت به سایر لوله‌ها (لوله‌های ۱ تا ۴) است؛ زیرا با بلندتر شدن طول لوله، دبی در آنها کاهش می‌یابد. از طرف دیگر با افزایش طول، سطح جاذب حرارت نیز اضافه شده و موجب افزایش دمای بیشتر در این لوله‌ها می‌شود. برای اثبات این ادعا از سه روش مختلف به شرح زیر استفاده شد:

- مطالعه متالورژیکی با هدف بررسی تفاوت ناشی از اختلاف دما بر ریزساختار لوله‌ها؛

جدول ۴ تفاوت ضخامت لایه اکسیدی که نشان‌دهنده تفاوت دمای بهره‌برداری از لوله‌های سوپرهیتر است را نشان می‌دهد. بر اساس این داده‌ها لوله‌های شماره ۵ و ۶ که دارای بیشترین ضخامت لایه اکسیدی درون خود هستند، دمای بیشتری را در دوره بهره‌برداری تجربه کرده‌اند.

با تهیه نمونه‌هایی از هر لوله از موقعیت‌های مشابه، اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی و محاسبات مربوطه انجام گرفت که نتایج آن در جدول ۵ مشاهده می‌شود. توجه شود که دمای به‌دست‌آمده از معادله ۲ که بر حسب درجه رانکین است، در جدول ۵ به درجه کلین تبدیل و ارایه شده است.

جدول ۴) ضخامت لایه اکسیدی در لوله‌های ۱، ۳ و ۶

| شماره لوله | کمترین ضخامت | بیشترین ضخامت | ضخامت میانگین |
|------------|--------------|---------------|---------------|
| ۱          | ۱۸           | ۳۲            | ۲۵            |
| ۳          | ۲۲           | ۴۴            | ۲۷            |
| ۶          | ۵۴           | ۶۶            | ۶۰            |

جدول ۵) محاسبه دمای لوله‌ها با استفاده از اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی

| شماره لوله | کمترین دما | بیشترین دما |
|------------|------------|-------------|
| ۱          | ۵۸۹/۳      | ۶۰۵/۷       |
| ۲          | ۵۹۲/۶      | ۶۰۸/۸       |
| ۶          | ۶۰۳/۰      | ۶۱۸/۹       |

#### ۴-۳- تحلیل حرارتی

شکل ۱ هندسه سوپرهیتر و نحوه آرایش لوله‌ها را نشان می‌دهد. ۱۰ لوله از درام بالا که همان هدر ورودی است، خارج شده و پس از اتصال تعدادی از آنها به هم، به‌صورت شش لوله وارد هدر خروجی می‌شوند. با توجه به شکل ۱، تفاوت طول لوله‌ها قابل ملاحظه است، به‌طوری که لوله‌های ۱ و ۲ کمترین طول و لوله‌های ۵ و ۶ بیشترین طول و سطح حرارتی را دارند. مجموعه مورد نظر به‌صورت سه‌بعدی مدل شده است. پس از شبکه‌بندی، شرایط هدر ورودی به‌صورت جریان جرمی با مقدار ۲۹۳ کیلوگرم بر ثانیه و دمای ورودی ۶۳۸ کلین تنظیم می‌شود. شرایط مرزی دیواره ترکیبی بوده تا هم جابجایی و هم تشعشع را لحاظ کند. ضریب انتقال حرارت  $10750 \text{ W/m}^2\text{K}$ ، دمای جریان آزاد  $1923 \text{ K}$  و دمای تابش خارجی  $1023 \text{ K}$  کلین اعمال شده است. پس از بررسی استقلال از شبکه، معادلات حاکم (معادلات بقای جرم، ممنتوم و انرژی) بر اساس شرایط مرزی مذکور حل شده و توزیع دمای سیال داخل لوله و نیز دما در سطح خارجی و ضخامت لوله‌ها به‌دست آمده است. در شکل ۹، توزیع دمای سیال داخل لوله‌ها در شرایط پایدار مشاهده می‌شود. همان‌طور که در شکل ۹ و جدول ۶ مشاهده می‌شود، بر اساس شماره‌بندی شکل ۱، لوله‌های ۵ و ۶ دمای بیشتری نسبت به دیگر لوله‌ها (حدود ۲۵ درجه نسبت به لوله‌های ۱ و ۲) دارند. این تفاوت دما ناشی از تفاوت طول لوله‌ها است (جدول ۱)؛ زیرا با افزایش طول لوله، علاوه بر اینکه سطوح حرارتی افزایش یافته و حرارت بیشتری جذب لوله می‌شود، بر اساس قانون دارسی- ویسباخ با توجه به اینکه افت فشار به دلیل یکسان بودن هدر ورودی و هدر خروجی برای همه

- اندازه‌گیری ضخامت لایه اکسیدی در داخل لوله‌ها با هدف تخمین دمای بهره برداری؛

- تحلیل حرارتی (CFD) و شبیه‌سازی دما و جریان در این لوله‌ها. نتایج بررسی‌های انجام‌شده با این سه روش، نتایج یکدیگر را تایید می‌کنند و بدین وسیله اثبات می‌شود که تکرار خرابی‌ها در این منطقه از سوپرهیترها، ناشی از اختلاف دمای بهره برداری آنها است که از اختلاف طول آنها ناشی می‌شود. از این رو لازم است با استفاده

