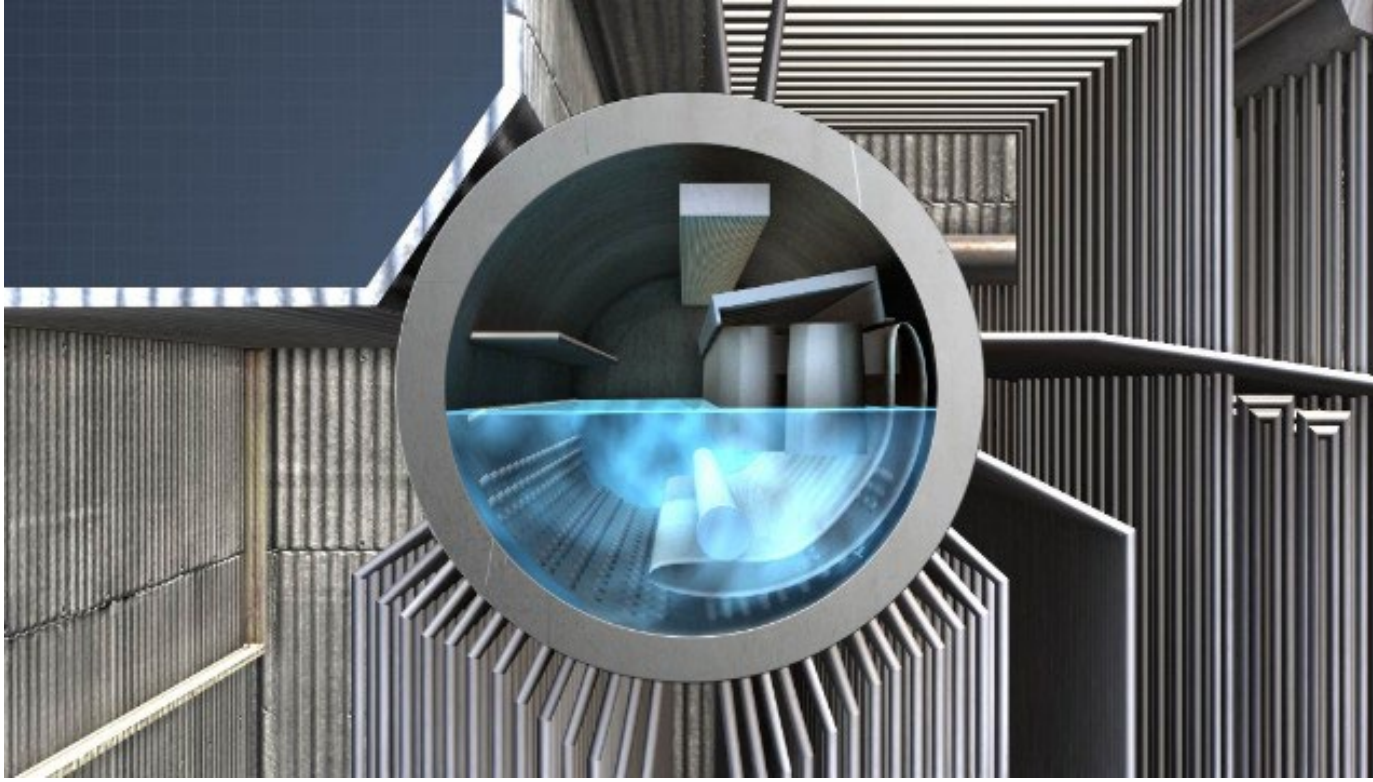




เอกสาร ฉบับนี้เรียบเรียงขึ้น ด้วยความปรารถนาให้ เป็นเอกสารที่ใช้เป็นแนวทางให้แก่ผู้ ควบคุมเครื่องกำเนิดไอน้ำ ใน โรงไฟฟ้า ซึ่งเป็น ชนิด Water tube เป็นส่วนใหญ่ ซึ่งปัญหาของการ ล้มเหลว หรือ หรือพัง หรือ การระเบิด มักเกิดจากปัญหาของ น้ำที่บำบัดไม่เพียงพอ เพื่อให้เข้าใจถึงกระบวนการ ทำลาย ลักษณะต่างๆของ สิ่งปนเปื้อนในน้ำป้อน ตลอดจนการ แก้ไขและบำบัด ที่เป็นสากล หวังว่า จะเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาวิชาชีพของวิศวกรด้วยกัน และเพื่อให้เกิด การต่อยอดแลกเปลี่ยน ในองค์ความรู้ ซึ่งทั้งหมดทั้งมวลเป็นการน้อมนำ คำสอนของในหลวงรัชกาลที่ 9 ในเรื่องการปิดทองหลังพระ และ ในหลวงรัชกาลที่10 เรื่อง การเป็นผู้มีจิตสาธารณะบำเพ็ญประโยชน์ โดยไม่หวังสิ่งตอบแทน

Power Boiler Water Treatment

- ☐ Water contaminate & Problem
- ☐ Water treatment Classified
- ☐ Water treatment in power plant
- ☐ Appendix standard parameter

จิตรกร มะลิซ้อน (วุฒิวิศวกร)

วิศวกร เครื่องกลและสิ่งแวดล้อม

บริษัทเซ็นทรัลเอ็นจิเนียริง แอนด์ คอนซัลแทนต์ จำกัด

การปรับคุณภาพ น้ำ นั้นเป็นเรื่องสำคัญ ในการทำงานขอ หม้อไอน้ำ ซึ่งผู้ดูแลจะต้องมัน
ตรวจสอบ และคอยรักษาคุณภาพน้ำไม่ให้ สิ่งปนเปื้อน ไปสร้างปัญหา ให้เกิดตะกอน
ทำให้การแลกเปลี่ยนความร้อนลดลง สูญเสียพลังงาน การ กัดกร่อน ตกตะกอน อุดตัน
นำสู่การวิบัติของ Boiler

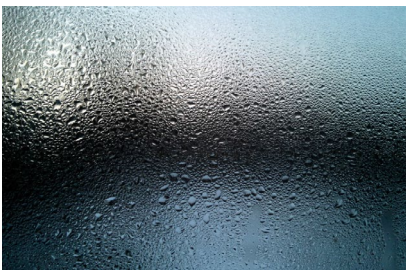
สิ่งปนเปื้อนในน้ำ Water Contaminate ที่ทำให้เกิดปัญหาแบ่งตามลักษณะ
ทางกายภาพได้แก่

Gaseous

- Dissolved Oxygen
- **Putting Corrosion**



- Carbon Dioxide
- **Condensate Corrosion**



Insoluble/non Ionic

- Suspended Solids /Silt
- **Fouling (การอุดตัน)**



- Carbon Dioxide
- **Foaming /carryover**



Soluble/Ionic

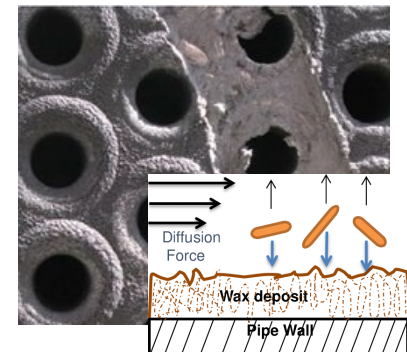
- Calcium/Magnesium
- **Scaling (ตะกอน)**

