



STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Autenetiska rostfria stål som överhettningmaterial i kolpulver- eldade kraftverk - Litteraturstudie

Börje Grönwall

Austenitiska rostfria stål som överhettarmaterial i kolpulvereldade kraftverk - Litteraturstudie

Börje Grönwall, Studsvik Energiteknik AB

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING
BOX 6405 · 113 82 STOCKHOLM · TEL. 08/ 34 09 80

Oktober 1986
ISSN 0282-3772

AUSTENITISKA ROSTFRIA STÅL SOM ÖVERHETTAR-
MATERIAL I KOLPULVERELDADE KRAFTVERK -
LITTERATURSTUDIE

Börje Grönwall

x



x

4544A

HUVUDINNEHÅLL

Både i England, USA och Tyskland förekommer austenitiska rostfria stål i fossilt eldade kraftverks överhettare. I Sverige däremot används i motsvarande komponenter enbart ferritiska krommolybdenstål. Orsaken till att de svenska verken ej använder austenitiska rostfria stål beror dels på lägre ångtemperatur och dels på skadefall som inträffade under 1950-talet. Vid Jernkontorets konferens 1959 redovisades skadefall av typ spänningskorrosion och rekommenderades att austenitiska rostfria stål ej borde ingå som konstruktionsmaterial i industriångpannor.

Vid ångtemperaturer över 550 - 565°C har de austenitiska rostfria stålen jämfört med ferritiska stål bättre hållfasthet samt större hårdighet mot oxidation och allmän korrosion. Austenitiska stål har även bättre svetsbarhet än ferritiska stål. Spänningskorrosionsrisken vid torr ånga är obefintlig. Dock måste i samband med stillestånd och uppstarter åtgärder vidtas så att syrehalten behålles låg och anrikning av salter undvikas. Hänsyn till de austenitiska stålens större längdutvidgningskoefficient måste beaktas vid konstruktionen. Vid svetsförband mellan austenitiska och ferritiska stål är valet av tillsatsmaterial viktigt så att god funktionsstabilitet kan uppnås. Behovet av avspänningsglödning av kallbearbetade rörböjar och svetsförband är beroende av stålsort och kallbearbetningsgrad.

Den varierande drift som förekommer vid spetslastverk medför stora påkänningar både ur korrosions- och utmattningssynpunkt, vilket gör austenitiska stål mindre lämpliga.

Denna rapport är en revidering av rapporten EI-85/109.

Sökord: Stainless steels, Ferritic steels, Superheaters, Coal, Power Plants, Stress Corrosion, Thermal expansion.

AUSTENITIC STAINLESS STEELS AS SUPERHEATER
MATERIAL IN COAL POWDER FIRED POWER PLANTS -
A LITERATURE REVIEW

Börje Grönwall

X

X

4544A

SUMMARY

In Great Britain, USA as well as in Germany austenitic stainless steels are used in the superheaters of fossil fired boilers. In Sweden, however, only ferritic chromium - molybdenum steels are used in these components. The reason why the Swedish power companies do not use austenitic stainless steels depends partly on the lower steam temperatures prevalent in the Swedish superheaters and partly on failures that occurred in the nineteen fifties. At the Swedish Ironmaster's conference in 1959 failures due to stress corrosion cracking were discussed, and it was recommended that austenitic stainless steels should not be used in industrial boilers.

At temperatures above 550-565°C the austenitic stainless steels possess improved strength, better resistance to oxidation, good general corrosion properties, and good weldability compared with ferritic steels.

The risk of stress corrosion cracking in dry steam is non-existing. However, in connection with shutdowns and startups measures must be taken to maintain low oxygen content and to prevent enrichment of salts. The higher expansion coefficient of austenitic stainless steels must be considered in the design. The choice of filler metal for dissimilar joints between austenitic and ferritic steels is important in order to ensure a good functional stability. The need for stress relieving of cold-worked bends and weldments is dependent on the steel grade and the rate of deformation.

The operational variations that occur in load-following power stations lead to high strains from a corrosion and fatigue point of view, making austenitic steels less suitable.

This report is a revision of the report EI-85/109.

1986-03-26

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	<u>Sida</u>
1. BAKGRUND	3
2. INVÄNDIG KORROSIONSRISK	4
2.1 Inträffade haverifall	4
2.1.1 Hallsta Pappersbruk	4
2.1.2 Chemische Werke Hüls	4
2.1.3 Västtyskt ångkraftverk	5
2.1.4 Kommentarer till ovan relaterade skadefall	6
2.2 Krav på vattenbehandling	6
2.3 Vattenbehandling vid avställning	9
2.4 Betning och kemisk rengöring	10
2.4.1 Betning av nya pannor	10
2.4.2 Rengöring av gamla pannor	10
2.5 Vattenkvalitet vid provtryckning	11
3. TERMISK UTMATTNING OCH DEFORMATIONER	12
4. TILLVERKNING	15
5. UTLÄNDSKA ERFARENHETER	17
5.1 Engelska kraftverk	17
5.2 Västtyska kraftverk	18
5.3 Normerade krav på rörtillverkning	21
5.4 Finska sodapannor	22
6. SLUTSATSER	24
7. TILLKÄNNAGIVANDE	26
REFERENSER	27
TABELLER	

1986-03-26

1. BAKGRUND

Inom Värmeforsk har önskemål framförts om en mera djupgående analys än projekt M23 ger, av varför austenitiska stål ej kommit till större användning som överhettarmaterial i svenska ångpannor och vad en introduktion av dessa legeringar skulle medföra, innan man gör några korrosionsförsök i laboratoriemiljö. Därför har detta begränsade projekt upplagts som en litteraturstudie.

Vid val av överhettarmaterial måste hänsyn tas främst till hållfastheten vid drifttemperaturen. Materialets känslighet för temperaturförändringar är en annan faktor. Korrosionshårdigheten mot rökgaser och vattensidiga angrepp måste likaså beaktas. Om anläggningen är av typen spets- eller baslastverk (1) har betydelse med tanke på temperaturcykling och miljövariationer. I föreliggande studie har huvudvikten lagts vid följande frågor:

- Invändig spänningskorrosionsrisk.
- Rapporterade haverifall och orsaksanalyser. Ställs speciella krav på a) vattenbehandling? b) i samband med avställning? c) kemisk rengöring eller betning? d) provtryckning?
- Termisk utmattning och deformationer av överhettarslingor under drift till följd av den större längdutvidgningen i värme.
- Tillverkning.
- Kan austenitiska material avsedda för överhettare kall- och varmformas i samma utsträckning som Cr/Mo-stålen utan efterföljande värmebehandling?

Introduktion av austenitiska legeringar i överhettare måste också bedömas mot bakgrunden av de erfarenheter man har av ferritiska stål och vilka ångdata framtida kolkraftverk kommer att ha.

1986-03-26

2. INVÄNDIG KORROSIONSRISK

2.1 Inträffade haverifall

2.1.1 Hallsta Pappersbruk

Vid Hallsta Pappersbruk (tryck 125 bar, ångtemp 530°C) inträffade 1958 spänningskorrosion i överhettartuber och fördelningsrör tillverkade i austenitiskt rostfritt stål av typ 16Cr 13Ni 1Nb. Egenspanningar i kallbearbetade rörböjor och förorenat vatten bedömdes vara orsaken till den transkristallina sprickningen (1-3). Närvaro av klorider kunde påvisas (2-4).

I en svets i en överhettarslinga fanns bristningar som i huvudsak var interkristallina. Det var troligtvis fråga om varmsprickor uppkomna vid svetsningen (3, 5). 16Cr 13Ni 1Nb-stålet är känsligt för varmsprickning.

Interkristallin spänningskorrosion kan emellertid även inträffa i högtemperaturvatten. Därvid är den kombinerade inverkan av syre och klorider, såsom senare påvisas, av avgörande betydelse.

2.1.2 Chemische Werke Hüls

I det ångkraftverk som 1956 togs i drift vid Chemische Werke Hüls i Tyskland hände ett svårartat fall av transkristallin spänningskorrosion (6). Det var för övrigt den första överkritiska pannan med tryck 300 bar och ångtemperaturen 600°C, vilket möjliggjordes genom att använda austenitiskt rostfritt stål vid godstemperaturer av 510°C och högre. Följande austenitiska stål förekom i detta verk som konstruktionsmaterial:

X 8 Cr Ni Nb 16/13,
X 8 Cr Ni Mo Nb 16/16,
X 8 Cr Ni Mo VNb 16/12 och
X 8 Cr Ni Mo BNb 16/13.

