

Handbuch zu Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern

2. Auflage

F. Anderson
P. Jackson
D. Moelling



Copyright © 2003 by Tetra Engineering Group, Inc.

ISBN 0-9719616-1-3

Übersetzung von Christina Carrez, Theodor Beisheim und James Malloy

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Buches darf, über den Rahmen der Sektion 107 oder 108 des 1976 United States Copyright Act hinausgehend, ohne Einwilligung von Tetra Engineering reproduziert oder übersetzt werden.

Titel des Original: *HRSG Tube Failure Diagnostic Guide (2nd Edition)*

Copyright © 2002 by Tetra Engineering Group, Inc.

ISBN 0-9719616-0-3



INHALTSVERZEICHNIS

- 1 EINFÜHRUNG
- 2 DESIGN DER ROHRE FÜR ABHITZEDAMPFERZEUGER
 - 2.1 Überblick
 - 2.2 Typische Auslegung von Abhitzedampferzeugern
 - 2.3 Allgemeine Erwägungen bei Rohrkonstruktionen
 - 2.3.1 Rohrmaterialien
 - 2.4 Wasserchemie in Abhitzedampferzeugern
 - 2.4.1 Durch Wasserchemie hervorgerufene Rohrschäden
 - 2.4.2 Bei Stillstand entstehende Rohrschäden
 - 2.5 Herstellung der Rohre
 - 2.5.1 Rohrbiegungen
 - 2.5.2 Schweißnahtverbindung Rohr - Sammelrohr
 - 2.5.3 Liniennähte
 - 2.5.4 Stumpfschweißnähte
 - 2.5.5 Fugennähte
 - 2.5.6 Rohrrippen
- 3 DIAGNOSE DER SCHÄDEN IN ABHITZEDAMPFERZEUGERN
 - 3.1 Das Problem erkennen
 - 3.2 Elemente der Schadensdiagnose in Rohren
 - 3.3 Diagramme zur Schadensdiagnose in Rohren
 - 3.3.1 Diagramme zur Schadensdiagnose
 - 3.3.2 Beschreibungen der Schadensursache
 - 3.4 Beschreibungen der Schadensursache
 - 3.4.1 Korrosionsermüdung
 - 3.4.2 Kriechen / Zeitstandschäden
 - 3.4.3 Ablagerungen und Korrosion unterhalb von Ablagerungen
 - 3.4.4 Erosionsverschleiß und strömungsinduzierte Korrosion
 - 3.4.5 Externe Korrosion
 - 3.4.6 Ermüdung
Bei der metallurgischen Analyse wird die gerissene Oberfläche untersucht, um Anzeichen für Ermüdung zu erkennen.
 - 3.4.7 Lochfraß
 - 3.4.8 Spannungsrisskorrosion
 - 3.4.9 Korrosion durch Schwefelsäure
 - 3.4.10 Verschleiß
 - 3.4.11 Schweißnahtschäden
 - 3.5 Schadensursachen nach Abhitzedampferzeugermodulen
 - 3.5.1 Rohrschäden im Überhitzer
 - 3.5.2 Rohrschäden im Zwischenüberhitzer
 - 3.5.3 Rohrschäden im Verdampfer
 - 3.5.4 Rohrschäden im Economiser
 - 3.5.5 Rohrschäden im Vorwärmer

Handbuch zu Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern

4 BEWERTUNG DER SCHADENSHAUPTURSACHE

- 4.1 Überblick
- 4.2 Verfahren zur Analyse der Schadenshauptursache
 - 4.2.1 Sicherung der Umgebung und Vermeidung von Verschmutzungen
 - 4.2.2 Visuelle Inspektion
 - 4.2.3 Fotografieren
 - 4.2.4 Dokumentieren der Bedingungen
 - 4.2.5 Feststellung der Schadensherkunft
 - 4.2.6 Feststellung der Schadensart
 - 4.2.7 Feststellung von ähnlichen Orten
 - 4.2.8 Auswahl und Entnahme des Rohrstücks
 - 4.2.9 Durchführung von Labortests und –untersuchungen
- 4.3 Schlussfolgerungen aus der Schadenshauptursacheanalyse

5 TECHNISCHE BESCHREIBUNGEN

- 5.1 Zusammenfassung
- 5.2 Korrosionsermüdung
- 5.3 Kriechen / Zeitstandschäden
 - 5.3.1 Überblick
 - 5.3.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.3.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.3.4 Lebensdauer der Komponenten
 - 5.3.5 Umweltfaktoren
 - 5.3.6 Materialfaktoren und –ranglisten
- 5.4 Ablagerungen und Korrosion unterhalb von Ablagerungen
 - 5.4.1 Überblick
 - 5.4.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.4.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
- 5.5 Erosion und strömungsinduzierte Korrosion
 - 5.5.1 Überblick
 - 5.5.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.5.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.5.4 Lebensdauervorhersage der Komponenten
 - 5.5.5 Umweltfaktoren
 - 5.5.6 Materialfaktoren & -ranglisten
- 5.6 Externe Korrosion
 - 5.6.1 Überblick
 - 5.6.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.6.3 Merkmale von externen Korrosionsschäden im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.6.4 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.6.5 Lebensdauervorhersage der Komponenten
- 5.7 Ermüdung
 - 5.7.1 Überblick
 - 5.7.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.7.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb

Handbuch zu Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern

- 5.7.4 Spannungen in Rohren
- 5.7.5 Abschleifungsermüdung
- 5.7.6 Zeitstandschäden
- 5.7.7 Korrosionsermüdung
- 5.7.8 Ermüdung nach wenigen Zyklen (Low Cycle Fatigue)/Thermischer Schock
- 5.7.9 Ermüdung nach vielen Zyklen (High Cycle Fatigue)
- 5.7.10 Lebensdauervorhersage der Komponenten
- 5.8 Lochfraß-Korrosion
 - 5.8.1 Überblick
 - 5.8.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.8.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.8.4 Lebensdauervorhersage der Komponenten
 - 5.8.5 Umweltfaktoren
 - 5.8.6 Materialfaktoren & -ranglisten
- 5.9 Spannungskorrosion
 - 5.9.1 Überblick
 - 5.9.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.9.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
- 5.10 Korrosion durch Schwefelsäure
 - 5.10.1 Überblick
 - 5.10.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.10.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.10.4 Lebensdauervorhersage der Komponenten
 - 5.10.5 Umweltfaktoren
 - 5.10.6 Materialfaktoren und -ranglisten
- 5.11 Verschleiß
 - 5.11.1 Überblick
 - 5.11.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.11.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.11.4 Lebensdauervorhersage der Komponenten
 - 5.11.5 Umweltfaktoren
- 5.12 Schweißnahtschäden
 - 5.12.1 Überblick
 - 5.12.2 Beschreibung des Schadensmechanismus
 - 5.12.3 Schadensmerkmale im Abhitzedampferzeugerbetrieb
 - 5.12.4 Lebensdauervorhersage der Komponenten
 - 5.12.5 Umweltfaktoren
 - 5.12.6 Materialfaktoren und -ranglisten
- 6 Fallstudien von Schäden in Abhitzedampferzeugern
 - 6.1 ND-Vorwärmer #1 Fallstudie
 - 6.1.1 Hintergrund
 - 6.1.2 Das erhaltene Exemplar
 - 6.1.3 Labortestplan
 - 6.1.4 Optische Metallografie

Handbuch zu Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern

- 6.1.5 Optische Fraktografie
- 6.1.6 Test des Grundmaterials
- 6.1.7 Energiedispersive Spektroskopie
- 6.1.8 Schlussfolgerung
- 6.1.9 Empfehlungen
- 6.2 Zwischenüberhitzer Fallstudie
 - 6.2.1 Hintergrund
 - 6.2.2 Das erhaltene Exemplar
 - 6.2.3 Labortestplan
 - 6.2.4 Optische Metallographie
 - 6.2.5 Optische Fraktographie
 - 6.2.6 Chemische Analyse
 - 6.2.7 Dehnungstest
 - 6.2.8 Härtetest
 - 6.2.9 Schlussfolgerung
 - 6.2.10 Empfehlungen
- 6.3 ND-Vorwärmerrohr #2 Fallstudie
 - 6.3.1 Hintergrund
 - 6.3.2 Das erhaltene Exemplar
 - 6.3.3 Schnittplan
 - 6.3.4 Optische Fraktographie
 - 6.3.5 Optische Metallographie
 - 6.3.6 Rasterelektronenmikroskopie/Energiedispersive Spektroskopie
 - 6.3.7 Chemische Analyse
 - 6.3.8 Schlussfolgerung
 - 6.3.9 Empfehlungen
- 7 QUELLENANGABEN
- 8 ANHANG.
- 9 INDEX

1 EINFÜHRUNG

Mit Abhitzedampferzeugern lässt sich aus der überschüssigen Hitze von Gasturbinenabgasen in Kombianlagen (GuD) oder aus der Hitze, die bei Verfahren in petrochemischen Fabriken entsteht, nützliche Energie gewinnen. Die Konstruktion von Abhitzedampferzeugern hat sich in den letzten Jahren sehr gewandelt, da sich die Technologie von den einstigen kleinen PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act)- und KWK-Anlagen zu den heutigen großen Kraftwerken entwickelt hat.

Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern treten in den meisten Anlagen selten auf. Im Allgemeinen gibt es weniger als einen Schadensvorfall pro Jahr. Die Kosten, die sich aus unerwarteten gezwungenen Stillständen für Handelsanlagen oder Anlagen in liberalisierten Märkten ergeben, machen es jedoch notwendig, die Probleme vorherzusehen. Wie bei Kesselrohren in Strahlungskesseln, können bei Abhitzedampferzeugerrohren eine Reihe von Betriebsschäden auftreten. Die Schadensmechanismen variieren in ihrem Ausmaß abhängig von den gewählten Materialien, den lokalen Betriebstemperaturen und -spannungen und dem Zusammenwirken von Vibrations- und Korrosionsmechanismen.