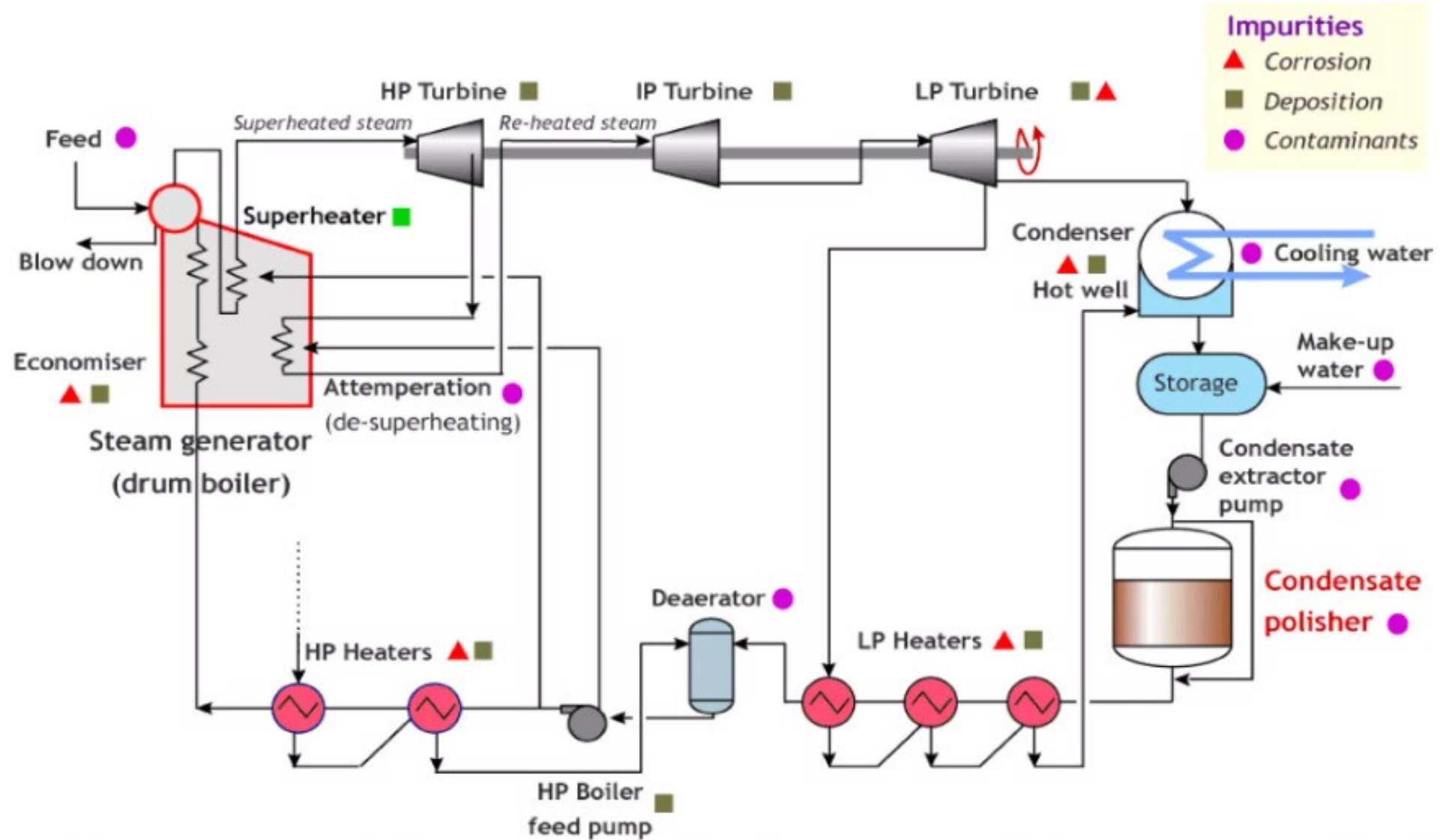


- Sodium/Potassium
Chloride/sulphate
- **Corrosion (กัดกร่อน)**



- Carbonate/Bicarbonate
Hydroxides
- **Scaling / Foaming**
- Silica
- **Scaling /Deposition (การตกตะกอน จับบนผิว)**





รูปแสดงพื้นที่ ที่มีโอกาสเกิดปัญหาเนื่องจากสิ่งปนเปื้อนในน้ำ

การเกิดปัญหาในหม้อไอน้ำ Boiler Problem

1. Sludge and Scale Formation

Sludge - เกิดจาก สิ่งปนเปื้อนภายในน้ำละลายได้มากขึ้นเมื่อน้ำร้อนและเมื่อน้ำเย็นตัวลงก็จะละลายได้น้อยลง และ ก็ตกตะกอนรวมตัวกันเมื่อความเร็วของน้ำลดลง โดย Sludge ส่วนใหญ่เกิดจาก สารเคมีจำพวก

$MgCO_3, MgCl_2, MgSO_4$ etc. **สะสมในท่อจะไปรบกวน**

การอัตราการหมุนเวียนน้ำ การอุดตันของท่อ และ ลดประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยนความร้อน การป้องกันทั่วไปโดยการใช้ Softenerและการ Blow-down หรือ การ สร้างส่วนที่เกิดการตกตะกอนที่แยกตัวออกมา

Scale - เกิดจากพวกสารละลายที่มี Calcium เป็นองค์ประกอบ ซึ่งเกาะติดเป็นตะกอน ตามผิวท่อ Scale กำจัดได้ยากมากกว่า Sludge ที่สามารถใช้แปรงก็ขัดออกได้ สาเหตุการเกิด ของ Scale หลักๆ เกิดจากการเปลี่ยนรูปของ Calcium bicarbonate ซึ่งละลายน้ำ ไปเป็น Calcium carbonate ซึ่งจะตกตะกอนจับตัวกลายเป็น Scale



สำหรับ Boiler ที่ทำงานที่ Pressure สูงๆการเกิดตะกอนจาก $CaCO_3$ ก็จะน้อยลง



อย่างไรก็ดี $CaSO_4$ ละลายน้ำและละลายได้น้อยลงเมื่อมีอุณหภูมิสูงขึ้น และไม่ละลายใน Supper Heat Water ซึ่ง Scale ที่เกิดจาก $CaSO_4$ นี้ก็จะปัญหาที่เกิดขึ้นกับ High Pressure Boiler

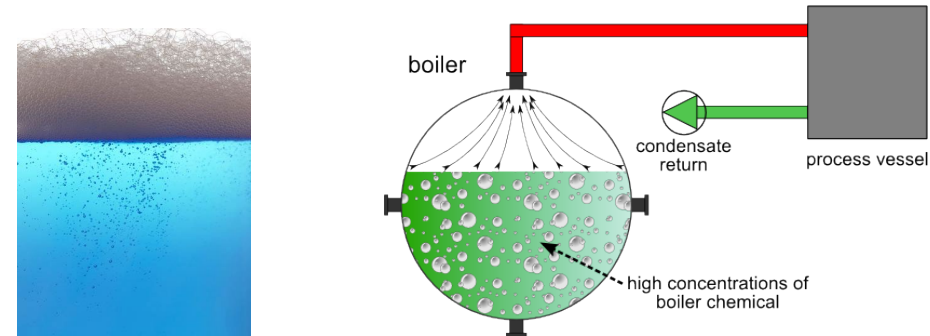
Scale จะทำให้ เกิดลดประสิทธิภาพ การสูญเสียเชื้อเพลิงมากขึ้น , ทำให้เกิดการ Over heating เพื่อที่จะได้ อัตราการผลิตไอน้ำที่เท่าเดิม ซึ่งเหล่านี้นำไปสู่สาเหตุการระเบิด การป้องกัน แบบเดียวกับ Sludge $CaCO_3$ Scale กำจัดด้วย 5-10% HCL ส่วน $CaSO_4$ Scale กำจัดด้วย การเติม EDTA (Ethylene diamine tetra-acetic acid) ขจัดหินปูน

2. Carry Over , Priming , Foaming

Carry Over หมายถึงกระบวนการที่ ไอน้ำพาสิ่งปนเปื้อนในน้ำออกไป ซึ่งรวมไปถึง การพา Priming และ Foaming เข้าไปในระบบด้วย

Priming เป็นกระบวนการที่ Wet Steam ปนไปกับ Dry steam เกิดจาก สารปนเปื้อนในน้ำ โดย Water droplet ถูก ไอน้ำพาเข้าไปในท่อไอน้ำ ควบคุมด้วยการ ไม่เปลี่ยนอัตราเร็วของ ไอน้ำทันที การรักษาระดับน้ำใน Boiler ให้เหมาะสม และ ตรวจสอบประสิทธิภาพของ Softener รวมถึงการ Blow off Sludge และ Scale เมื่อถึงเวลา

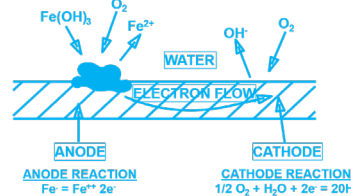
Foaming เกิดจาก Oil และ Alkalies ทำปฏิกิริยาขึ้นเป็น Soaps และกลายเป็นฟอง หรือเป็น Foam ไหลไปกับไอน้ำ oil lubricant ส่วนใหญ่จะมาจาก บัมเมอร์ oil สามารถกำจัดด้วยสาร ที่มี Aluminium เป็นส่วนประกอบ ได้แก่ Aluminium hydroxide และ อลูมิเนียม Sulphate จะเกิดเป็น Flocks ของ $Al(OH)_3$ โดยจะจับกับน้ำมัน และจะถูกกรองออกไป นอกจากนี้ Foaming อาจหลีกเลี่ยงด้วยการเติม anti-foaming agent ลดแรงตึงผิว หรือ การกำจัดออกโดยตรง



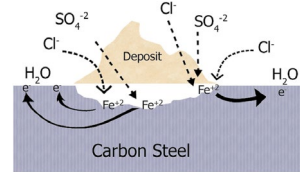
3. Corrosion

เกิดจากการกัดกร่อน ของสารที่ละลายอยู่ในน้ำ เกิดปฏิกิริยาทางเคมี มีการแลกเปลี่ยนประจุ ซึ่งจะทำลายผิวของโลหะ โดยที่สำคัญๆมีดังนี้

3.1 Dissolved oxygen : น้ำโดยปกติจะมี Oxygen ละลายอยู่ประมาณ 7-8 PPM ทอุณหภูมิห้อง เมื่อน้ำถูกทำให้ร้อน Oxygen จะละลายได้น้อยลง และแยกตัวออกมากลายเป็น Oxygen อิสระ โดยจะไปทำปฏิกิริยากับเหล็ก เป็นสนิมเกิดขึ้น Ferric oxide (rust)



Remove dissolve oxygen : โดยการ เติม hydrazine หรือ Sodium sulphite , sulphide



ข้อระวัง Hydrazine ที่เหลือจากปฏิกิริยา จะเปลี่ยนไปเป็น NH_3 ซึ่งจะเป็นสารกัดกร่อนโลหะ จำพวก Alloys เช่น Brass และ Pure hydrazine จัดเป็นสาร explosive inflammable liquid จึงไม่ถูกใช้ โดยจะใช้ ที่ 40% Aqueous solution ซึ่งจะปลอดภัยกว่า



ข้อระวัง Sulphite , Sulphide ที่ Hi Pressure Sodium Sulphide จะเปลี่ยนรูปเป็น Sodium Sulphate Na_2SO_4 โดย SO_2 เข้าไปในระบบ จะทำให้เกิดเป็น sulphurous acid (H_2SO_3) โดยปกติจะถ้าใช้จะควบคุมที่ความเข้มข้นไม่เกิน 5-10 ppm of Na_2SO_3