جدول ۸) پیشنهادهای و تحلیل معایب و مزایای آنها

| معایب                                                      | مزایا                               | راه‌حل                              |
|------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| باقی‌ماندن اختلاف دما و افزایش هزینه                       | تحمل دمای بیشتر                     | تعویض لوله با جنس بهتر              |
| هزینه تغییر طرح و مطالعات                                  | کاهش دما به علت تعدیل دبی           | تعدیل طول لوله‌ها                   |
| محاسبات بسیار دقیق قطر اریفیس و هزینه طراحی، ساخت و نصب آن | یکنواخت شدن دبی و در نتیجه کاهش دما | استفاده از اریفیس در ابتدای لوله‌ها |
| نیاز به محاسبات دقیق سیالاتی و حرارتی و بازطراحی تنشی هدر  | یکنواخت شدن دبی و در نتیجه کاهش دما | افزایش قطر لوله بلندتر              |
| موقتی است                                                  | هزینه اجرایی کمی دارد               | تعویض موضعی لوله                    |

optimization of operating conditions. Journal of Mechatronics. 2013;1:1-6.

6- Viswanathan R, Stringer J. Failure mechanisms of high temperature components in power plants. Journal of Engineering Materials and Technology. 2000;122(3):246-255.

7- Neves DL, Seixas JR, Tinoco EB, Rocha AD, Abud ID. Stress and integrity analysis of steam superheater tubes of a high pressure boiler. Materials Research. 2004;7(1):155-161.

8- Othman H, Purbolaksono J, Ahmad B. Failure investigation on deformed superheater tubes. Engineering Failure Analysis. 2009;16(1):329-339.

9- Purbolaksono J, Ahmad J, Khinani A, Ali AA, Rashid AZ. Failure case studies of SA213-T22 steel tubes of boiler through computer simulations. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2010;23(1):98-105.

10- Al-Kayiem HH, Albarody TMB. Numerical investigation of superheater tube failure. WTT Transactions on Engineering Sciences. 2016;106:1-10.

11- Pramanick AK, Das G, Das SK, Ghosh M. Failure investigation of super heater tubes of coal fired power plant. Case Studies in Engineering Failure Analysis. 2017;9:17-26.

12- Movahedi-Rad A, Plasseyed SS, Attarian M. Failure analysis of superheater tube. Engineering Failure Analysis. 2015;48:94-104.

13- Liang Z, Jin X, Zhao Q. Investigation of overheating of the final super-heater in a 660 MW power plant. Engineering Failure Analysis. 2014;45:59-64.

14- Purbolaksono J, Ahmad J, Beng LC, Rashid AZ, Khinani A, Ali AA. Failure analysis on a primary superheater tube of a power plant. Engineering Failure Analysis. 2010;17(1):158-167.

15- Dehnavi F, Eslami A, Ashrafzadeh F. A case study on failure of superheater tubes in an industrial power plant. Engineering Failure Analysis. 2017;80:368-377.

16- Fetni S, Toumi A, Mkaouer I, Boubahri Ch, Briki J. Microstructure evolution and corrosion behaviour of an ASTM A213 T91 tube after long term creep exposure. Engineering Failure Analysis. 2017;79:575-591.

17- Barsom JM, editor. Flaw growth and fracture. West Conshohocken: ASTM International; 1977.

18- Concar S. Residual life assessment and microstructure. ECCRC Recommendations. 2005;6(1):1-30.

تشکر و قدردانی: نویسندگان بر خود لازم می‌دانند که از خدمات سامانه رایانش موازی دانشگاه شهید بهشتی (سرمد) که در این پژوهش از آن استفاده شده است، تقدیر و تشکر نمایند.

**تأییدیه اخلاقی:** این مقاله تاکنون در نشریه دیگری (به‌طور کامل یا بخشی از آن) به چاپ نرسیده است. همچنین برای بررسی یا چاپ به نشریه دیگری ارسال نشده است. محتویات علمی مقاله حاصل فعالیت علمی نویسندگان بوده است.

**تعارض منافع:** در مورد پژوهش حاضر، هیچ گونه تعارض منافعی با سازمان یا اشخاص حقیقی و حقوقی وجود ندارد.

**سهم نویسندگان:** علی اکبر شامی (نویسنده اول)، پژوهشگر اصلی (۳۴٪)؛ سیدابراهیم موسوی‌ترشیزی (نویسنده دوم)، پژوهشگر اصلی (۳۳٪)؛ علی جهانگیری (نویسنده سوم)، پژوهشگر اصلی (۳۳٪)

**منابع مالی:** موردی توسط نویسندگان گزارش نشده است.

#### فهرست علائم

|     |                                                      |
|-----|------------------------------------------------------|
| $x$ | ضخامت لایه اکسیدی ( $\mu\text{m}$ )                  |
| $k$ | عدد ثابت برای هر مرحله زمانی ( $(\mu\text{m})^2/h$ ) |
| $t$ | زمان بهره‌برداری (h)                                 |
| $T$ | دمای لوله بر حسب رانکین (R)                          |

#### منابع

- 1- French DN. Metallurgical failures in fossil fired boilers. New York: Wiley; 1983.
- 2- Becker WT, Shipley RJ, editors. ASM handbook, failure analysis and prevention. 1<sup>st</sup> Edition. 11<sup>th</sup> Volume. Cleveland: ASM International; 2002.
- 3- Jones DR. Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes. Engineering Failure Analysis. 2004;11(6):873-893.
- 4- Psyllaki PP, Pantazopoulos G, Lefakis H. Metallurgical evaluation of creep-failed superheater tubes. Engineering Failure Analysis. 2009;16(5):1420-1431.
- 5- Begum Sh, Karim AN, Zamani AS, Shafii MA. Wall thinning and creep damage analysis in boiler tube and