1986-03-26

Det var alltså stål av typen 16 Cr, 12 - 16 Ni, Nb-stabiliserade med Mo 0-5 % och V 0-0.8 %. Även N- och B-tillsatser fanns i ett par av stålen.

På grund av en serie felmanövreringar och försummelser i matarvattenberedningen i kombination med en tillfällig avstängning av kraftverket matades ett matarvatten med 140 mg/l NaOH in i pannan. Senare konstaterades att NaOH-lösningen späts ut med klorid-haltigt vatten. Sprickorna var transkristallina och fanns endast på ställen där extra spänningar härrörande från svetsning, kallbäckning (vid grövre rör) och några klammerförbindningar uppstått. Vidare var skadorna lokaliserade till ställen där ångtemperaturen varit 405 - 430°C.

2.1.3 Västtyskt ångkraftverk

1978 uppstod spänningskorrosion i skottöverhettaren i en 320 MW panna i Västtyskland. Pannan arbetade vid 555°C och 230 bar. Under revision och regenerering av kondensatreningssystemet hade natronlut trängt ner i pannans vattenångakretslopp och förorsakat spänningskorrosion (7). Det var nyinstallerade, kallbäckade rörböjar och svetsade rör tillverkade i det austenitiska stålet X 8 Cr Ni Nb 16/13 som blev angripna. Äldre böjar och svetsar klarade sig på grund av relaxation. Hårdigheten mot spänningskorrosion kan förbättras genom avspänningsglödning men det är mera ekonomiskt att vidta säkerhetsarrangemang som hindrar natronlut att komma in i systemet. I det ferritiska 12 % kromstålet uppstod inga skador (7).

1986-03-26

2.1.4 Kommentarer till ovan relaterade skade- -----fall-----

I samband med föreliggande litteraturstudie har flera personer intervjuats. Utan undantag har på frågan om varför inställningen i Sverige är skeptisk gentemot austenitiskt stål hänvisats till Hallstaviks- och Hülfsfallet. T Simmons framhöll vid Jernkontorets konferens 1959 att inom Holmens Bruk fanns den definitiva åsikten att austenitiskt rostfritt stål inte lämpade sig för industrins ångpannor (4). Samtliga tre fall av spänningskorrosion har dock enbart berott på felfunktioner som gjort miljön korrosiv. Ehuru författarna av haverirapporten enligt punkt 2.1.3 inte uttrycker det i klartext måste sprickningen i den västtyska ångpannan ha skett genom alkalisk spänningskorrosion (7).

2.2 Krav på vattenbehandling

VGBs riktlinjer för matar- och pannvatten framgår av Tabellerna A.1 och A.2. Syrehalten begränsas till 20 ppb men erfarenheterna från modern vattenreningsteknik gör det möjligt att hålla lägre halter. För alkalisering rekommenderar VGB flyktiga alkaliseringsmedel. Natriumhydroxid bör med tanke på alkalisk spänningskorrosion undvikas, särskilt vid höga tryck (9).

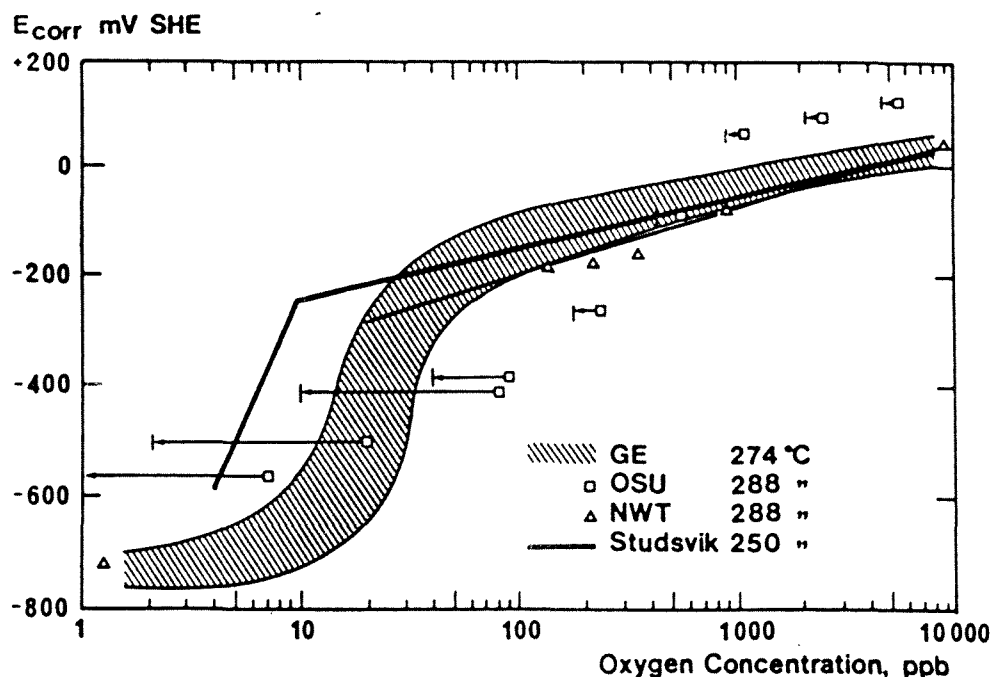
Eftersom kloridspänningskorrosion är den vanligaste korrosionstypen på ång-vattensidan skall förutsättningarna för denna korrosionstyp beröras något mera ingående.

De huvudsakliga miljöparametrarna i högtemperaturvatten är ur korrosionssynpunkt syrehalt, kloridhalt och temperatur. Spänningskorrosionen i klorid-

1986-03-26

haltiga lösningar är vanligen transkristallin men för sensibiliserat austenitiskt rostfritt stål och låg kloridhalt kan den vara interkristallin.

Av Figur 1 framgår att korrosionspotentialen, E_{corr} , för rostfritt stål av typ AISI 304 är i hög grad beroende av syrehalten. Om korrosionspotentialen är tillräckligt låg svarande mot en syrehalt lägre än 10 ppb uppstår inte spänningskorrosion. Tendensen gäller även vid högre temperaturer.