นอกจากนี้ก็สามารถลด Oxygen โดยกระบวนการทางกลด้วย deaeration โดยจะกล่าวในเรื่องนี้โดยเฉพาะ

3.2 Carbon dioxide : CO_2 จะมาจาก 2 แหล่ง ได้แก่ ที่ละลายในน้ำ และ ที่มาจาก สารประกอบ พวกร Bicarconate ที่ละลายในน้ำ ตามสมการ



โดย Carbon dioxide ในน้ำจะทำให้เกิดเป็น กรด Carbonic ซึ่งมีฤทธิ์กัดกร่อน



Remove CO_2

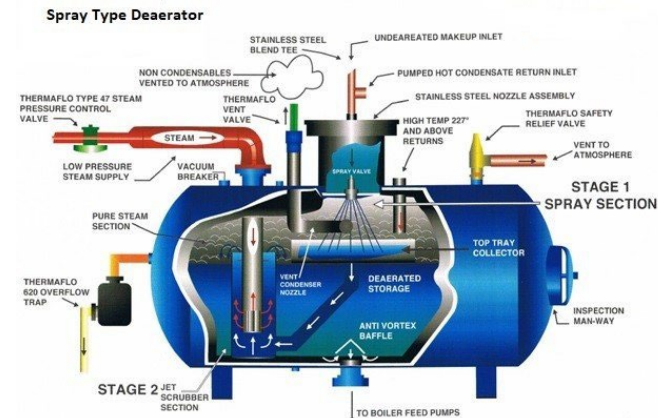
การเติม ปูนขาว ซึ่ง วิธีนี้จะเป็นการเพิ่ม **Harness**



การ เติม Ammonium hydroxide ที่ปริมาณ เหมาะสม



การใช้ Reaeration โดย CO_2 จะออกไปพร้อม Oxygen



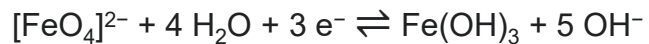
3.3 Mineral Acids.

Magnesium Chloride MgCl_2 เมื่อปรากฏใน boiler feed water จะเกิดปฏิกิริยา Hydrolysis เกิดเป็น HCl โดยจะไปทำปฏิกิริยากับ เหล็กของ Boiler ทำให้เกิดสนิม ซึ่ง ปริมาณ HCl เพียงเล็กน้อย สามารถทำปฏิกิริยาถูกโซ่ ขยายจำนวน สนิมไปได้ไม่สิ้นสุด



3.4 Caustic Embrittlement

เกิดจากการใช้แหล่งน้ำที่มีความกระด้างสูงใน High pressure Boiler ที่ใช้กระบวนการแลกเปลี่ยนของ Softening ด้วย lime soda Sodium carbonate จะเกิดเป็น โซเดียมไฮดรอกไซด์ ซึ่งทำให้น้ำเป็น Alkaline โดย Alkaline เข้าไปในเนื้อโลหะด้วยกระบวนการ Capillary และทำให้เกิดการ แตกหักจากข้างใน Hair-line crack ซึ่งพบมากตามรอยต่อ Socket โดย NaOH จะเข้าทำปฏิกิริยากับเหล็กเป็น Sodium Ferrate และทำให้เป็นสนิมต่อไป



สามารถแก้ไขด้วย

1. ใช้ Sodium phosphate Na_3PO_4 แทนในการ reagent
2. การเติม Tannin หรือ lignin เพื่อ block hair crack
3. ใช้ NaOH Conc./ NaOH conc. สัดส่วน 1:1 , 2:1 , 3:1 สำหรับ Boiler working pressure 10 Atm, 20 Atm และ มากกว่า 20 Atm.



เทคโนโลยี การควบคุมคุณภาพน้ำ สำหรับ โรงจักรไฟฟ้าความร้อน Boiler Water Treatment For Thermal Power plant



มาตรฐาน การควบคุม คุณภาพน้ำป้อนหม้อไอน้ำ ที่เกี่ยวข้อง

- 2015 Japanese Industrial standard (JIS) B8223
 - 2549 ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม คุณสมบัติของหม้อน้ำ
- แต่อย่างไรก็ดี เพื่อให้ครอบคลุมและเป็นสากลก็จะยึดตาม JIS B8223 เป็นหลักสำหรับการอ้างอิง

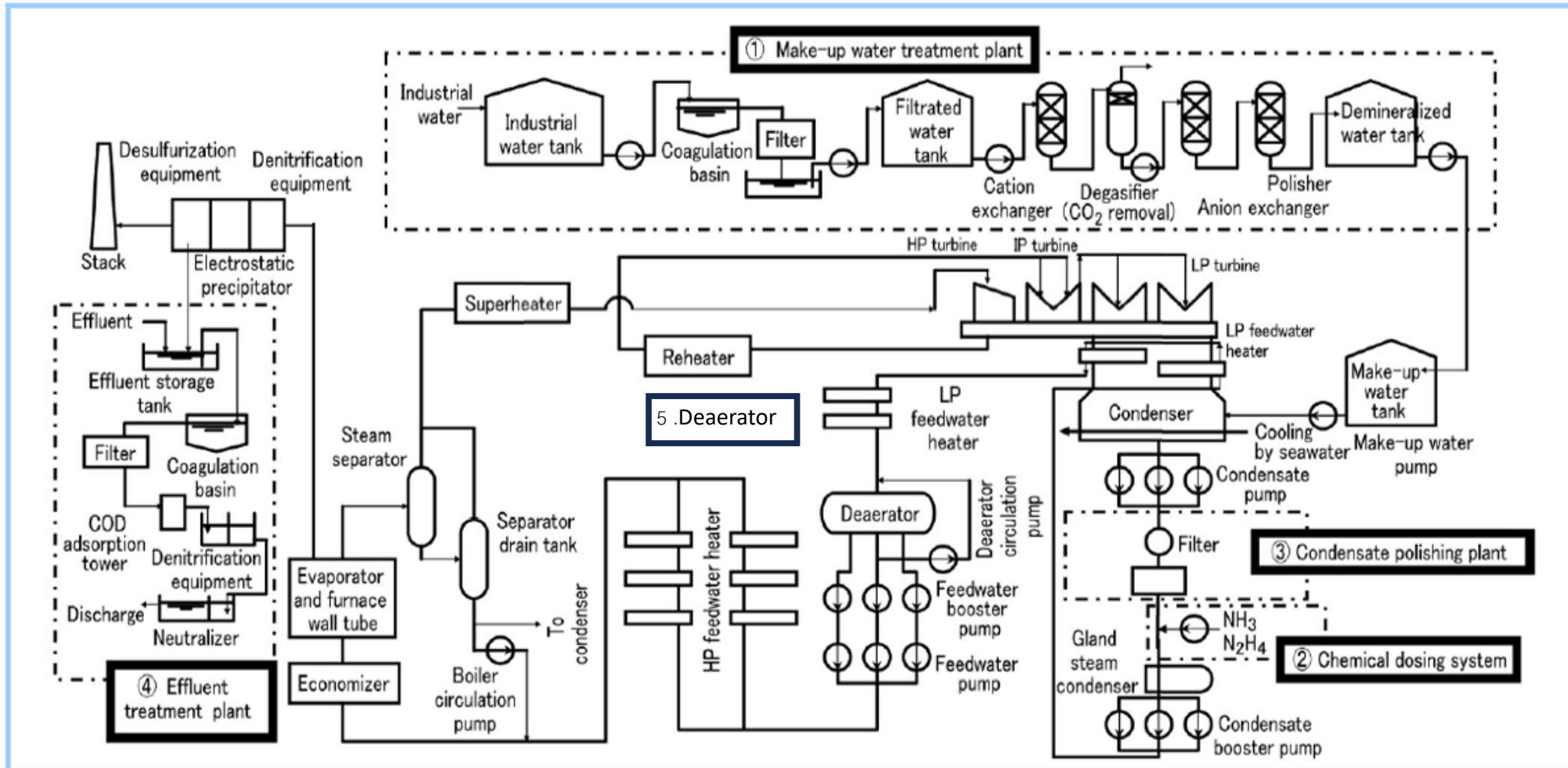
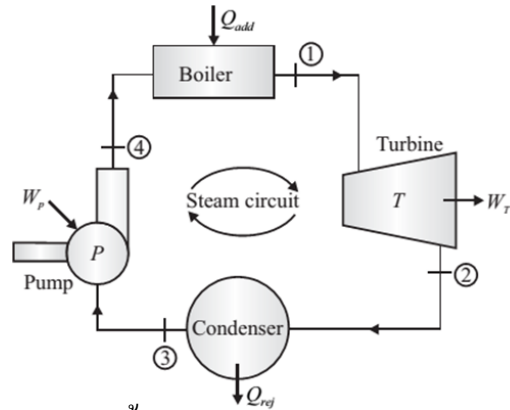


Figure 1 Water systems at thermal power plants

ระบบน้ำในโรงไฟฟ้าความร้อน

โรงไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย ส่วนสำคัญ ตามวัฏจักร Rankine cycle ดังนี้ 1. กังหันไอน้ำ Steam Turbine 2. Grand condenser 3. Pump 4. Boiler ในระบบน้ำป้อนจะกล่าวถึงเฉพาะน้ำป้อนในวัฏจักร ไม่รวมถึงน้ำในการหล่อเย็น Condenser ที่ผ่าน Cooling tower ซึ่งไม่สร้างปัญหาต่อการวิบัติร้ายแรงต่อ Power Boiler