Da die Metalltemperaturen in Abhitzedampferzeugern im Allgemeinen niedriger sind als bei älteren Strahlungskesseln, sind Zeitstandschäden und Zeitstandermüdung keine häufigen Schadensursachen. Hingegen treten Korrosionsermüdung, strömungsinduzierte Korrosion und Schäden an Stellen mit Schweißnahtdefekten in vielen Anlagen auf. Andere Korrosionsmechanismen, wie Lochfraß oder Angriffe durch saure Gase, haben auch zu vorzeitigen Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern geführt. Moderne Abhitzedampferzeuger unterscheiden sich nicht nur im Design grundlegend von älteren Modellen, sie müssen auch einer größeren Zahl von Anwendungen auf dem Elektrizitätsmarkt gerecht werden. Kleinere Abhitzedampferzeugeranlagen wurden weitestgehend im Grundlastbetrieb eingesetzt, aber auf dem heutigen liberalisierten Elektrizitätsmarkt laufen viele große Abhitzedampferzeugeranlagen nicht nur im Grundlastbetrieb, sondern sie werden, je nach Nachfrage, als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingesetzt.

In kommenden Abhitzedampferzeugergenerationen werden die Rohre unter höherem Druck arbeiten müssen, um mehr Dampf bei höheren Temperaturen zu erzeugen. Daraus ergibt sich ein erhöhtes Risiko von Zeitstandschäden, Schäden aufgrund von Korrosionsermüdung und Schäden, die aus Spannungen aufgrund von unterschiedlichen thermischen Ausdehnungen resultieren. Besonders groß ist das Risiko bei Rohren in geteilten Hochdruck/Mitteldruck-Sammelrohransammlungen. Auch starke Zusatzbefeuerung hat die Metalltemperaturen von Überhitzerrohren durch die abgegebene Strahlungswärme erheblich erhöht.

Korrosionsermüdung wird, aufgrund des Zusammenwirkens von Ermüdung und Korrosion, die an vielen Orten mit hoher Spannung existiert, weiterhin eine der führenden Ursachen für Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern bleiben.



Bild 2-6. Biegungen der Rohre zum unteren Sammelrohr in einem MD-Verdampfer

2.5.2 Schweißnahtverbindung Rohr - Sammelrohr

Während die Herstellung der Rohre einfacher ist, stellen sich beim Abhitzedampferzeuger andere Herausforderungen bezüglich der Qualität der Schweißnähte von Rohr-Sammelrohr. Drei Faktoren sind dafür hauptsächlich verantwortlich:

1. Es werden meistens mehrere (bis zu 5) Rohrreihen mit unterschiedlichen Biegungswinkeln an ein Sammelrohr geschweißt.
2. Material, das hohen Temperaturen standhält, wie SA-213T91, ist schwieriger zu schweißen.
3. Aufgrund des Wettbewerbsdruckes werden Schweißnähte mit teilweisem Einbrand anstatt eines vollständigen Einbrandes gemacht, da diese schneller fertigzustellen sind. Die Qualität, gemessen an der Position der Schweißnahtwurzel und der Tiefe des Einbrandes, variiert jedoch.

Die Schweißnähte von Rohr-Sammelrohr sind häufig Ursache von Schäden, besonders bei Abhitzedampferzeugern, die nicht nur im Grundlastbetrieb eingesetzt werden. Obwohl der ASME Code sie erlaubt, sind Schweißnähte mit teilweisem Einbrand von Natur aus minderwertiger als Schweißnähte mit vollständigem Einbrand, wenn es um Korrosion und Korrosionsermüdung geht. In der Spalte bei einem teilweisen Einbrand werden Unreinheiten konzentriert und lokale Spannungen erhöht.

Ermüdung und Korrosionsermüdung sind häufige Ursachen dieser Schäden aufgrund von hohen kurzzeitigen lokalen Spannungen während des Hochfahrens. Das Dichthalten und

die Stärke bei hohen Temperaturen sind sehr wichtig für diesen kritischen Teil des Abhitzedampferzeugers. Bild 2-7 zeigt eine typische Schweißnahtverbindung von Rohr-Sammelrohr im HD-Überhitzer in einem horizontalen Abhitzedampferzeuger.

Auch Schweißnähte mit vollständigem Einbrand können zu Schadensorten werden, wenn bei der Herstellung nicht sorgfältig genug gearbeitet wird.



Bild 2-7. Schweißnähte von Rohr-Sammelrohr im vorderen HD-Überhitzer

2.5.3 Liniennähte

Die meisten Abhitzedampferzeuger haben Rohre mit Widerstandsschweißnähten in den Kesseln (zum Beispiel ist SA-178 Gr. A ein sehr häufiger Rohrwerkstoff). Rohre mit Widerstandsschweißungen werden häufig in Verdampfer- und Economisermodule verwendet. Dies ist eine billige Produktionsmethode, bei der die Stahlstreifen gebogen werden, um ein Rohr zu bilden und die Verbindung (Naht) geschweißt wird. Auf diese Weise hergestellte Rohre sind strukturell gleich nahtlosen Rohren, wenn die Qualität genau kontrolliert wird. Die Rohre sollten in der Rohrfabrik einer 100% Ultraschallprüfung und einer Wirbelstromprüfung unterzogen werden.