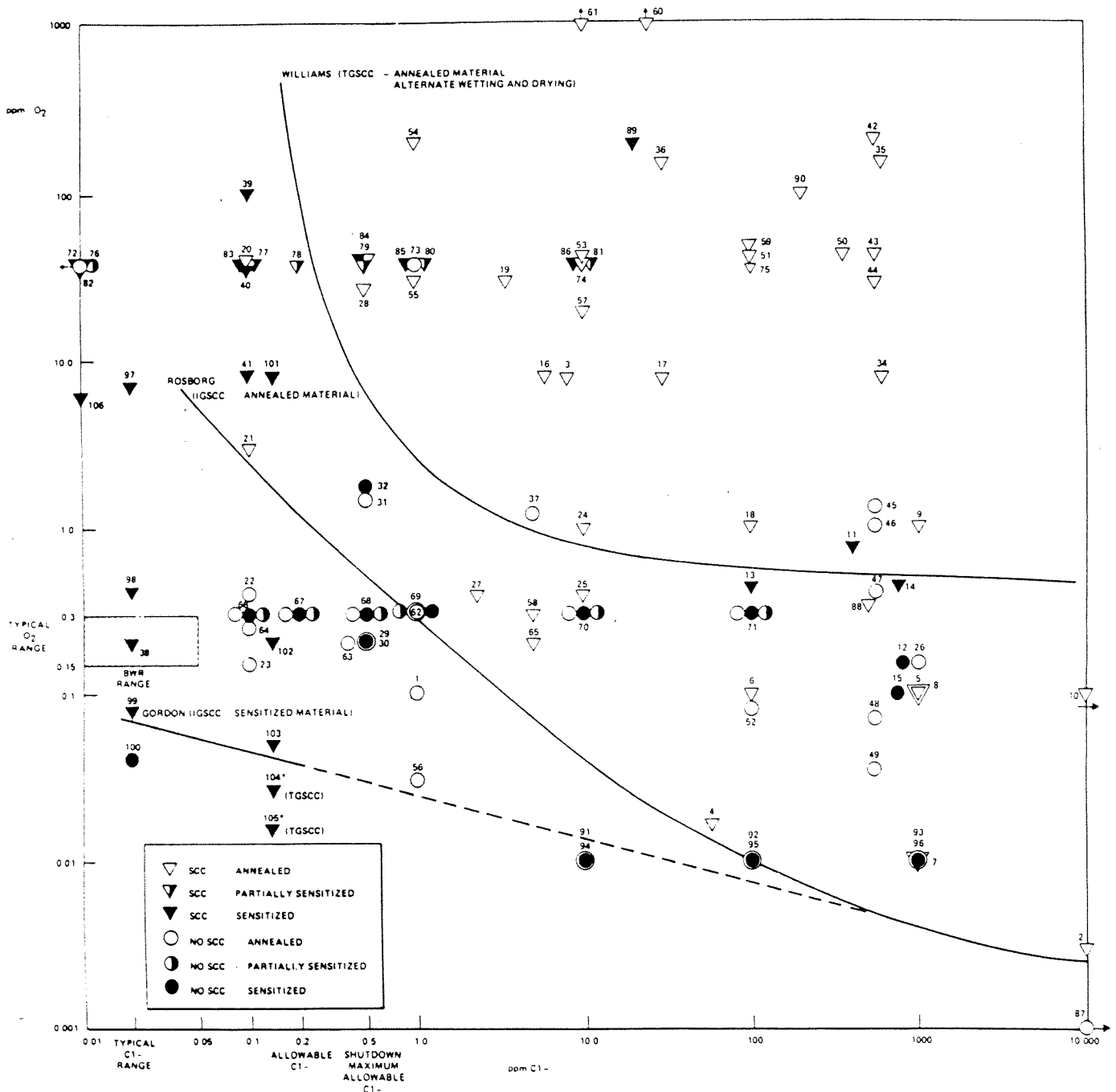
Figur 1

Samband mellan syrehalt och korrosionspotential för stål av typ AISI 304 i högtemperaturvatten (10).

Hübner och Rosborg har sammanställt data om spänningskorrosion i högtemperaturvatten (över 250°C) och presenterat dem i ett diagram (11). B Gordon har uppdaterat diagrammet (12), Figur 2. Den s k Rosborg-kurvan visar syrets dominanta roll på spänningskorrosion i kloridlösningar. När syrehalten sjunker under 10 ppb uppträder inte ens vid 100 ppm klorider spänningskorrosion.

1986-03-26

Ytterligare framgår av diagrammet att det är till fördel att materialet inte är sensibiliserat. Det bör observeras att kurvorna gäller för glödgat d v s upplösningsbehandlat material utan egen-spänningar.

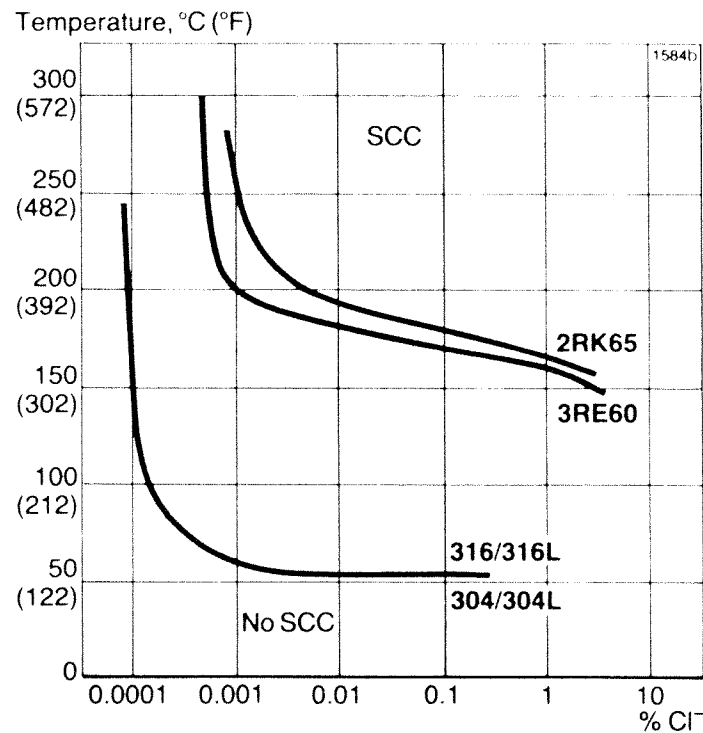


Figur 2

Inverkan av syre och klorid på spänningskorrosion av austenitiska rostfria stål i högtemperaturvatten (12).

1986-03-26

En höjning av temperaturen i intervallet 50-200°C verkar starkt accelererande på korrosionen men i området 200-300°C är effekten rätt liten (Fig 3)



Figur 3

Praktiska erfarenheter av spänningskorrosion i värmeväxlartuber av rostfritt stål (13).

2.3 Vattenbehandling vid avställning

Större kraftverkspannor körs kontinuerligt och avställningar uppkommer endast beroende på revisioner, rengöring och driftstörningar. För att undvika stilleståndskorrosion torrlägg vanligen de olika systemen. Det är av vikt att inte vattensamlingar som kan ge upphov till anrikning genom indunstning blir kvar i rörslingor. Genom att

1986-03-26

fylla systemen med kvävgasatmosfär eller varm luft hålls korrosiviteten nere. I samband med uppstarter kan man med hjälp av separata avgasare arbetande vid tryck och med matarvattentank rymmande ett förråd av avgasat vatten för minst 10 minuters drift leverera syrefritt vatten till pannan.

2.4 Betning och kemisk rengöring

2.4.1 Betning av nya pannor

Ferritiska stål betas rena från glödska, rost och svetsstänk för att få metalliskt rena ytor som en förutsättning för att skyddande magnetitskikt skall kunna bildas. Betningen sker med fluorväte eller klorväte-fluorväteblandningar. Efter betningen sker en rengöring med citronsyra som neutraliseras med ammoniak. I den avslutande behandlingen ingår oxidationsmedel (14, 15).

Austenitiska material behöver inte betas i samband med montage om svetsningen utförts med effektivt rotskydd. Ibland kan det vara besvärligt, t ex vid långa rörledningar, att skydda rotsidan från oxidation. Oxid på rotsidan innebär i kloridhaltig miljö risk för punktfrätning (16). Eventuell betning utförs vanligen med salpetersyra-fluorväteblandningar. Saltsyra är mindre lämpligt.

2.4.2 Rengöring av gamla pannor

Med tiden bildas i eldstad och förångare beläggningar på tubernas insida. Dessa beläggningar består i huvudsak av magnetit, hämatit och pannsten. I överhettaren sker däremot enbart en oxidation av metallen. Efter lång drifttid kan oxidskiktet uppnå en sådan tjocklek att kemisk borttagning av oxidskiktet blir nödvändig (17, 18). Detta för

1986-03-26

att undvika överhettning som kan leda till högtemperaturbrott (19). Ekonomiser, förångare och eldstad brukar rengöras vart femte år, medan rengöring av överhettare sker mera sällan (14).

Ferritiska stål i sodapannor och kraftverkspannor rengörs vanligen med saltsyra respektive fluorväte (14).

På austenitiska stål i överhettare bildas svår-lösliga krom- och nickelferriter som måste behandlas först med oxiderande kemi och därefter med organiska komplexbildare (20). I övergången mellan ferritiskt och austenitiskt stål finns risk för galvanisk effekt och särskild försiktighet måste iakttas.

Även om det är möjligt att finna en kemikalie som passar samtliga system med olika beläggningar, så är det billigare och snabbare att sektionera och behandla de olika systemen var för sig. All rengöring avslutas med sköljning med dejonat tills ledningsförmågan är mindre än $1 \mu\text{S}/\text{cm}$.

2.5 Vattenkvalitet vid provtryckning

I ångpannenormerna av 1969 finns bestämmelser om viskositeten men inte om vattenkvaliteten ur korrosionssynpunkt vid provtryckning. För kolstål medför vatten med högre ledningsförmåga en viss allmän korrosion men vid austenitiskt rostfritt stål bör ett renare vatten, typ matarvatten, användas för att undvika anrikning av föroreningar vid eventuell indunstning och lokal korrosion. Kloridhalten måste bringas till tidigare angiven låga nivå innan drifttemperaturen uppnås, se punkt 2.2.

1986-03-26

3. TERMISK UTMATTNING OCH DEFORMATIONER

Det är inte känt att termisk utmattning skulle ha lett till haverier i austenitiska överhettarslingor. I samband med avställning kan flexibla upphängningar "frysa" och ge upphov till deformationer av rör. När driften återupptas fungerar upphängningarna vanligen åter (21). I finska soda-pannor har mindre sprickbildningar inträffat, se punkt 5.4.