จากรูปที่ 1 จะ แสดงจุดน้ำป้อนรวมถึงกระบวนการควบคุมคุณภาพน้ำ โดยสังเขป โดยปกติระบบหมุนเวียนน้ำของโรงจักร จะเป็นระบบปิด แต่อย่างไรก็ดีก็จะมี การสูญเสีย น้ำจากการ blow down หรือการลดลดยออกไปตามระบบตาม Seal ต่างๆ น้ำในระบบนี้จะ ถูกเติม ที่ Condenser ซึ่ง ระบบ Mack up water ที่เติมนี้นี้จะต้องเป็น น้ำ Demineralized (DM) ซึ่งมีหลายกระบวนการ หลักๆ ได้แก่ กระบวนการ Polishing ด้วย resin base ion exchange หรือ Electrodialysis ซึ่งจะกล่าวต่อไป อย่างไรก็ตามน้ำที่จะมาทำการ DM ต้องผ่าน กระบวนการ ปรับปรุงให้ใสสะอาด ปราศจากสารอนินทรีย์ ปนเปื้อนเสียก่อน เสียก่อน เติมน้ำเข้าที่ระบบ Condenser จุดที่ 1, จากนั้นก็จะมีการ เติมน้ำสารเคมีต่างๆลงไปเพื่อ ป้องกันการกัดกร่อน โดยส่วนมากจะเติม เติมน้ำ hydrazine หรือ Sodium sulphite , sulphide เพื่อช่วยกำจัด oxygen ละลายในน้ำและแยกตัวออกมาเมื่อได้รับความร้อน จุดที่ 2

น้ำที่ออกจาก Condenser บางระบบจะมี Polishing units จุดที่ 3 ในการกำจัด พาวก สารปนเปื้อนที่ เกิดขึ้นในระบบออก โดยเฉพาะที่ใช้ Once through boiler หรือ Nuclear power plant system จากนั้น ก็จะผ่านไปยัง ระบบ กำจัดอากาศออกจากน้ำ ด้วยวิธีกล Deaerator จุดที่ 5 นอกจากน้ำในระบบปิดแล้วยังมีน้ำที่ถูกใช้ไปเพื่อการหล่อเย็นตาม Seal ต่างๆ หรือ ใช้เพื่อการจัดการด้านมลพิษอื่นๆ ได้แก่ Desulfurization and Denitrification จุดที่ 5 หรือน้ำ จากการ Blow down โดยน้ำที่ออกจากระบบในส่วนนี้ จะต้องผ่านการ บำบัดก่อนที่จะทิ้ง เนื่องจากมีส่วนประกอบของสารเคมีเข้มข้น ซึ่งเป็นอันตราย ต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะ ไม่กล่าวถึง

ประวัติของการพัฒนาเทคนิคในการควบคุมคุณภาพ น้ำป้อนหม้อไอน้ำ

จากที่ได้กล่าวมาแล้ว ว่าน้ำป้อนนั้นเป็นเรื่องสำคัญมากเรื่องหนึ่ง ซึ่งอาจเป็น สาเหตุ ของปัญหาร้ายแรงได้ ดังนั้น จึงมีการพัฒนา มารตฐาน วิธีการต่างในการจัดการ ปัญหาเรื่องน้ำ ซึ่งเริ่มต้น ในประเทศ ญี่ปุ่นและเกิดเป็น ชื่อเรียกเฉพาะ วิธีการต่างๆ ซึ่ง อาจทำให้ผู้สนใจที่ไม่เคยศึกษา สับสนว่า คืออะไร ซึ่ง ด้วยย่อเหล่านี้ ได้ สรุปใน Table 2. และ รูปที่ 2 ว่าหมายถึงวิธีการ

ปี 1940 มีการพบปัญหา การกัดกร่อนแบบจุด Putting and Brittleness (การบางลง ของ tube ของ Boiler และการ Crack ในส่วนประกอบต่างๆของ Turbine ,ปี 1950 USA ได้และนำ ระบบการ ป้องกัน Alkali corrosion ใน Steam tube โดยเรียกกระบวนการนี้ว่า All volatile treatment (AVT) โดยใช้ Ammonia and Hydrazine ซึ่งเป็นที่นิยมในเวลาถัดมา , ปี1965 มีการใช้กระบวนการที่ เรียกว่า Phosphate treatment (PT) โดยใช้ Na_3PO_4 โดยให้มี Phosphate ไม่เกิน 3mg/l และ NA/PO4 ratio อยู่ระหว่าง 2.5-2.8 เพื่อจัดการกับ ปัญหา Scale Deposition ใน boiler tube

High-AVT Treatment ถูกใช้ในโรงไฟฟ้า Tuxipan No.2 combine cycle power plant ใน Mexico โดย Limit Ph ไม่เกิน 9.7 พบว่าลดการสูญเสียความหนาท่อ ที่เกิดจาก กระบวนการ Flow Caustic corrosion (FAC) , สำหรับน้ำทะเลที่มี Cl เป็นองค์ประกอบ เกิดเป็น HCL เป็น Acid Corrosion ทำลายผิวของท่อ ซึ่งแก้ไขโดยใช้ Titanium condenser tube

Table 1 Identified problems at thermal power plants and the relevant events for water treatment

Year	Newly identified corrosion-related problems	Events for water treatment
1940	- Pitting and brittleness of steam generating tubes - Cracks in turbine components	
1950	- Alkali corrosion in steam generating tubes - Ammonia corrosion in aluminum or brass condenser tubes	- Technological introduction from USA - PT/AVT application - Boiler chemical cleaning application
1960	- Increase of pressure loss and overheating due to steam-generating tube scale deposition - Feedwater heater inlet attack	- JIS criteria (1 Feb. 1961) - Oxygenated treatment application (Germany and Russia)
1970	- Detachment of deposited scale from the superheater or reheater - Corrosion fatigue	- Use of titanium condensers - Use of total condensate treatment equipment
1980	Feedwater heater drain attack	- Start of commercial combined-cycle plant operations - JIS oxygenated treatment criteria (1989)
1990	Valve corrosion caused by oxygenated treatment	Realization of commercial application of oxygenated treatment
2000	- FAC (flow-accelerated corrosion) - Powdered scale deposition in oxygenated treatment	Viability assessment of High-AVT for nuclear power plants (as a measure against FAC)

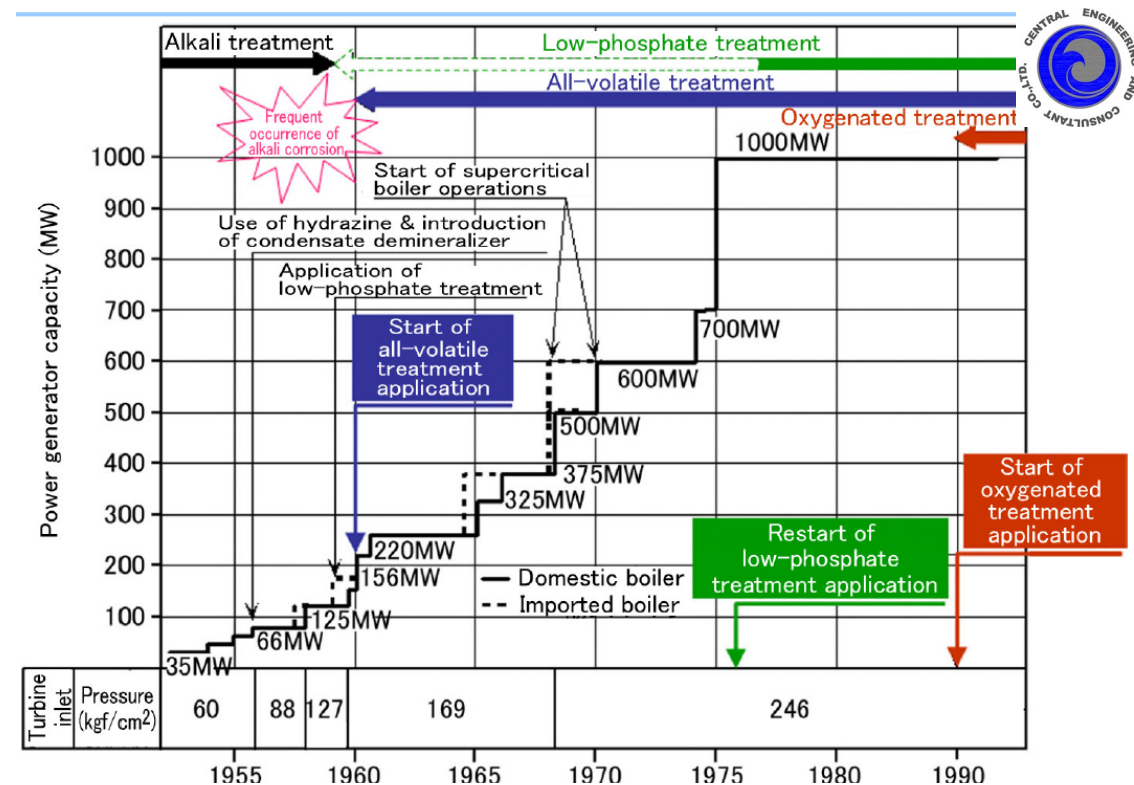


Table 2 Treatment methods for boiler feedwater and boiler water

Treatment	Water quality control		Application	JIS B8223
	Feedwater	Boiler water		
CT	Ammonia Hydrazine	Caustic soda (NaOH) Trisodium phosphate	LP or IP drum-type boilers	Published in 1961
PT	Phosphate treatment Ammonia Hydrazine	Trisodium phosphate	IP drum-type boilers	
	Low-pH phosphate treatment Ammonia Hydrazine	Disodium phosphate Trisodium phosphate	IP or HP drum-type boilers	
AVT	Ammonia, hydrazine [AVT(O): only for ammonia]		HP drum-type boilers Once-through boilers	Published in 1989
OT	NWT	Oxygen	HP drum-type boilers (with condensate demineralizer)	
	CWT*1	Ammonia Oxygen	Once-through boilers	

CT : Caustic Treatment

PT : Phosphate Treatment

AVT : All Volatile Treatment

*1 : In Japan, OT generally indicates CWT.