Bei auf diese Art geschweißten Rohren ist es manchmal aufgrund von falscher Verschmelzung zu Schäden gekommen. Desweiteren sind Rohre mit Widerstandsschweißungen anfällig für bestimmte Arten von Korrosion. Die Liniennaht ist im Allgemeinen für das bloße Auge nicht sichtbar.

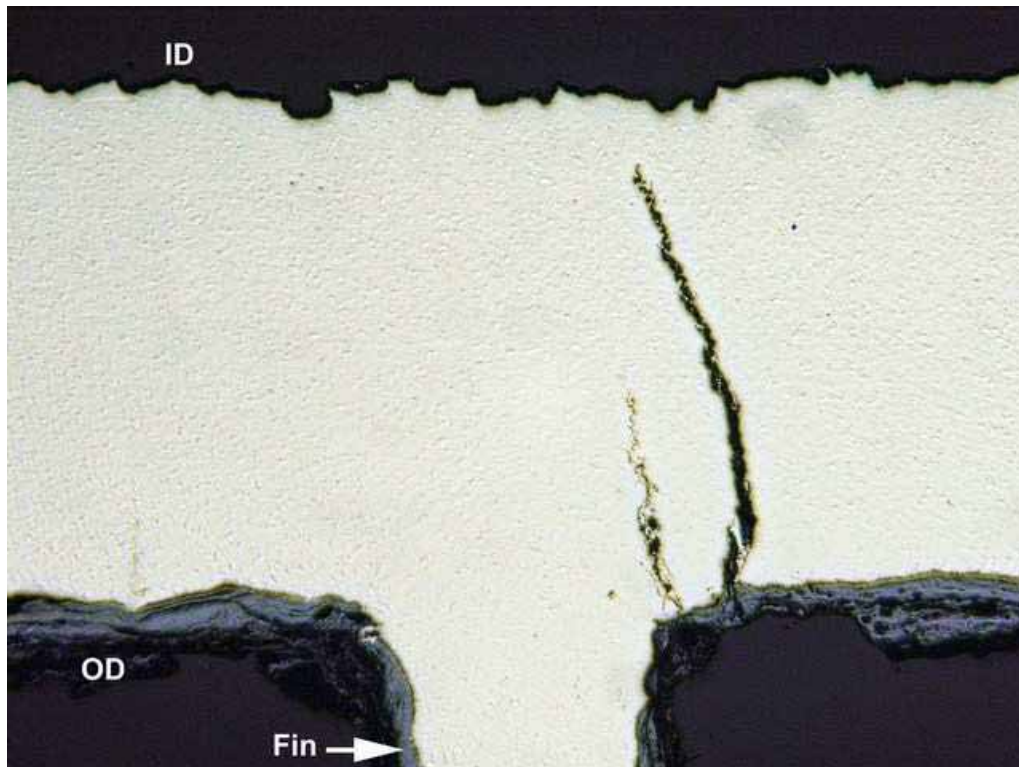


Bild 6-31. Querschnitt des Rohrbereiches mit Rissen– ungeätzt ~35fach

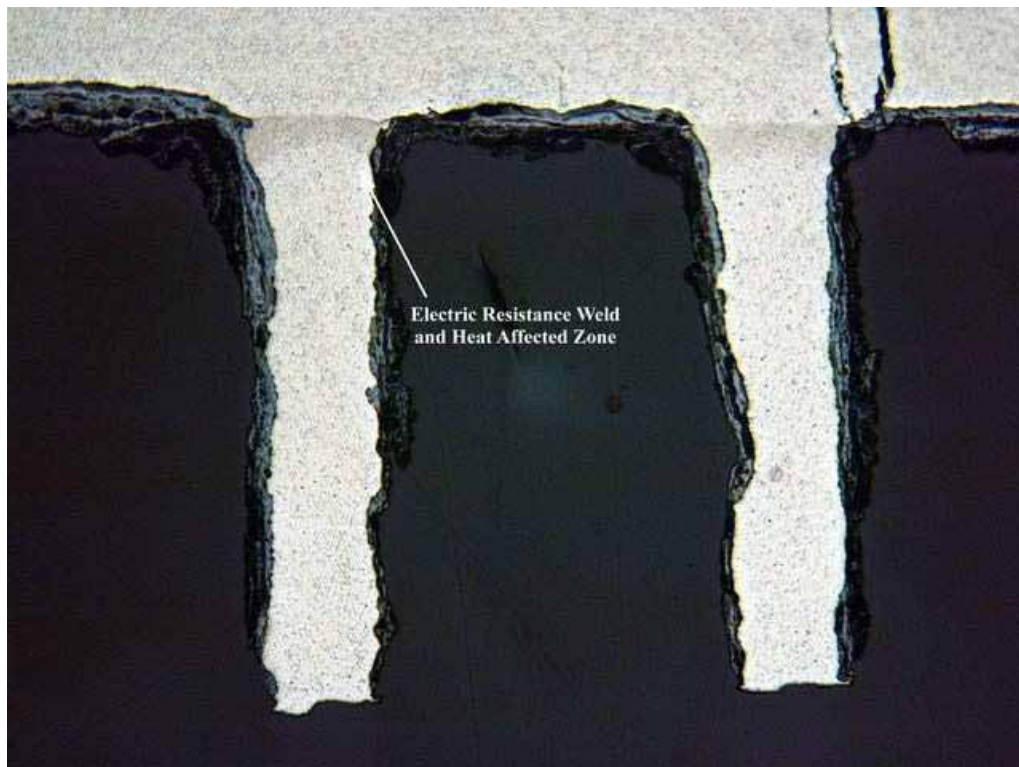


Bild 6-32. Querschnitt des Rohrbereiches mit Rissen – geätzt ~20fach

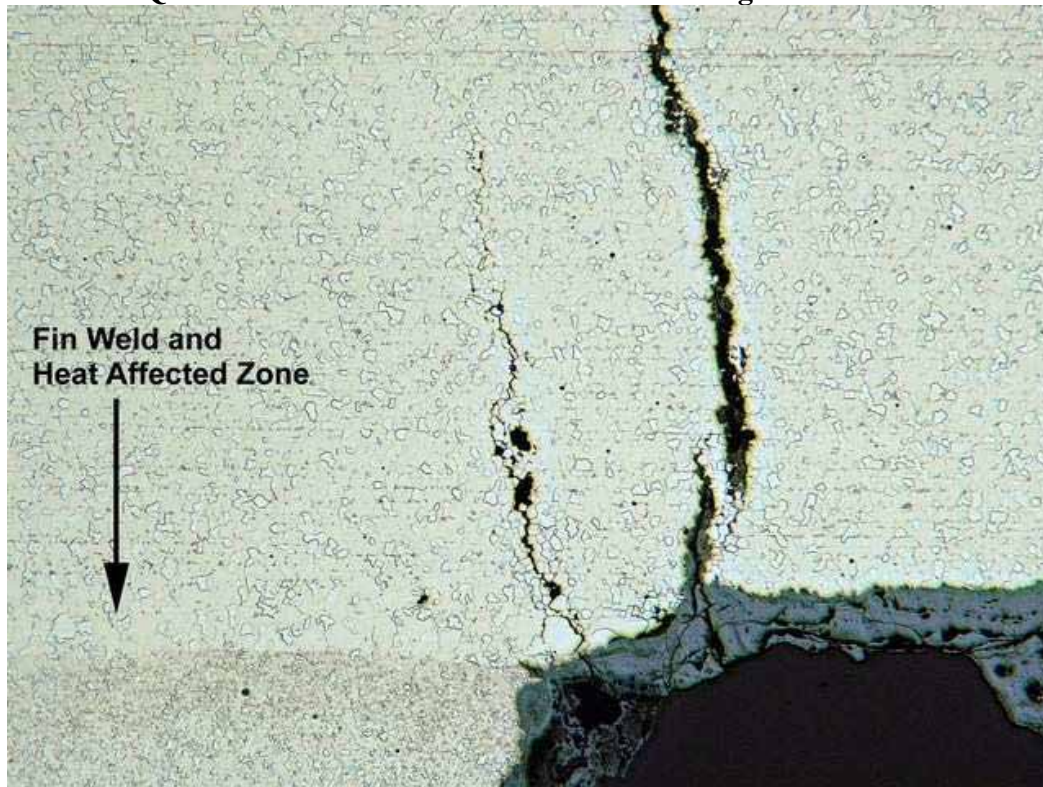


Bild 6-33. Querschnitt des Rohrbereiches mit Rissen – geätzt ~100fach

6.3.6 Rasterelektronenmikroskopie/Energiedispersive Spektroskopie

Es wurde Rasterelektronenmikroskopie und energiedispersive Spektroskopie vorgenommen, um die äußere Oberfläche des Rohres und die Rippen im Bereich der Risse zu untersuchen und mögliche korrosive Chemikalien festzustellen. Die Bereiche mit den weißen und rötliche Ablagerungen, die in Bild 6-23 sichtbar sind, wurden untersucht. Bild 6-34 zeigt ein Gefügebild eines Rasterelektronenmikroskops der Rippenoberfläche. Auf dem Mikrographen sind weitreichende Oberflächenoxide und Korrosion des unterliegenden Metalls zu sehen.

Mittels von energiedispersiver Spektroskopie wurde eine chemische Analyse der Oberflächenablagerungen vorgenommen. Es wurden die weißen und die rötlichen Ablagerungen, sowie ein Bereich, in dem die Ablagerungen abgesprungen waren, und so das Grundmetall zugänglich war, analysiert. Tabelle 2 zeigt die Resultate dieser Analyse.