Införandet av austenitiska stål i överhettare medför blandskarvar. I överhettarens och mellanöverhettarens slutsteg används austenitiska stål, medan i de tidigare stegen där temperaturen är lägre det räcker med ferritiska stål. Genom denna materialsammanblandning blir det nödvändigt att förbinda austenitiska och ferritiska stål med varandra genom svetsning och sålunda uppstår blandskarvar eller artolika svetsförband.

Vid svetsning används antingen nickelbaslegerat eller järnbaslegerat tillsatsmaterial. Förband svetsade med nickelbaslegerade tillsatsmaterial har längre livslängd (22), men vid svetsning finns risk för varmsprickning (23).

I kärnkraftverk förekommer tusentals blandskarvar men på grund av rådande låga temperaturer blir påkänningarna måttliga och funktionsstabiliteten är tillfredsställande.

I fossilt eldade kraftverk, där temperaturerna är högre, har däremot skadefall inträffat. Egenspanningar samt primära och sekundära systemspänningar har lett till sprickning i övergången mellan det ferritiska grundmaterialet och det austenitiska

1986-03-26

svetsgodset. Egenspänningarna härrör från skillnader i materialens längdutvidgningskoefficienter. Skador uppstår vid hög temperatur och särskilt vid temperaturcykling. Primära systempåkänningar tillkommer på grund av egenvikt och inre övertryck. Sekundära systempåkänningar uppkommer genom hämmad termisk expansion (22).

Dessutom sker en koldiffusion från det ferritiska grundmaterialet till det austenitiska svetsgodset, varigenom mikrostrukturerna i området förändras. Typiskt för sprickningen är att den sker lågduktigt vid smältgränsen mellan det ferritiska stålet och det austenitiska svetsgodset. Somliga anser att huvudorsaken till sprickbildningen är koldiffusionen och bildandet av helferritiska zoner (24), men det finns också exempel på att sprickor följer karbider utskilda i ett plan (22).

I en studie rapporteras att av 120 ferrit-austenitförband från 10 olika designer har 31 haft sprickor. Förband svetsade med nickelbaseelektroder har hittills klarat sig utan några ytsprickor. Denna typ av svetsförband provas medelst penetrant och då kan enbart ytsprickor upptäckas (24).

Av haveristatistik som gjorts i England om fossilt eldade kraftverk har Wyatt och Evans dragit slutsatsen att mekaniska problem förorsakar haverier oftare än rökgassidig korrosion (25). Detta gäller under förutsättning att ångtemperaturen ej överstiger 565°C.

Konstruktionsreglerna vid tillverkning av komponenter i austenitiska stål är i stort desamma som vid användning av ferritiska material (26). Termisk expansion får inte hämmas. Tjockleksövergångar skall inte vara för abrupta. Skarpa kanter

1986-03-26

och anvisningar skall undvikas. Svetsförband skall inte placeras i områden med höga påkänningar. Om man bryter mot dessa regler kan det leda till sprickbildningar. Då de austenitiska stålen jämfört med de ferritiska har högre värmeutvidgningskoefficient och lägre värmeledningsförmåga har detta betydelse för hur de termiska rörelserna styrs, för dimensioneringen av upphängningsanordningar och för beaktande av transienter. Vid höga värmespänningar för komponenter med olika vägg-tjocklekar och stora materialanhopningar finns risk för utmattningsrisk.

1986-03-26

4. TILLVERKNING

Frågan om glödgning av kallbearbetade austenitiska rörböjar är befogad ur åtminstone två synpunkter. Kallbearbetning påverkar både korrosions- och krypegenskaper. Särskilt hårdigheten mot spänningskorrosion minskar med ökande kallbearbetning. I Hallstaviksfallet var orsaken till den inträffade spänningskorrosionen kallbearbetning (2-4). I reaktorvatten (BWR) uppstod i en starkt kallbearbetad rörböj interkristallin spänningskorrosion (27).

Vid överhettarens drifttemperatur sker utskiljningar och omvandlingar som inverkar på krypegenskaperna. H Törnblom har undersökt behovet av värmebehandling till följd av kallbearbetning av överhettarrör (28). Det visade sig därvid att i det niobstabiliserade austenitiska stålet SS 23 38 utskildes duktilitetsnedsättande sigmafas i kallböckade rörböjar när de utsattes för 500-650°C temperatur. Det fanns en kritisk kallbearbetning av 20 % som förde till endast 5 % krypduktilitet (29). 30-40 % reduktionsgrad medförde rekristallisation och krypegenskaperna kom nästan i paritet med upplösningsbehandlat material. Samtidigt som duktiliteten minskade ökade kryphållfastheten. Avspänningsglödgning vid 850°C efter kallbearbetning minskar effekten något men eliminerar den inte helt.

I de martensitiska stålen SS 22 03 och Werkstoff Nr 1.4935 erhålles en kraftig försämring av kryphållfastheten efter kallbearbetning. Denna försämring kvarstår för alla deformationsgrader till stor del efter avspänningsglödgning (29).

1986-03-26

Jesper anser att austenitiska rostfria rörböjar som kallbearbetats inte behöver avspänningglödgas (30).

På sextiotalet krävde användarna glödning av de austenitiska stålen både efter kallbearbetning och svetsning. Orsaken till detta var att skador uppkomna genom transkristallin spänningsskorrosion ingav farhågor och man löste problemet på detta sätt. En undersökning visade att inte ens 10 000 timmar vid 650°C förde till tillräcklig avspänning så att prov klarade ett MgCl_2 -test.

Genom att vattenbehandlingen blivit bättre behöver man inte frukta för transkristallin spänningsskorrosion och därför anses inte värmebehandling vara erforderlig. Vid användning av ostabiliserade austenitiska stål kan som regel en värmebehandling efter svetsning eller kallbearbetning uteslutas (26). De höglegerade CrMo-stålen måste som bekant glödgas efter svetsning.

1986-03-26

5. UTLÄNDSKA ERFARENHETER

5.1 Engelska kraftverk

Högsta ångtemperaturen för engelska kol- och oljeeldade kraftverk är 565°C respektive 540°C. I överhettare används austenitiska rostfria stål av typ AISI 316 (65 % av totala mängden austenitiskt stål), 321, 347, Esshete 1250 och Sandvik 12R72 (31). Det har uppskattats att ca 425 km AISI 316 tuber är installerade i överhettare och mellanöverhettare i 37 koleldade ångpannor i CEGB Midland Region Power Stations (32). Som överhettar- och mellanöverhettarmaterial har 316-stålet fungerat utmärkt. Riktanalyser för ovannämnda stål framgår av Tabell A.3, medan driftserfarenheter finns redovisade i Tabellerna A.4 och A.5. Den vanligaste skadeorsaken har varit rökgassidig korrosion som berott på aggressivt kol innehållande över 0.4 % klor.

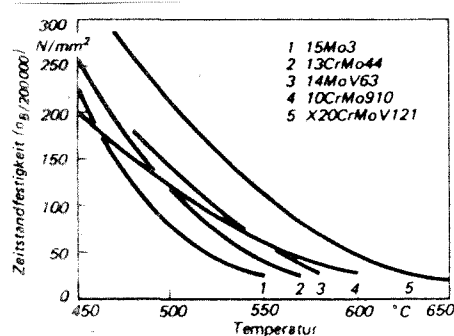
Enligt Williams förekommer sigmafas i svetsgods men inga skadefall har rapporterats förorsakade av detta (31). Vid svetsning försöker man välja tillsatsmaterial med stabil austenit för att undvika för hög halt av ferrit, som under drift kan omvandlas till sigmafas. Även sensibilisering sker, men i torr ånga vållar detta inga olägenheter.

Det finns emellertid undersökningar som visar att snabb korrosion kan förorsakas av smälta beläggningar på tuber. Hög alkalihalt och klor i kolet gynnar bildning av beläggningar. Om svavelhalten är hög så kommer den vid förbränningen bildade SO₃-gasen att reagera med alkalimetaller och bilda komplexa sulfater. Alkalisulfater och pyrosulfater har så låga smältpunkter att smälta beläggningar bildas på överhettare och panntuber (25).