OT : Oxygen Treatment

NWT : Neutral Water Treatment

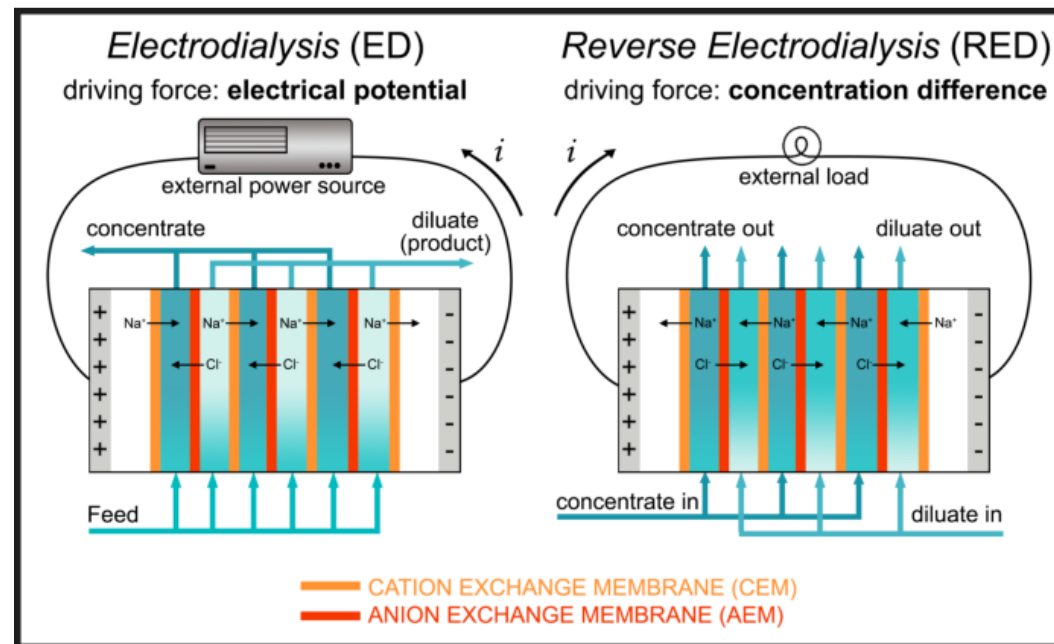
CWT : Combined Water Treatment

Water Treatment In Power plant

จากที่กล่าวมาแล้วว่าน้ำที่เข้ามาเติมในระบบ ของ Power Boiler ควรต้องเป็นน้ำ ที่ปราศจาก สิ่งปนเปื้อน โดยสิ่งปนเปื้อนจะแตกต่างกันไปตามแหล่งน้ำต่างๆ โดยเบื้องต้นต้องจัดการ สิ่งปนเปื้อนเสียก่อน โดยการ ตกตะกอน , การกรองผ่านทรายกรอง , การกรองผ่าน Carbon filter หรือ ระบบ Reverse osmosis ซึ่งไม่ได้จำกัดว่า จะใช้วิธีการใดหรือร่วมกัน โดยสุดท้ายต้องผ่านกระบวนการบำบัดพวก แร่ธาตุที่เป็นประจุออกจากระบบด้วย (Demineralization) โดยที่นิยมจะมี 2 ระบบได้ แก่ Electrodialysis และ Ion Exchange

Electro dialysis

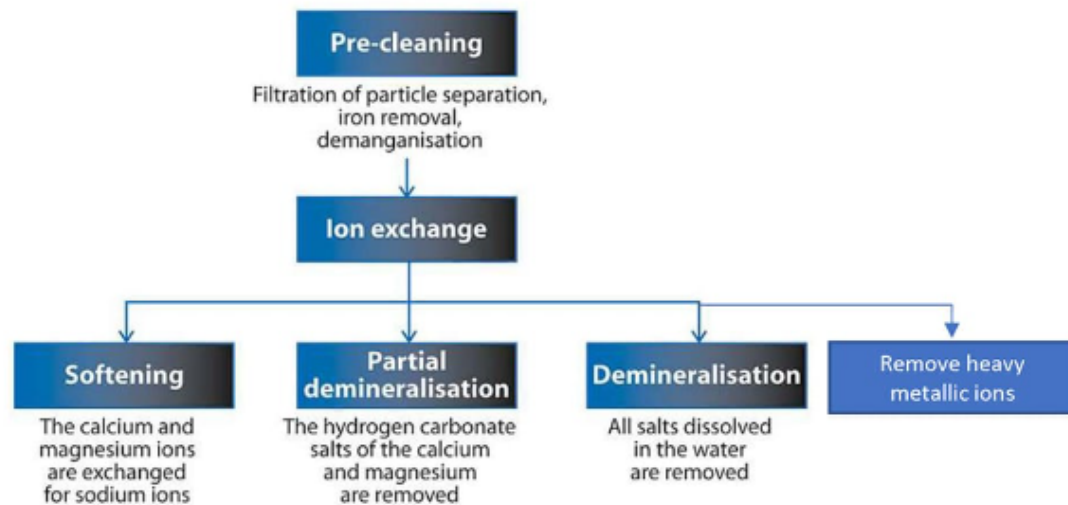
การแยกไอออน ด้วยไฟฟ้า (EDI) เป็นกระบวนการแยกด้วยไฟฟ้าเคมีซึ่งไอออนถูกถ่ายโอนผ่านเมมเบรนแบบกึ่งซึมผ่านได้ซึ่งอยู่ภายใต้อิทธิพลของศักย์ไฟฟ้า โดยไฟฟ้ากระแสตรง (DC) เมมเบรนประกอบด้วยไอออนบวกของอิเล็กโทรดสองชนิดและไอออนแบบคัดเลือกประจุลบ ซึ่งไอออนบวกหรือไอออนลบจะไหลผ่านได้ เยื่อเลือกประจุบวกเป็นโพลีอิเล็กโทรไลต์ที่มีสารที่มีประจุลบ ซึ่งจะปฏิเสธไอออนที่มีประจุลบและปล่อยให้ไอออนที่มีประจุบวกไหลผ่าน และในกรณีของการเลือกประจุลบจะตรงกันข้าม เมื่อเยื่อเลือกหลาย; ไอออนบวกและประจุลบเรียงกันเป็นแถว ในบางคอลัมน์จะมีความเข้มข้นของไอออน และไอออนในคอลัมน์อื่นๆ จะถูกกำจัดออกไป การไหลของน้ำเต็มเข้มข้นจะไหลเวียนจนกว่าจะถึงค่าที่ทำให้เกิดการตกตะกอน โดยทั่วไป เยื่อเลือกประจุบวกประกอบด้วยพอลิไตรีนซัลโฟเนต ในขณะที่เยื่อเลือกประจุไอออนประกอบด้วยพอลิไตรีนที่มีแอมโมเนียมควอเตอร์นารี





Ion exchange

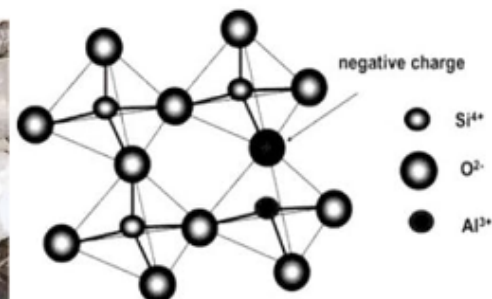
เป็นกระบวนการแลกเปลี่ยนประจุของสารที่อยู่ในรูปสารละลายกับที่อยู่ในรูปของแข็ง โดยเริ่มต้นสารที่มีประจุในสารละลายที่ตรงข้ามกับประจุของแข็งจะถูกสารในรูปที่อยู่ในรูปของแข็งดูดซับไว้ และจากนั้นจะแลกเปลี่ยนกับละลายอื่นอีกครั้ง คือน้ำกลับมาใช้อีกครั้ง **Regenerative** วัตถุประสงค์คือการลดความแตกต่างของน้ำ หรือ การกำจัด สารหรือประจุในน้ำ