Die Analyse der Ablagerungen auf den Rippen zeigt einen hohen Anteil an Schwefel. Dies deutet sehr wahrscheinlich auf das Vorhandensein von Schwefelsäure (H_2SO_4) und schwefeliger Säure (H_2SO_3) hin. Beide dieser Säuren sind sehr korrosiv bei unlegiertem Stahl und bilden verschiedene Eisen-Schwefel-Verbindungen, wie Eisensulfat ($FeSO_4$). Desweiteren wurde eine erhebliche Menge an Chlor unter einer Ablagerung, die

abgesprungen war, entdeckt. Chlor ist sehr wahrscheinlich vorhanden in Form von Salzsäure, welche auch sehr korrosiv bei unlegiertem Stahl ist.

Es wurde auch energiedispersive Spektroskopie der Oxide auf der inneren Rohroberfläche vorgenommen. Die Analyse entsprach einer Mischung von Magnetit (Fe_3O_4), Hämatit (Fe_2O_3) und anderen Oxiden von Eisen. Obwohl die Ablagerungen auf der inneren Rohroberfläche sehr weitreichend waren, waren die Ablagerungen selbst nicht ungewöhnlich in ihrer Zusammensetzung und trugen nicht direkt zur Rissentwicklung bei.

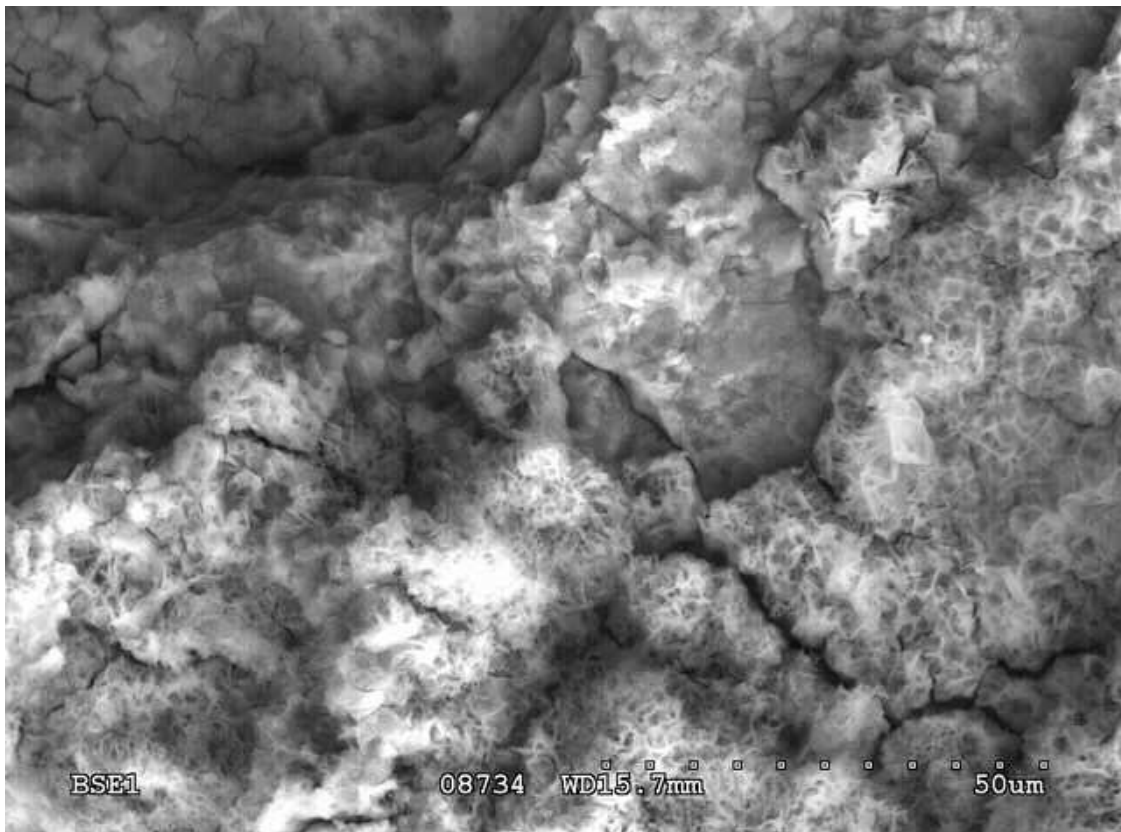


Bild 6-34. Rasterelektronenmikroskopie der Rippenoberfläche ~1000fach

Tabelle 6-2 Energiedispersive Spektroskopie der Ablagerungen (Gewicht %)

Element	Weißer Ablagerungen	Rote Korrosionsprodukte	Freigelegtes Grundmetall
Eisen	31.1	57.8	61.5
Mangan	0.5	0.2	0.5
Chrom	-	-	-
Molybdän	-	-	-
Schwefel	11.8	3.2	3.0
Chlor	-	-	1.2
Sauerstoff	56.3	38.7	31.7

6.3.7 Chemische Analyse

Die chemische Zusammensetzung des Grundmetalls wurde durch induktiv gekoppelte Plasma/Atom-Emissions-Spektroskopie bestimmt, wobei die Kohlenstoff- und Schwefelgehalte durch Verbrennung analysiert wurden. Das Basismetall entsprach den ASME Code Anforderungen.