1986-03-26

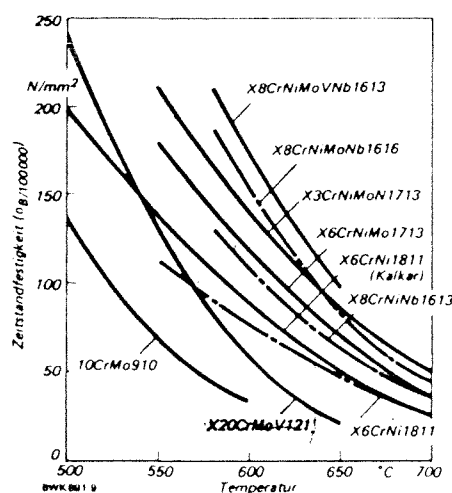
5.2 Västtyska kraftverk

Analysen hos aktuella material använda vid västtyska kraftverk finns redovisade i Tabell A.6. Krypbröttgränsen för olika varmhållfasta ferritiska och austenitiska stål framgår av Figur 4 och Figur 5. I stort är varmhållfastheten proportionell mot legeringshalten.



Figur 4

Krypbröttgränser för ferritiska stål vid olika temperaturer (33).



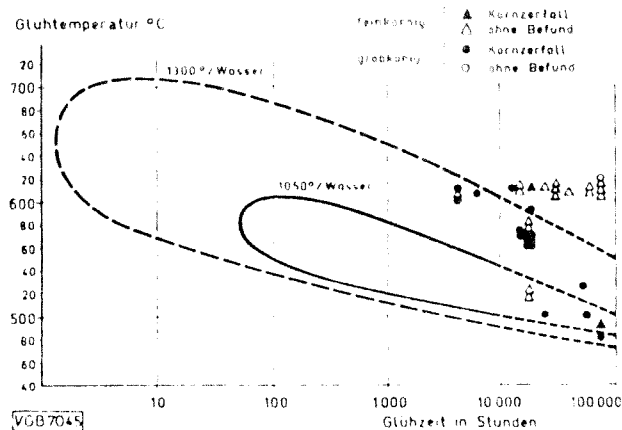
Figur 5

Krypbröttgränser för austenitiska stål vid olika temperaturer (33).

1986-03-26

De austenitiska stålen är från varmhållfasthets-synpunkt bättre än de ferritiska stålen vid temperaturer över 560°C. Vid höga ångtemperaturer över 550°C används sedan 1951 X 8 Cr Ni Nb 1613, men på senare tider har tuber av detta material bytts ut mot det ostabiliserade X 3 Cr Ni Mo N 17/13/5-stålet (30). Orsaken till att det niob-stabiliserade stålet användes är dels den goda kryphållfastheten, dels strävan att undvika sensibilisering (34).

Det har emellertid visat sig att efter upplös-ningsbehandling vid hög temperatur (1 300°C) utskiljs även i niobstabiliserade stål $M_{23}C_6$ -karbider vid drifttemperaturer. Om temperaturen för upplösningssbehandling sänks till 1 050°C krymper intervallet för sensibilisering, se Figur 6.



Figur 6

Tid-temperaturdiagram för interkristallin korrosion vid stål X 8 Cr Ni Nb 16/13 (26).

För att komma tillrätta med varmsprickningsproblemet finns uppgifter enligt Tabell A.7.

1986-03-26

I tjockväggiga komponenter av niobstabiliserade austenitiska stål har sprickning uppstått i svetspåverkade grundmaterial. På sådana ställen används hellre 12 Cr Mo-stål om temperaturen tillåter eller X 3 Cr Ni Mo N 17/13/5 (31).

I jämförelse med austenitiska stål är de höglegerade ferritiska kromstålen betydligt mera svårsvetsade, vilket framgår av följande fall. Överhettarrör av X 8 Cr Ni Nb 16/13 svetsades med nickelbaselektroder till en samlingslåda av 12 % kromstål. Då det svetspåverkade materialet hos detta kromstål är synnerligen sprött direkt efter svetsning måste avspänningsglödning utföras vid 750°C. Det är alltså det ferritiska stålet som kräver värmebehandling. Att det austenitiska stålet har lägre värmeledningsförmåga än ferritiska stål spelar ingen roll vid överhettartuber där godstjockleken är endast 4 - 5.5 mm (30).

Det bör framhållas att de flesta ångpannor i Tyskland har högsta ångtemperatur 530°C och följaktligen används då 12 % kromstål i överhettare (36).

Anläggningens karaktär av grund- eller spetslastverk har betydelse för korrosionen hos austenitiska stål. Vid kontinuerlig drift kan oxidskiktet utbildas, men vid ryckig körning kan partiell avskalning ske som ger upphov till lokaliserad korrosion (36).

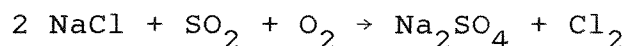
VGB anser att tyskarna har bättre pannkonstruktioner än USA och England enligt följande (37):

- Värmebelastningen i förbränningsrummet är lägre i de tyska anläggningarna än i UK- och USA-anläggningarna, $0.6 \cdot 10^6$ kcal/m²/h respektive $1.8 \cdot 10^6$ kcal/m²/h.

1986-03-26

- Gashastigheten över överhettarna är lägre i de tyska anläggningarna. Den är mindre än 12 m/s i dessa anläggningar jämfört med 16-19 m/s för motsvarande anglo-saxiska verk.
- Tyska kraftverk är ca 1/3 gånger dyrare i investerat kapital än motsvarande UK- och USA-kraftverk.

Tyskarna har enligt uppgift eldat kol med hög kloridhalt i sina pannor utan problem. De har ett kloridrikt kol i Saarbrücken. Förklaringen skulle vara att reaktionen



hinner gå helt åt höger före överhettarytorna i de tyska pannorna och skulle sedan inte längre ge några problem.

Tillgängligheten ligger ca 10 % högre i de tyska verken än i motsvarande UK- och USA-kraftverk.

5.3 Normerade krav på rörtillverkning (38)

Enligt ASME-koden skall alla austenitiska tuber levereras i värmebehandlat tillstånd. Värmebehandlingen skall med undantag av H-kvaliteter bestå av släckglödning (i vatten) från lägst 1 040°C (1 900°F).

Värmebehandling av kallbearbetat stål typ TP-321H skall ske vid lägst 1 090°C (2 000°F). Som bevis på att materialet har genomgått denna behandling skall kornstorleken bestämd enligt ASTM E 112 vara minst nr 7.

Alla H-kvaliteter skall användas i upplösningsbehandlat tillstånd. Om kallbearbetning ingår i tillverkningen skall upplösningsbehandlingen för TP-347H och TP-348H göras vid lägst 1 090°C och

1986-03-26

för TP-304H och TP-316H vid lägst 1 040°C. Om H-kvaliteten har varmvalsats skall upplösningsbehandlingen för TP-321H, TP-347H och TP-348 göras vid 1 050°C och för kvaliteterna TP-204H och TP-613H vid 1 040°C.

Analys och hållfasthet hos olika ASME-kodade stål för ångpannor framgår av Tabell A.8. I Tabell A.9 visas tillåtna spänningar, medan i Tabell A.10 skalningstemperaturen redovisas för några ferritiska och ett austenitiskt stål.

Motsvarande krav på värmebehandling finns även i andra nationella normer t ex Werkstoffblatt DIN 17456, DIN 17458 och DIN 17440.

5.4 Finska sodapannor

I de lägst belägna böjarna i sekundär och tertiär överhettare i finska sodapannor har efter 1977 börjat användas austenitiska rostfria stål av typ AISI 347, 316 och 321 (39). Miljön är mycket aggressiv på dessa ställen och det har i ett par undersökningar visats att de austenitiska rostfria stålen har bättre korrosionsresistens än de tidigare använda ferritiska stålen (40, 41).

I två olika verk har emellertid skador i form av sprickor uppstått i ovannämnda böjar av austenitiskt stål. I det ena fallet uppkom ganska snart efter starten sprickning som initierades från tubernas inneryta. Sprickorna var transkristallina och förgrenade vilket är typiskt för kloridspänningskorrosion. Några klorider kunde dock inte påvisas på brottytan och dess omedelbara närhet. Materialet var inte sensibiliserat men vid tubernas insida, och endast där, fanns tecken på

1986-03-26

plastisk deformation. Under pannans igångsättning uppstår i tubväggen en temperaturgradient så att dragspänningar byggs upp vid tubens inneryta. En temperaturgradient på 100°C är tillräcklig för att initiera sprickning. När sprickorna väl uppstått propagerar de med en hastighet av $10^{-8} - 10^{-7}$ m/s.

Enligt Ahlers hade sodapannans vägg tuber rengjorts med en lösning bestående av citronsyra och klorväte och sannolikt hade kloridångor trängt fram till överhettaren och förorsakat korrosion (41). Detta hade skett trots att vanliga skyddsåtgärder hade iakttagits vid rengöringen.