สารที่ละลายในน้ำทั่วไปตามธรรมชาติ

Cations		Anions
• Calcium [Ca ²⁺]	Ca ²⁺	• Hydrogen carbonate [HCO ₃ ⁻]
• Magnesium [Mg ²⁺]	Mg ²⁺	• Chloride [Cl ⁻]
• Sodium [Na ⁺]	Na ⁺	• Nitrate [NO ₃ ⁻]
• Potassium [K ⁺]	K ⁺	• Sulphate [SO ₄ ²⁻]
• Ammonium [NH ₄ ⁺]	NH ₄ ⁺	
• Iron [Fe ^{2+/3+}]		
• Manganese [Mn ²⁺]		
	CO ₂	
	SiO ₂	
	Organic Solids	
		Gases / Solids
		• Carbon dioxide [CO ₂]
		• Oxygen [O ₂]
		• Silicate [SiO ₂]

การแลกเปลี่ยน ประจุ ถูกใช้ประยุกต์ในพยานิชยกรรม ที่รู้จักกันในชื่อ ซีโอไลต์ (Zeolites) ซึ่งเป็นแร่ชนิดเกิดขึ้นตามธรรมชาติ ประกอบด้วย แร่ธาตุอะลูมิเนียมซิลิเกต microporous จะมีประจุลบ ซึ่ง นำมากำจัดความแตกต่างของน้ำ เป็นช่วงแรกๆราวปี ช่วง คศ.1905



ซึ่งต่อมาก็ถูกแทนที่ ด้วย Synthetic Organic Exchanger

Resins ที่ มีความสามารถในการแลกเปลี่ยนประจุสูงกว่า ซึ่งจะประกอบด้วย

โครงสร้างพื้นฐาน ที่เป็น Polymer ที่เกิดขึ้น ด้วยกระบวนการ Polymerization

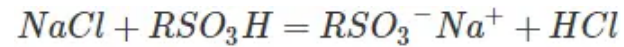
ประกอบด้วย 2 โมโนเมอร์ (monomer) styrene และ divinylbenzene ซึ่งจะมีการเติมหมู่ functionalized และ copolymer เพื่อให้เกิด หมู่สารประกอบ Ions ซึ่ง จะใช้ในการแลกเปลี่ยนประจุ ซึ่งมีทั้งแบบที่เป็นประจุบวกและประจุลบ

- ☐ Synthetic Cation (+) resins จะเป็นโพลิเมอร์ ที่ มีส่วนหมู่สารประกอบที่จะเป็นตัวทำปฏิกิริยา reactive group ได้แก่ **sulfonic ,phenolic และ Carbonylic** ซึ่งจะมีประจุบวกที่จะเป็นตัวแลกเปลี่ยน
- ☐ Synthetic anion (-) resins จะเป็นโพลิเมอร์ ที่ มีส่วนหมู่สารประกอบที่จะเป็นตัวทำปฏิกิริยา reactive group ได้แก่ **quaternary ammonium or amine Group** ซึ่งจะมีประจุลบเป็นตัวแลกเปลี่ยน

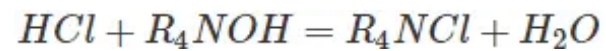
Demineralization

มีเป้าหมายเพื่อ กำจัด เกลือที่ละลายโดยวิธีการแลกเปลี่ยนไอออน (วิธีทางเคมี) ได้แก่ คลอไรด์ คาร์บอเนต ไบคาร์บอเนต ซิลิเกตและฟอสเฟตของโซเดียม โพแทสเซียม เหล็ก แคลเซียม และแมกนีเซียม และโดย มีเรซินตามประเภทที่ใช้สำหรับ กระบวนการนี้ได้แก่

1. Cation exchange resin เรซินแลกเปลี่ยนไอออนบวก



2. Anion exchange resin เรซินแลกเปลี่ยนประจุลบ

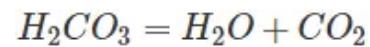


3. Mixed Bed resin เรซินผสมทั้ง Cation และ Anion

เรซินเป็นสารเคมี (โดยปกติจะเป็นโพลิเมอร์ที่มีน้ำหนักโมเลกุลสูง) ที่ใช้ทำปฏิกิริยากับเกลือและกำจัดออกด้วยกระบวนการทางเคมี ตามชื่อที่แนะนำ เรซินแลกเปลี่ยนไอออนบวก แลกเปลี่ยนเรซินแลกเปลี่ยนไอออนบวกและไอออนลบ แลกเปลี่ยนไอออนกับเกลือที่ละลายในน้ำกระด้าง

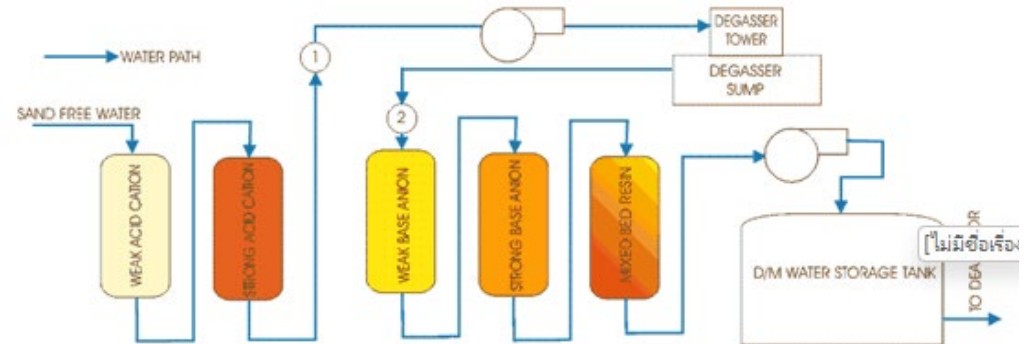
Degasser

หน้าที่ของหอไล่ก๊าซคือกำจัดไอออนคาร์บอเนตโดยสร้างคาร์บอนไดออกไซด์ ในหอไล่แก๊ส จะมีการเทน้ำจากด้านบนและเป่าลมจากด้านล่างขึ้นด้านบน ในความดันอากาศ กรดคาร์บอนิก (H_2CO_3) ที่มีอยู่ในน้ำจะแยกตัวออกเป็น H_2O และ CO_2



ประโยชน์ของการใช้ degasser คือ:

กำจัดกรดคาร์บอนิกและก๊าซอื่นๆ ที่ผสมกับน้ำด้วยวิธีทางกายภาพง่ายๆ และลดโอกาสของการกัดกร่อน ช่วยประหยัดเรซินซึ่งเป็นสารเคมีที่มีราคาแพงมาก และด้วยเหตุนี้จึงช่วยปรับปรุงความประหยัดของกระบวนการบำบัดน้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำขณะนี้ น้ำที่ปราศจาก H_2CO_3 ถูกรวบรวมไว้ในบ่อดักแก๊สแล้วสูบไปยังทางเข้าของเรซินแลกเปลี่ยนประจุลบ



APPENDIXES

Parameter chemical measurement control

Core Parameters and target values in Feedwater and Steam

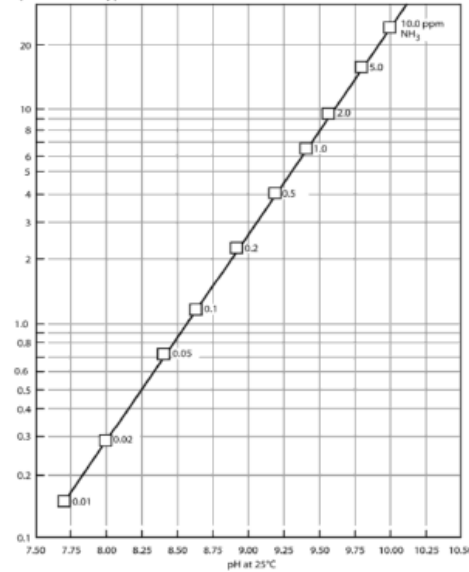
Core Parameters and Target Values of Feedwater and Steam with AVT(R) and AVT(O)

Parameter	Target	N	1	2	3
Condensate Pump Discharge					
pH	AVT(R)	9.0-9.3		< 9.0, > 9.3	
	AVT(O)	9.2-9.6		< 9.2, > 9.6	
Specific Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	AVT(R)	2.7-5.4		< 2.7, > 5.4	
	AVT(O)	4.3-10.7		< 4.3, > 10.7	
Sodium (Na), ppb	w/ polisher	≤ 6	> 6		
	no polisher	≤ 3	≤ 6	≤ 12	> 12
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	w/ polisher	≤ 0.3	> 0.3		
	no polisher	≤ 0.2	≤ 0.4	≤ 0.8	> 0.8
Dissolved Oxygen (O_2), ppb	AVT(R)	≤ 10	≤ 20	> 20	
	AVT(O)	≤ 20	> 20		
Polisher Outlet					
Sodium (Na), ppb	drum boiler.	≤ 3	≤ 6	≤ 12	> 12
	once-thru	≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.2	≤ 0.4	≤ 0.8	> 0.8
Deaerator Inlet					
Oxidation Reduction Potential, mV	AVT(R)	-150 to -250			
	AVT(O)	> +0			
Economizer Inlet					
pH	AVT(R)	9.0-9.3		< 9.0, > 9.3	
	AVT(O)	9.2-9.6		< 9.2, > 9.6	
Specific Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	AVT(R)	2.7-5.4		< 2.7, > 5.4	
	AVT(O)	4.3-10.7		< 4.3, > 10.7	
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.2	≤ 0.4	≤ 0.8	> 0.8
Iron (Fe), ppb		≤ 2	> 2		
Copper (Cu), ppb		≤ 2	> 2		
Dissolved Oxygen (O_2), ppb	AVT(R)	≤ 5	≤ 10	≤ 20	> 20
	AVT(O)	5-10	≤ 15	≤ 20	> 20
Sodium (Na), ppb	drum boiler.	≤ 3	≤ 6	≤ 12	> 12
	once-thru	≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Main / Reheat Steam					
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.2	≤ 0.4	≤ 0.8	> 0.8
Sodium (Na), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Chloride (Cl), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8