6.3.8 Schlussfolgerung

Das ND-Vorwärmerrohr versagte aufgrund von Spannungskorrosion. Risse, die auf der Außenseite des Rohres anfangen, drangen intergranular durch die Rohrwand. Desweiteren waren die Rohrrippen stark durch eine Mischung aus allgemeiner Korrosion und Spaltkorrosion beschädigt. Die Spannungskorrosionsrisse in der Rohrwand liefen parallel zu den geschweißten Spiralrippen und befanden sich nahe der Oberlinie eines stark korrodierten Bereiches der Rippen.

Damit Spannungstresskorrosion auftritt müssen gleichzeitig Zugspannung und ein korrosiver Stoff vorhanden sein. Aufgrund der Ausrichtung der Risse, sind die verantwortlichen Spannungen sehr wahrscheinlich eine Mischung aus Restspannungen von den Schweißnähten zwischen Rohr und Rippen, thermischen Spannungen von den Rippen und Längsspannungen auf die Rohre vom Gewicht und internem Druck.

Der korrosive Stoff, der verantwortlich für die Risse ist, ist Schwefelsäure in Kombination mit geringen Konzentrationen von Chloriden, sehr wahrscheinlich in Form von Salzsäure. Die energiedispersive Spektroskopieanalyse ergab bis zu 12 Gewichtsprozent von Schwefel an der äußeren Rohroberfläche und den Rippen. Desweiteren wurden 1,2 Gewichtsprozent Chlor unter einer entfernten Ablagerung erkannt. Die gleichzeitige Anwesenheit von Schwefel und Chlor erhöht die Anfälligkeit von unlegiertem Stahl für Spannungskorrosionsrisse.

Die Rohre im Abhitzedampferzeuger sind in vertikaler Ausrichtung installiert. Die Rippen sind also hauptsächlich horizontal zum Gasfluss. Die Risse befanden sich nahe der Verbindung der Oberseite der Rippen und der äußeren Rohrwand. Kondensierende Verschmutzerstoffe würden sich an diesem Ort ansammeln.

Die Quelle des Schwefels, der verantwortlich ist für die Korrosion, ist der Gasturbinenbrennstoff. Das als Brennstoff benutzte natürliche Gas enthält angeblich 2 bis 4 ppm (Teilchen pro Million) Schwefel im Durchschnitt. Natürliches Gas enthält die Elemente Kohlenstoff und Wasserstoff, sowie niedrige Mengen an Schwefel und Chlor. Während des Verbrennungsprozesse oxidieren diese Stoffe schnell. Der Schwefel aus dem Brennstoff verbindet sich mit dem Sauerstoff zu Schwefeldioxid (SO_2) und Schwefeltrioxid (SO_3). In ländlichen Gegenden können durch Staub auch Schwefel und Chlor als äußere Verschmutzerstoffe in der Verbrennungsluft vorhanden sein.

Handbuch zu Rohrschäden in Abhitzedampferzeugern

Schwefeldioxid wird sich in Feuchtigkeit, die im Abgas vorhanden sein kann, lösen und Schwefelsäure (H_2SO_3) bilden. Abhängig von dem Schwefelgehalt im Brennstoff, der Menge an überschüssiger Luft bei der Verbrennung und der Temperatur der Flamme, werden etwa 1% bis 2% des Schwefeldioxid weiter zu Schwefeltrioxid oxidiert. Schwefeltrioxid bildet Schwefelsäuredampf (H_2SO_4), wenn es mit überhitztem Wasserdampf zusammentrifft.

Die Temperatur, bei welcher Feuchtigkeit aus dem Gas heraus kondensiert (Taupunkt) kann für verschiedene Säure bildende Stoffe, wie SO_2 , SO_3 und Cl, errechnet werden. Schwefeldioxid wird Schwefelsäure in jeder freien Feuchtigkeit im Abgas bilden. Daher bestimmt die Temperatur, bei welcher Wasserdampf aus dem Abgas kondensiert, der 'Wassertaupunkt', wann sich Schwefelsäure auf der Rohroberfläche bildet. Abhängig vom Brennstoff, liegt der 'Wassertaupunkt' zwischen 38°C (100°F) und $65,5^\circ\text{C}$ (150°F).

Wenn SO_3 sich mit überhitztem Wasserdampf zusammensetzt, um Schwefelsäuredampf zu bilden, beginnt die Bildung von Schwefelsäure (H_2SO_4) beim 'Wassertaupunkt'. Folgende Faktoren beeinflussen den H_2SO_4 -Dampf und seinen Taupunkt: Den Anteil von überschüssiger Luft bei der Verbrennung, der Feuchtigkeitsgehalt des Gases und der Anteil an Schwefel im Brennstoff. Wenn der Teildruck von entweder den Säure formenden Stoffen oder dem Wasserdampf erhöht wird, erhöht sich die Taupunkttemperatur.