I det andra fallet hade rökgassidan rengjorts med en rysk metod, genom vattensotning. Sedan metoden tillämpats i fyra år (3 - 4 gånger pr dygn) uppstod av de termiska chockerna 0.1 mm djupa sprickor i de austenitiska böjarna. Trots att sprickdjupet var så ringa återgick man till att utföra sotningen med ånga (42).

1986-03-26

6. SLUTSATSER

Austenitiska rostfria stål är lämpliga för överhettarrör när ångtemperaturen överstiger 550° - 565°C. Materialval i amerikanska, japanska och västtyska kolkraftverk med höga ångdata har ingående behandlats av Häggblom (43). Svenska tillverkare av koleldade kraftverk har idag inga planer på att höja ångtemperaturen över 565°C (44). Avgörande för valet mellan ferritiska krom-molybdenstål och austenitiska stål blir den senare stålgruppens bättre varmhållfasthet. De höglegerade ferritiska stålen har jämfört med austenitiska stål en sämre svetsbarhet.

Faran för spänningskorrosion på ångvattensidan kan undvikas genom noggrant övervakad vattenbehandling. Ett övervakningssystem måste finnas som omöjliggör felfunktioner av den typ som redovisats under punkt 2.1. Under normal drift utsätts överhettarna enbart för torr ånga som är icke-korrosiv.

En viktig faktor vid materialval är frågan om verkets körsätt, dvs om det kommer att ingå i grund- eller spetsbelastning. Häftigheten hos eventuella temperaturchocker i samband med avställning varierar med panntypen. Vid igångkörning av en kall dompanna kommer kondenserande ånga att förorsaka kraftig uppvärmning inifrån och därmed höga värmespanningar. Vid tvångsgenomströmningsspanna finns möjlighet att värma vattnet försiktigt. Överhettarna behöver inte utsättas för värmechocker.

Det finns olika åsikter om behovet av värmebehandling av kallbearbetade rörböjar, men utan tvivel förbättras austenitiska ståls hårdighet mot transkristallin spänningskorrosion genom upplösningssbehandling. Kallbearbetning och

1986-03-26

värmebehandling kan beroende av stålsorten medföra utskiljning av intermetalliska faser som påverkar krypduktiliteten. Det finns kritiska kallbearbetningsgrader som vid drifttemperatur kan leda till otillåten duktilitetsminskning vid stabiliserade stål.

Att enbart genom materialval och värmebehandlingar gardera sig mot vattensidig spänningskorrosion är dyrbart. Därför strävar man efter att hålla vattenkemin under kontroll, vilket med den moderna vattenreningstekniken är möjligt. Det gäller framförallt att undvika felfunktioner genom ett välarbetande övervakningssystem.

Konstruktionsmässigt innebär de austenitiska stålens högre värmeutvidgningskoefficient och lägre värmeledningsförmåga att risken för höga termiska spänningar måste undvikas genom styrning av värmerörelserna och undvikande av skarpa anvisningar och snabba tjockleksändringar.

På rökgassidan gäller det att undvika smälta beläggningar enär annars snabbt förstörande korrosion kan ske.

Helst bör kol med låg halt av svavel, klor och alkali väljas (45). De austenitiska stålen har bättre hårdighet mot rökgaskorrosion än de ferritiska.

1986-03-26

TILLKÄNNAGIVANDE

F Bruno, E Eilersson, L Josefsson, S Henrikson
samt H Törnblom, medlemmar i Värmeforsks material-
grupp, tackas för givande diskussioner och syn-
punkter.

1986-03-26

REFERENSER

1. ÅSTRAND, L
Driftsförhållanden vid moderna ångkraftverk och deras inflytande på valet av överhettarmaterial.
Föredrag hållet vid Jernkontorets informationsmöte om spänningskorrosionsproblemet vid ångkraftverken 1959-05-05.
2. GRÖNWALL, B
Materialfrågor och driftdata i samband med spänningskorrosion på austenitiska överhettare i ångcentralen vid Hallstaviks Pappersbruk.
EI-85/10, 85-01-11.
3. LÖFBLAD, B
Materialfrågor i samband med spänningskorrosionsskador på austenitiska överhettare i ångcentralen vid Hallsta Pappersbruk.
Föredrag hållet vid Jernkontorets informationsmöte om spänningskorrosionsproblemet vid ångkraftverken 1959-05-05.
4. SIMMONS, T
Drifttekniska faktorer i samband med spänningskorrosionsskador på austenitiska överhettare i ångcentralen vid Hallsta Pappersbruk.
Föredrag hållet vid Jernkontorets informationsmöte om spänningskorrosionsproblemet vid ångkraftverken 1959-05-05.
5. GRÖNWALL, B
Undersökning av varmsprickkänsligheten hos nickelbaslegerade svetsgods.
Slutrapport till STU, beteckning 75-3742.
AE-MS-182, 1977-11-22.
6. ROSENDAHL, C H
Austenitiska stål i ångkraftverket i Hüls och erfarenheter från fall av spänningskorrosion.
Föredrag hållet vid Jernkontorets informationsmöte om spänningskorrosionsproblemet vid ångkraftverken 1959-05-05.
7. GLAHE, E, JESPER H och RESCH, G
Eindringen von Natronlauge in einen Wasserdampfkreislauf.
VGB Kraftwerkstechnik 58 (1978):2 p 11-117.

1986-03-26

8. Handbuch Wasser.
Vulkan-Verlag, Essen, 1979.
9. DAHL, L och DAHLGREN, T
Spänningskorrosion hos legerade stål i
alkaliska lösningar.
Slutrapport. STU-rapport del 1 och 2
NR 69-207/0135. December 1970.
10. ROSBORG, B
Critical potentials for intergranular
stress corrosion cracking of sensitized
Type 304 stainless steel in high tempera-
ture aqueous solutions.
Paper presented at IAEA Specialist's
Meeting on Corrosion and Stress Corro-
sion of Steel Pressure Boundary Compo-
nents and Steam Generators in Esbo,
Finland, on November 22-24, 1983.
11. HÜBNER, W and ROSBORG, B
Stress corrosion cracking of austenitic
Fe-Cr-Ni alloys in high temperature water
with and without chlorides.
Reviews on High-Temperature
Material 2 (1974):1/2 p 159-195.
12. GORDON, B M
The effect of chloride and oxygen on the
stress corrosion cracking of stainless
steels. Review of literature.
Material Performance 19 (1980):4 p 29-38.
13. BERNHARDSSON, S
SCC resistance of stainless steels -
laboratory data vs practical experience.
Paper presented at the NACE Corrosion/84
Conference, New Orleans, LA, USA,
April 1984.
14. PERSSON, L-Å
Hans Widstrands AB Ingenjörsfirma.
Personligt meddelande 1985-09-06.
15. STENSSON, S-Å
Hans Wistrand AB Ingenjörsfirma.
Personligt meddelande 1986-02-10.
16. Rotskyddsgasens inverkan på korrosions-
hårdigheten hos svetsar i rostfritt
stål.
IVF-Resultat 76618. September 1976.

1986-03-26

17. FALK, I
Bedömning av vattensidiga beläggningars betydelse för driftsäkerheten hos moderna kraftverkspannor.
Slutrapport. Projekt SVF K-25.
STUDSVIK/EB-82/1, 1982-01-11.
18. FALK, I
Avskalningsmetoder för bestämning av oxidmängden på vattensidan av panntuber.
SVF-113, September 1981.
19. GRÖNWALL, B et al
AB Statens Skogsindustrier, Lövholmens Bruk.
Sodapanna 2 - Tubbrott i upphängningsstag för bakvägg.
AE-MF-33, 1972-10-05.
20. ARVESEN, J
Studsvik Energiteknik AB.
Personligt meddelande 1986-03-07.
21. EKLUND, R B
Personligt meddelande 1985-08-08.
22. VISWANATHAN, R och ROBERTS, D A
Dissimilar weldments in fossil-fired power plants: Technical overview.
Proceedings: Seminar on Dissimilar Welds in Fossil-Fired Boilers, EPRI, New Orleans, February 23 - 24, 1984.
23. GRÖNWALL, B
Undersökning av varmsprickkänsligheten hos nickellegerade svetsgods.
Slutrapport. STU 75-3742. 1985-11-22.
24. ROWBERRY, TR, BAGNALL, B I and WILLIAMS, J A
Analysis of service experience with large austenitic ferritic steampipe joints in CEGB Midland Region Plant.
Proceedings of the conference Welding and Fabrication in the Nuclear Industry held in London 3 - 5 April 1979, p 247-255.
25. HOLM, T
Rökgassidig korrosion på pann- och överhettartuber vid koleldning - en litteraturstudie.
EI-82/142, 82-08-17.