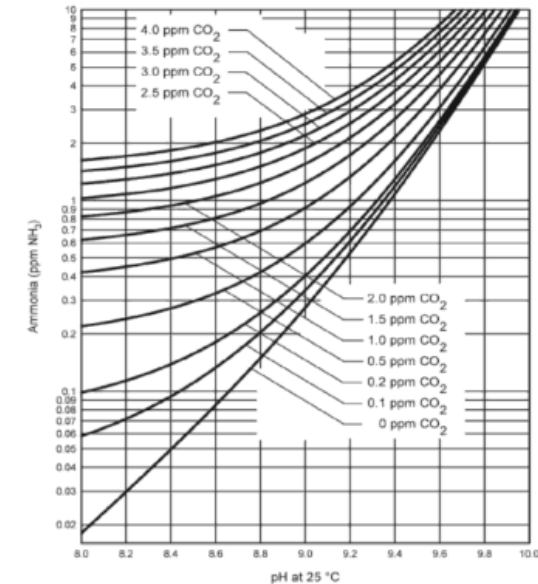
Recommended Diagnostic Parameters and Target Values for Feedwater and Steam

Parameter	Target	N	1	2	3
Condensate Pump Discharge					
Total Organic Carbon (TOC), ppb (as C)		≤ 200	> 200		
Polisher Outlet					
Silica (SiO_2), ppb		≤ 10	> 10		
Main / Reheat Steam					
Silica (SiO_2), ppb		≤ 10	≤ 20	≤ 40	> 40
Sulfate (SO_4), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Total Organic Carbon (TOC), ppb (as C)		≤ 100	> 100		

Specific Conductivity $\mu\text{S}/\text{cm}$ at 25°C



Theoretical Relationship Between Specific Conductivity and pH for Ammonia Solutions



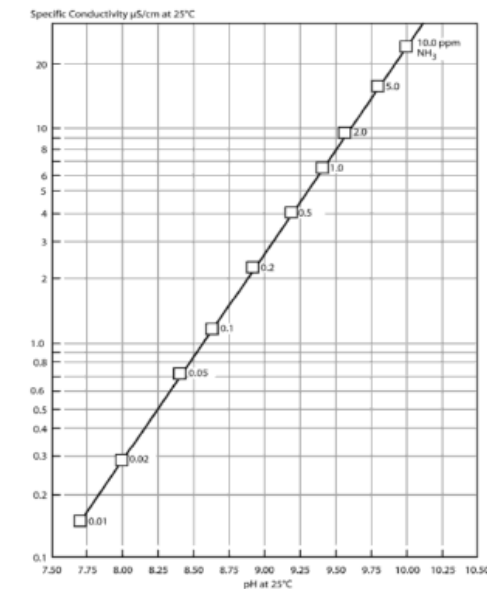
Ammonia Concentration Versus pH for Various Carbon Dioxide Concentrations (Note: the top curve represents 4 ppm CO_2 and the bottom curve represents zero CO_2 .)

Core Parameters and Target Values of Feedwater and Steam with OT

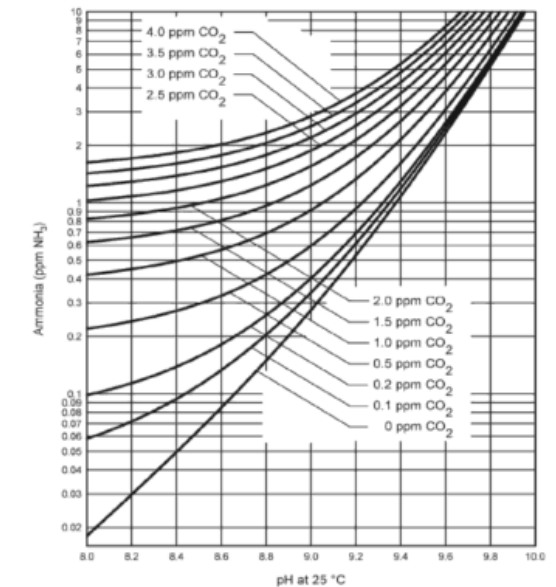
Parameter	Target	N	1	2	3
Condensate Pump Discharge					
pH	drum boiler	9.0-9.6		< 9.0, >9.6	
	once-thru	8.5-9.0		< 8.2, >9.6	
Specific Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	drum boiler	2.7-10.7		<2.7, >10.7	
	once-thru	0.84-2.7		<0.4 >10.7	
Sodium (Na), ppb	w/ polisher	≤ 3	> 3		
	no polisher	≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	w/ polisher	≤ 0.3	> 0.3		
	no polisher	≤ 0.15	≤ 0.3	≤ 0.6	> 0.6
Dissolved Oxygen (O_2), ppb		< 20	> 20		
Polisher Outlet					
Sodium (Na), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.15	≤ 0.3	≤ 0.6	> 0.6
Economizer Inlet					
pH	drum boiler	9.0-9.6		< 9.0, >9.6	
	once-thru	8.5-9.0		< 8.2, >9.6	
Specific Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$	drum boiler	2.7-10.7		<2.7, >10.7	
	once-thru	0.84-2.7		<0.4 >10.7	
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.15	≤ 0.3	≤ 0.6	> 0.6
Iron (Fe), ppb		≤ 2	> 2		
Copper (Cu), ppb		≤ 2	> 2		
Dissolved Oxygen (O_2), ppb	drum boiler	30-50	> 50		
	once-thru	50-200			
Sodium (Na), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Main / Reheat Steam					
Cation Conductivity, $\mu\text{S}/\text{cm}$		≤ 0.15	≤ 0.3	≤ 0.6	> 0.6
Sodium (Na), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Chloride (Cl), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8

Recommended Diagnostic Parameters and Target Values for Feedwater and Steam

Parameter	Target	N	1	2	3
Condensate Pump Discharge					
Total Organic Carbon (TOC), ppb (as C)		≤ 200	> 200		
Polisher Outlet					
Silica (SiO_2), ppb		≤ 10	> 10		
Heater Drain(s)					
Dissolved Oxygen (O_2), ppb		$\geq 20-30$			
Economizer Inlet					
Oxidation Reduction Potential (ORP), mV		> 100			
Main / Reheat Steam					
Silica (SiO_2), ppb		≤ 10	≤ 20	≤ 40	> 40
Sulfate (SO_4), ppb		≤ 2	≤ 4	≤ 8	> 8
Total Organic Carbon (TOC), ppb (as C)		≤ 100	> 100		



Theoretical Relationship Between Specific Conductivity and pH for Ammonia Solutions



Ammonia Concentration Versus pH for Various Carbon Dioxide Concentrations (Note: the top curve represents 4 ppm CO_2 and the bottom curve represents zero CO_2 .)

AVT – Target Values for Drum Boilers at 2500 psi (17.2 MPa) and 1500 psi (10.3 MPa)

Parameter	2500 psi (17.2 MPa)				1500 psi (10.3 MPa)			
	Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3	Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
pH ¹	9.0-9.6	-	<9.0, >9.6	-	9.0-9.6	-	<9.0, >9.6	-
Cation Conductivity (μS/cm) ² (Recommended Target)	< 1.4 (<1.0)	< 3	< 6	> 6	< 7 (<3)	< 14	< 28	> 28
Specific Conductivity (μS/cm)	3.0-12				3.0-12			
Chloride (ppm Cl)	< 0.05	< 0.09	< 0.18	> 0.18	< 0.22	< 0.41	< 0.82	> 0.82
Sulfate (ppm SO ₄)	< 0.1	< 0.2	< 0.4	> 0.4	< 0.45	< 0.9	< 1.8	> 1.8
Silica (ppm SiO ₂)	< 0.18	< 0.36	< 0.72	< 1.44	< 0.85	< 1.7	< 3.4	> 3.4
Sodium (ppm Na) ³	< 0.4	< 0.8	< 1.6	> 1.6	< 0.95	< 1.8	< 2.8	> 2.8

- ¹ pH is controlled by the pH of the feedwater, however target values may be difficult to achieve if anions are near maximum without additional sodium conditioning
- ² These target values are calculated based on chlorides and sulfates at target values; the Target values for normal operation represent a practical limit based on only chloride presence at the normal maximum concentration
- ³ The limits correspond maximum carryover limits, without neutralizing anions these values will elevate the pH, the upper action levels 2-3 at 1500 psi are restricted to not exceed guidance for caustic treatment

OT Once-Through Unit Response for Cation Conductivity Excursion in Feedwater

Cation Conductivity μS/cm	Action Required
< 0.15	Normally desired level, continue normal operations. Less than 0.1 μS/cm is preferred and easily attainable in optimal conditions.
> 0.15, < 0.2	Increase system pH to AVT levels (~9.2 for all-ferrous system). Continue feed of oxygen and monitoring to determine the source of the contaminant.
> 0.2	Terminate oxygen feed; continue operating with AVT without the use of reducing agent. Use Section 5.4 Once-through Units using AVT(O)
> 1	Immediate shutdown.