Weil die Erhöhung des Wasserdampfteildrucks den Taupunkt erhöht, wird die Tatsache, dass die Anlage über längere Zeit mit undichten Stellen stromaufwärts betrieben wurde, sehr wahrscheinlich die Kondensation von Säuren in der letzten Reihe der Vorwärmerrohre beschleunigt haben. Außerdem bestimmt die Metalltemperatur, nicht die Gastemperatur, ob Säure kondensiert. Daher muss die geringste Vorwärmertemperatur hoch genug gehalten werden, um zu verhindern, dass die Säure formenden Stoffe im Abflussgas zu schädlichen Konzentrationen kondensieren.

Die empfohlene Mindestmetalltemperatur bei 4ppm (Teilchen pro Million) im Brennstoff ist ungefähr $62,7^\circ\text{C}$ (145°F). Es wurde die Betriebsgeschichte in Bezug auf die Vorwärmerzuleitungstemperatur untersucht, um zu bestimmen, ob die empfohlene Temperatur eingehalten wurde. Bild 6-35 zeigt die Vorwärmerzuleitungstemperatur für die Anlage, wenn die Verbrennungsturbine bei mehr als 2MW arbeitete. Da die Metalltemperatur der letzten Vorwärmerrohrreihe im Wesentlichen die Vorwärmerzuleitungstemperatur ist, arbeitete die Anlage ungefähr 40% der Zeit bei oder unter der empfohlenen Temperatur.

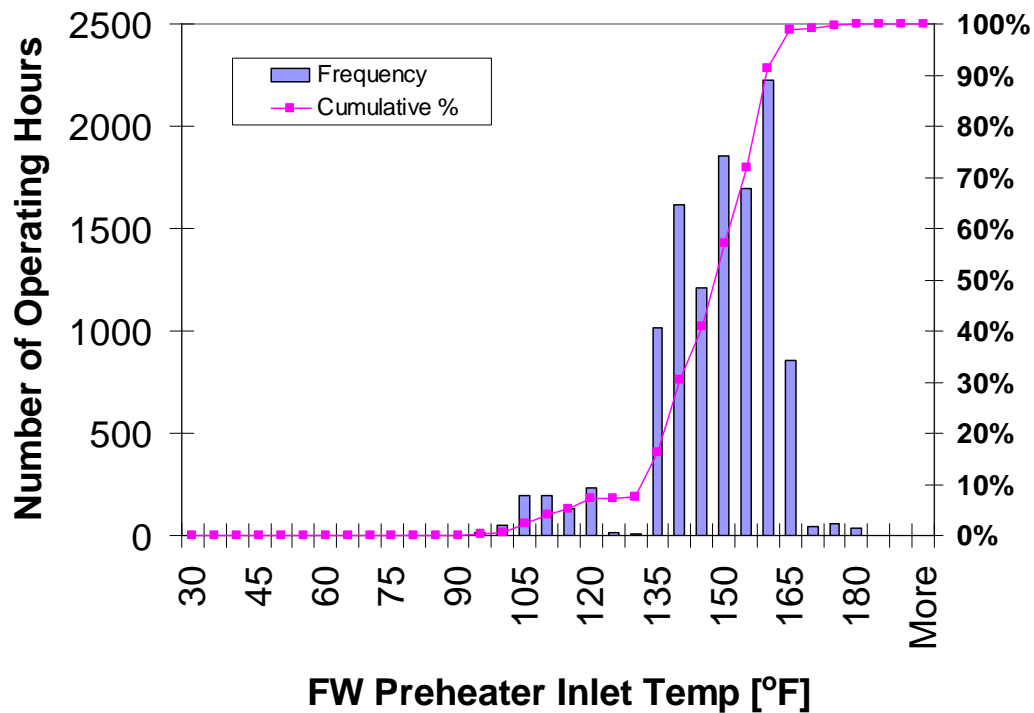


Bild 6-35. Betriebsgeschichte der Vorwärmerzuleitungstemperatur

6.3.9 Empfehlungen

Aufgrund des Korrosionsprozesses, der als Ursache für die undichten Stellen im untersuchten Rohrstück erkannt wurde, ist es sehr wahrscheinlich, dass in naher Zukunft andere Rohre im Vorwärmer Schäden zeigen werden. Es wurden daher die folgenden Ratschläge erteilt :

1. Durchführung einer Inspektion der gesamten Vorwärmerrohre, um das Ausmaß der Korrosion festzustellen. Stromaufwärtige Rohre können auch betroffen sein. Ziehen Sie Inspektionen von gleichen Anlagen mit ähnlichen Betriebsgeschichten in Betracht.
2. Abwägung der Reparatur/Ersatzmöglichkeiten, wenn das gesamte Ausmaß des Schadens bekannt ist.
3. Sicherstellen, dass die Rohrtemperatur immer über der für den Schwefelgehalt des Brennstoffs empfohlenen Metalltemperatur bleibt. Hierzu kann es notwendig sein, die Vorwärmerzuleitungstemperaturen zu erhöhen oder die Auslegung der Anlage zu modifizieren.
4. Kein Betreiben der Anlage mit undichten Stellen über einen längeren Zeitraum.
5. Identifikation und mögliche Eliminierung der Quelle für die Chlorverunreinigungen. Luftverschmutzung und Staub können mögliche Quellen sein.