1986-03-26

26. JESPER, H, KAES, H, KAUTZ, H R, SCHNEEMAN, K and SCHÜLLER, H-J
Erfahrungen in Hochtemperaturkraftwerken mit austenitischen Stählen und ihr Zukünftiger Einsatz.
VGB Werkstofftagung 1980.
27. GRÖNWALL, B
Interkristallin spanningskorrosion i kallbearbetad rörböj i SS-stål 2333.
EI-79/160-2, 79-12-03.
28. TÖRNBLOM, H
Behov av värmebehandling till följd av kallbearbetning av överhettarrör.
SVF-42, 1977.
29. WILHELMSSON P and TÖRNBLOM, H
Kryphållfasthet hos överhettarrör efter kallbearbetning.
SVF-96, 1980.
30. JESPER, H
Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG.
Personligt meddelande 1985-10-14.
31. WILLIAMS, J A
CEGB Marchwood.
Personligt meddelande 1985-09-20.
32. PLASTOV, B, BAGNALL, B I and YELDHAM D E
Service experience with AISI 316 steel components in CEGB Midlands Region Power Plant.
Proceedings of the conference Welding and Fabrication in the Nuclear Industry held in London 3 - 5 April 1979, p 239-246.
33. KESSLER, H
Heissdampfrohrleitungssysteme.
BWK 37(1985):3 p 93-100.
34. JESPER, H and KAES, H
Werkstoffprobleme beim Bau und Betrieb von fossilbefeuerten Dampferzeugern und Rohrleitungen.
VGB Kraftwerkstechnik 64 (1984):8 p 688-698.
35. MUESCH, H
Welding of Material Grade TP347 Mod.
Nuclear Engineering and Design 85(1985) p 155-161.
36. KAUTZ, H R
Grosskraftwerk Mainheim AG.
Personligt meddelande 1985-10-16.

1986-03-26

37. TARKPEA, P
Inventering av existerande och förväntade materialproblem i ångkraftverk. Erfarenheter, framtida pannkoncept. Reserapport. EI-82/212, 82-12-09.
38. FRENCH, D N
Metallurgical Failures in Fossil Fired Boilers.
John Wiley & Sons, New York.
39. AHLERS, P-E och JAAKKOLA, A
Experiences of austenitic superheater tube bends in Finnish recovery boilers. Black Liquor Recovery Boiler Symposium 1982. Helsinki August 31 - September 7, 1982, p D7/1-D7/5.
40. MOBERG, O
Recovery Boiler Corrosion International Seminar of Pulp and Paper Industry Corrosion Problems, Vol 1, National Association of Corrosion Engineers, Houston, 1974, p 125-136.
41. AHLERS, P-E
Influence of steel composition on corrosion resistance in black Liquor recovery furnaces.
Scandinavian Corrosion Congress, Trondhjem 1975, p 580-590.
42. AHLERS, P-E
Personligt meddelande 1986-02-07.
43. HÄGGBLOM, E
Materialval i kolkraftverk med höga ångdata.
EI-85/21, 85-02-18.
44. EILERSSON, T
Götaverken Energiteknik AB.
Personligt meddelande 1985-09-06.
45. BENGTSSON, U och BLOMQVIST, G
Slaggnig, fouling och korrosion vid koleldning. Litteraturstudie.
EB-84/73, 1984-09-20.

1986-03-26

Tabell A.1

Riktvärden för matarvatten (8).

Betriebsüberdruck	Durchlaufkessel und Einspritzwasser für Heißdampfkühler	Umlaufkessel	
		64 bar*)	80 bar und höher
Allgemeine Anforderungen	klar und farblos		
Leitfähigkeit $\mu\text{S/cm}$ bei 25 °C, im Durchfluß vor Ort bei ständig laufender Probenahme- stelle hinter stark saurem Kationenaus- taucher (gilt nur für CO ₂ -freie Wässer)	< 0,2	es sind die Richtwerte für Kesselwasser zu beachten	
	ohne Alkalisierung (neutrale Fahrweise): < 0,15		
p _H bei 25 °C	> 9 nur flüchtige Alkalisierungsmittel	> 9	> 9 wenn möglich, nur flüchtige Alkalisierungsmittel
	ohne Alkalisierung (neutrale Fahrweise): 6,5 bis 7,5		
Sauerstoff (O ₂) mg/kg	< 0,020	< 0,020	
	ohne Alkalisierung (neutrale Fahrweise): < 0,050		
Gesamt-Eisen (Fe) mg/kg	< 0,020	< 0,030	< 0,020
Gesamt-Kupfer (Cu) mg/kg	< 0,003	< 0,005	< 0,003
Kieselsäure (SiO ₂) mg/kg	< 0,020	es sind die Richtwerte für Kesselwasser zu beachten	
Gesamt-Kohlensäure (CO ₂) mg/kg	n. n.	< 25	n. n.
Härte mval/kg	n. n.	wenn kein vollent- salztes Wasser verwendet wird < 0,010	n. n.
KMnO ₄ -Ver- brauch mg/kg	möglichst < 5	möglichst < 10	möglichst < 5
Öl mg/kg	< 0,3	< 0,5	

*) Bei lokalen Wärmestromdichten > 230 kW/m² wird bei allen Druckstufen die Einhaltung der Richtwerte für 80 bar Betriebsüberdruck und höher empfohlen.

1986-03-26

Tabell A.2

Riktvärden för pannvatten under normaldrift (8).

Betriebsüberdruck	bar	64	80	110	125	> 160
Leitfähigkeit bei 25 °C, im Durchfluß vor Ort bei ständig laufender Probenahmestelle	µS/cm	< 2 500	< 300		< 50	
p-Wert	mval/kg	0,1 ÷ 1,0	< 0,3		< 0,1	
p _H -Wert bei 25 °C		10 ÷ 11	9 ÷ 10,5		9 ÷ 10	
Kieselsäure (SiO ₂)	mg/kg	< 8	< 4	< 1,8	< 1,2	< 0,3
Bei Phosphat-Dosierung: Phosphat (PO ₄ ^{'''})	mg/kg	< 15	2 ÷ 6			

Tabell A.3

Riktanalys hos några av de vanligaste överhettarmaterialen i England (vikt-%).

Beteckning	C	Si	Nm	Cr	Ni	Mo	V	Nb	B	Ti
AISI 316	≤ 0.08	≤ 1.0	≤ 2.0	16/18	10/14	2.0/3.0				
321	≤ 0.08	≤ 1.0	≤ 2.0	17/19	9/12					5xC
347	≤ 0.08	≤ 1.0	≤ 2.0	17/19	9/13			10xC		
Esshete 1250	≤ 0.15	≤ 1.0	6	15	10	1	0.15/0.40	0.75/1.25	0.003/0.009	
Sandvik 12R72	0.10	0.4	1.8	15	15	1.2			0.006	0.4

1986-03-26

Tabell A.4

AISI Type 316 Steel Superheater and Reheater Tubing in CEGB Midlands Region Power Station Boilers (32).

Station and Units	Component	Length, m per Boiler	Experience inc. max. running hours.	Station and Units	Component	Length, m per Boiler	Experience inc. max. running hours
West Burton Units 1-4	Penultimate reheater	750	59,000 hours	Ratcliffe 1 - 4	Secondary reheater	14000	After 30,000 hours progressive replacements to combat fire-side corrosion. Exfoliation of oxide in tube bores
Drakelow C9 and 10	Secondary superheater	8,000	50,000 hours. Early stress corrosion failures				
	Secondary reheater	11,000	50,000 hours. Localised f/s corrosion and overheating at thermocouple attachments				
	Platen superheater	6000	50,000 hours. Early bore intergranular attack.	Ironbridge B 1 - 2	Secondary superheater	15,000	50,000 hours
	Platen reheater	5000	50,000 hours. As platen superheater but with creep cracking from dormant stress corrosion		Secondary reheater	3000	50,000 hours
					Steam Division Wall	16000	50,000 hours Severe distortion due to thermal expansion problems after 20000 hours.
Drakelow C11	Secondary superheater	10,000	25000 hours				
	Secondary reheater	10,000	26,000 hours	Cottam 1 - 4	Secondary superheater	10,000	45,000 hours
Drakelow C12	Secondary superheater	10,000	41,000 hours		Secondary reheater	6000	45,000 hours
	Secondary reheater.	10,000			Platen superheater	6000	45,000 hours
Willington B5 and 6	Secondary Superheater	5000	79000 hours. Fireside corrosion contained by local replacements	High Marnham 1 - 5	Final and penultimate up to superheater 8000	various	As replacement for AISI type 347, various lives up to 100,000 hours.
Rugeley B6 and 7	Secondary Reheater	7000	43000 and 48000 hours.		Final and penultimate up to reheater 7000	various	To resist fireside corrosion replacing 2½Cr1Mo and various lives up to 80,000 hours.
Rugeley B6	Secondary Superheater	14000	43000 hours.				
Ratcliffe 1 - 4	Secondary Superheater	10000	56000 - 60000 hours replacements after 40000 hours due to fireside corrosion	Castle Donington 3 and 4	Secondary superheater	4000	56000 hours as replacement for AISI type 347
				Meaford B1-4	Secondary superheater	7000	72000 hours As replacement for AISI type 347. Some corrosion of Ni-rich filler in trans. joint

1986-03-26

Tabell A.5

Boiler Tube Failures in CEGB Midland Region Plant
in AISI 316 Steel (32).

Cause	Number	%
External Corrosion	52	35
Defective Welds	29	20
Mechanical Design Fault	15	11
Blockage	13	9
Miscellaneous unknown	14	10
Internal Corrosion	9	6
Sootblower Erosion	6	4
Mechanical Damage	4	3
Overheating	<u>3</u>	<u>2</u>
	145	100

Tabell A.6

Riktanalyser för några överhettarmaterial för tyska pannor i vikt-%

Materialbeteckning	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	V	N	B	Nb	B
14 Mo V 63	≤0.2	0.1-0.4	0.4-0.7	≤0.04	≤0.04			0.5-0.7	0.22-0.32				
X 20 Cr Mo V 121	~0.2	0.1-0.5	≤1.0	≤0.03	≤0.03	10-0-12.5	0.3-0.8	0.8-1.2	0.25-0.35				
X 8 Cr Ni Nb 1613	<0.1					16	13					>10C+0.4	
X 8 Cr Ni Mo V Nb 1613	<0.1					16	13	1.1-1.5	0.6-0.8	0.1		>10C+0.4	
X 8 Cr Ni Mo Nb 1616	<0.1					16	16	1.6-2.0				>10C+0.4	
X 8 Cr Ni Mo B Nb 1613	0.06					16	13	1.8				>10C+0.4	0.05
X 6 Cr Ni 1811	≤0.08	≤1.00	≤2.00	≤0.045	≤0.030	17-19	9-12						
X 6 Cr Ni Mo 1713	≤0.08	≤1.00	≤2.00	≤0.045	≤0.030	16-18.5	11.5-14.5	2.5-3.0					
X 3 Cr Ni Mo N 1713	≤0.07	≤2				16-18	12-14	2-2.5		>0.06			
X 3 Cr Ni Mo N 17135	≤0.04	≤2				16.5-18.5	12.5-14.5	4-5		0.1-0.2			

1986-03-26

Tabell A.7

Kemisk sammansättning i vikt-% hos icke varmsprick-
känsliga svetsgods av typ TP347.

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Nb	Co	Ref
max	max	max	max	max			max	max	
0.04	1.0	2.0	0.035	0.020	17/19	9/12	0.65	0.2	35
0.025*			0.015	0.008			0.35*		26

Tabell A.8

ASME-kodade stål för ångpannor (38). Analysvärden i vikt-%.

ASME specification	Carbon (min-max)	Mangan (min-max)	Kisel (min-max)	Nickel (min-max)	Krom (min-max)	Molybden (min-max)	Andra
SA-178	0.06-0.18	0.27-0.63					
SA-192	0.06-0.18	0.27-0.63	0.25				
SA-210A1	0.27	0.93	0.10				
SA-178C	0.35	0.80					
SA-106B	0.30	0.29-1.06	0.10				
SA-515-70	0.35	0.90	0.15-0.30				
SA-516-70	0.31	0.85-1.20	0.15-0.30				
SA-209-T1	0.10-0.20	0.30-0.80	0.10-0.50			0.44-0.65	
SA-213-T11	0.15	0.30-0.60	0.50-1.00		1.00-1.50	0.44-0.65	
SA-213-T22	0.15	0.30-0.60	0.50		1.90-2.60	0.87-1.13	
SA-213-TP304H	0.04-0.10	2.00	0.75	8.00-11.00	18.00-20.00		
SA-213-TP321H	0.04-0.10	2.00	0.75	9.00-13.00	17.00-20.00		Ti 0.60 Max
SA-213-TP347H	0.04-0.10	2.00	0.75	9.00-13.00	17.00-20.00		Ta 1.00 Max
SA-213-TP316H	0.04-0.10	2.00	0.75	11.00-14.00	16.00-18.00	2.00-3.00	
SA-240-304	0.08	2.00	1.00	8.00-10.50	18.00-20.00		
SA-240-321	0.08	2.00	1.00	9.00-12.00	17.00-19.00		Ti 0.70 Max
SA-240-347	0.08	2.00	1.00	9.00-13.00	17.00-19.00		Ta + Cb 1.10 Max
SA-240-316	0.008	2.00	1.00	10.00-14.00	16.00-18.00	2.00-3.00	

Tabell A.9

Tillåtna spänningar i N/mm² enligt ASME-koden (38).

ASME Material- beteckning	Högsta metalltemperatur								
	204°C	260°C	316°C	371°C	427°C	482°C	538°C	593°C	649°C
SA-178A	81.0	81.0	81.0	79.0	53.0	(30.0)	(9.0)		
SA-192	81.0	81.0	81.0	79.0	62.0	(34.0)	(10.0)		
SA-210-A1	103.0	103.0	103.0	99.0	74.0	(34.0)	(10.0)		
SA-178-C	103.0	103.0	103.0	99.0	63.0	(30.0)	(9.0)		
SA-106-B	103.0	103.0	103.0	99.0	74.0	(34.0)	(10.0)		
SA-515-70	121.0	121.0	121.0	114.0	83.0	(34.0)	(10.0)		
SA-516-70	121.0	121.0	121.0	114.0	83.0				
SA-209-T1	95.0	95.0	95.0	95.0	94.0	88.0	(33.0)		
SA-213-T11	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	90.0	46.0	21.0	(8.0)
SA-213-T22	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	90.0	54.0	29.0	(11.0)
SA-213-TP304H	90.0	84.0	79.0	77.0	73.0	70.0	68.0	61.0	42.0
SA-213-TP321H	118.0	118.0	113.0	109.0	107.0	106.0	97.0	63.0	37.0
SA-213-TP347H	107.0	103.0	101.0	101.0	101.0	101.0	97.0	63.0	30.0
SA-213-TP316H	92.0	86.0	81.0	78.0	76.0	74.0	73.0	71.0	51.0
SA-240-304	90.0	84.0	79.0	77.0	73.0	70.0	68.0	61.0	42.0
SA-240-321	90.0	83.0	79.0	76.0	74.0	73.0	72.0	48.0	25.0
SA-240-347	107.0	103.0	101.0	101.0	101.0	101.0	97.0	63.0	30.0
SA-240-316	92.0	86.0	81.0	78.0	76.0	108.0	106.0	86.0	51.0

1986-03-26

Tabell A.10

Oxidation av några olika ståltyper (38).

Material	ASME Materialbeteckning	Skalnings temperatur
C-stål	SA-178, SA-210, Sa-192, etc	454°C
C- $\frac{1}{2}$ Mo	SA-209-T1	482°C
1 $\frac{1}{2}$ Cr- $\frac{1}{2}$ Mo	SA-213-T11	552°C
C-2 $\frac{1}{2}$ Cr-1Mo	SA-213-T22	579°C
18Cr-10Ni	SA-214-321H	816°C

Värmeforsk är ett organ för industrisamverkan inom värmeteknisk Forskning och utveckling. Stiftelsens forkningsprogram är tillämpningsinriktat och fokuseras på energi- och processindustriernas behov och problem. Bakom Värmeforsk står följande huvudmän:

- Elforsk
- Värmeverksföreningen
- Övrig industri

Värmeforsk samarbetar med Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK).

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Box 1765 · 111 87 Stockholm
Tek: 08-7900600 · Fax 08-796 00 37