PT – Target Values for Drum Boilers at 2500 psi (17.2 MPa) and 1500 psi (10.3 MPa)

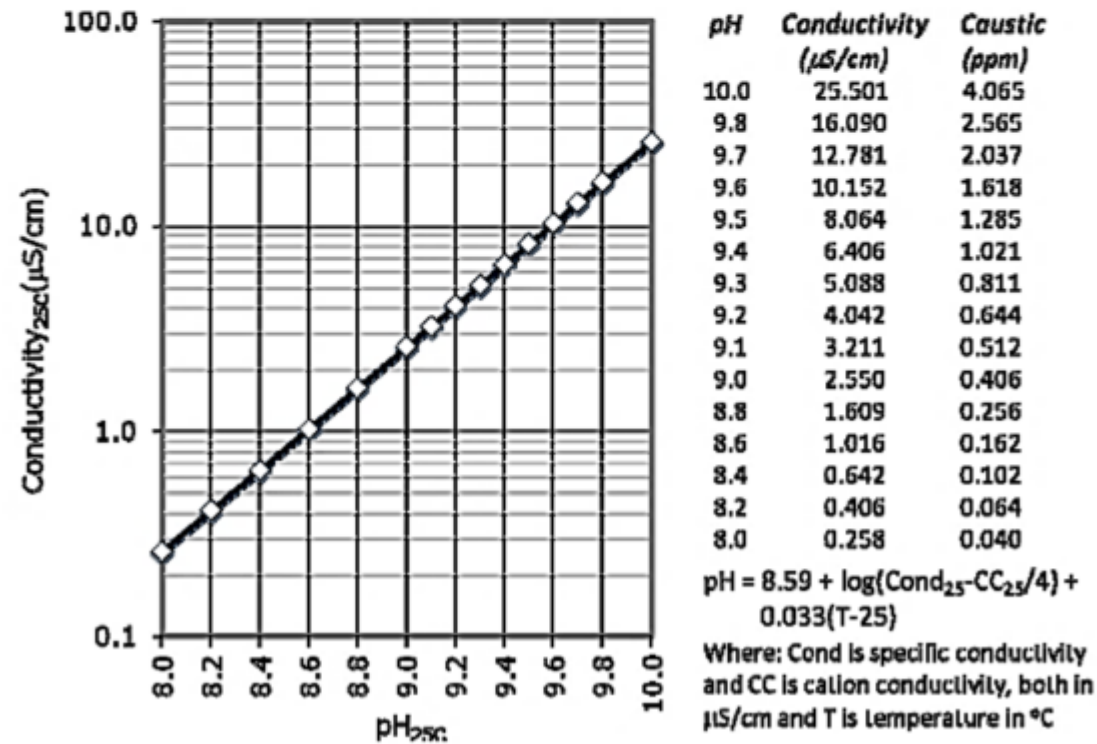
Parameter	2500 psi (17.2 MPa)				1500 psi (10.3 MPa)			
	Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3	Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
pH (Solid alkali) ¹	9.0-9.6	-	<9 >9.6	-	9.2-9.8	-	<9.2 >9.6	-
Cation Conductivity (μS/cm) ²	< 15	< 24	< 42	> 42	< 32	< 50	< 85	> 85
Specific Conductivity (μS/cm)	> CC ³				> CC ³			
Chloride (ppm Cl)	< 0.3	< 0.6	< 1.2	> 1.2	< 0.6	< 1.2	< 2.4	> 2.4
Sulfate (ppm SO ₄)	< 0.6	< 1.2	< 2.4	> 2.4	< 1.2	< 2.4	< 4.8	> 4.8
Silica (ppm SiO ₂)	< 0.18	< 0.36	< 0.72	< 1.44	< 0.85	< 1.70	< 3.40	> 3.4
Phosphate (ppm PO ₄) ⁴	0.2-1.5				0.2-3.6			
Sodium (ppm Na) ⁵	< 1.8	< 2.7	< 4	> 4	< 2.3	< 3.4	< 5.1	> 5.1

- ¹ These pH target values cannot be applied directly see Section 7.3.2.1 for pH Target Values accounting for ammonia
- ² These target values are calculated based on phosphate at maximum of target range (and chlorides and sulfates at target values) to account for different phosphate concentrations see Section 7.3.2.2
- ³ CC is cation conductivity, in PT the specific conductivity must always be greater than the cation conductivity if it is less, this indicates an upset condition see Section 7.4.1.3
- ⁴ These target values are just a recommended range actual control range should be dictated by the level of phosphate hideout see Section 7.4.2
- ⁵ These target values assume a solid alkali pH of 9.4 with 1.5 ppm TSP as PO₄, 0.37 ppm NaOH and the maximum chloride and sulfate target values as sodium salts

PT – Cation Conductivity Target Values Excluding Phosphate Contributions (Based on Chloride and Sulfate Target Values)

Cation Conductivity Target Values (μS/cm)							
2500 psi				1500 psi			
Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3	Normal	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
< 9	< 18	< 36	> 36	< 18	< 36	< 71	> 71

Additional Resources for Chronic Chemistry Compliance Issues			
If the unit is unable to consistently meet:	Then refer to the following for additional guidance:	And if still unable to consistently meet:	Noting that:
Makeup water specific conductivity target of < 0.1 mS/cm	Makeup Guidelines EPRI Report 1019635	Develop customized makeup target values based on what is achievable with makeup system	For polished units there will be increase load on the polisher for unpolished units there will be increased requirements for boiler blowdown



Summary of Target Limits for PT

Feedwater Treatment, Drum Type		Target Values	
Boiler Drum Water Treatment		PT – Phosphate Treatment	
CEP Discharge			
Sodium (Na)- ppb	≤ 3	At least at CPP condensate	
Cation Conductivity – μs/cm	≤ 0.2		
Total Organic Carbon (TOC) ppb (as C)	≤ 200		
Dissolved Oxygen - ppb	≤ 10		
CPU Outlet			
Sodium (Na)- ppb	≤ 3		
Cation Conductivity – μs/cm	≤ 0.2		
Silica (SiO ₂) - ppb	≤ 10		
Deaerator Inlet			
Oxidation Reduction Potential - mV	-250 to -150		
Economizer Inlet			
pH	9.0 – 9.3		
Cation Conductivity - μs/cm	≤ 0.2		
Iron (Fe) - ppb	≤ 2		
Copper (Cu) - ppb	≤ 2		
Dissolved Oxygen - ppb	≤ 5		
Sodium (Na) - ppb	≤ 3		
Main / Reheat Steam			
Cation Conductivity - μs/cm	≤ 0.2		
Sodium (Na) - ppb	≤ 2		
Silica (SiO ₂) - ppb	≤ 10		
Chloride (Cl) – ppb	≤ 2		
Sulphate (SO ₄) - ppb	≤ 2		
Total Organic Carbon (TOC) ppb (as C)	≤ 100		
Boiler Blowdown		Above 105 Kg/cm ²	Below 105 Kg/cm ²
pH	9.0 – 9.6		9.2 – 9.8
Cation Conductivity - μs/cm	≤ 15		≤ 32
Chloride (Cl) – ppb	≤ 300		≤ 600
Sulphate (SO ₄) - ppb	≤ 600		≤ 1200
Silica (SiO ₂) - ppb	≤ 180		≤ 850
Sodium (Na) - ppb	≤ 2000		≤ 4000
Phosphate (PO ₄) - ppb	200 - 1500		200 - 3600
Sodium Hydroxide (NaOH) - ppb	≤ 1000		≤ 1000

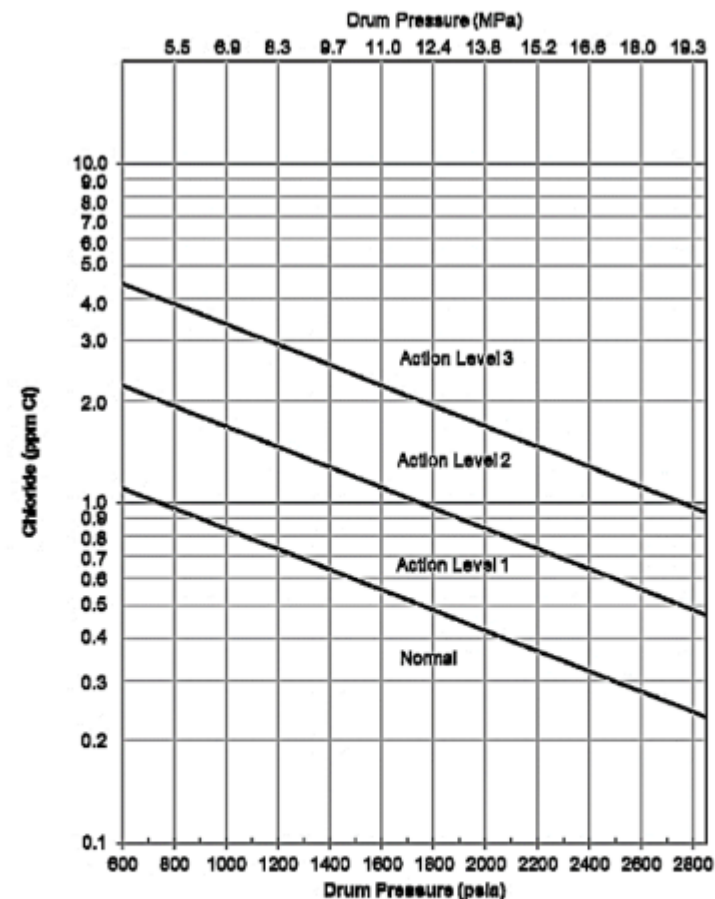
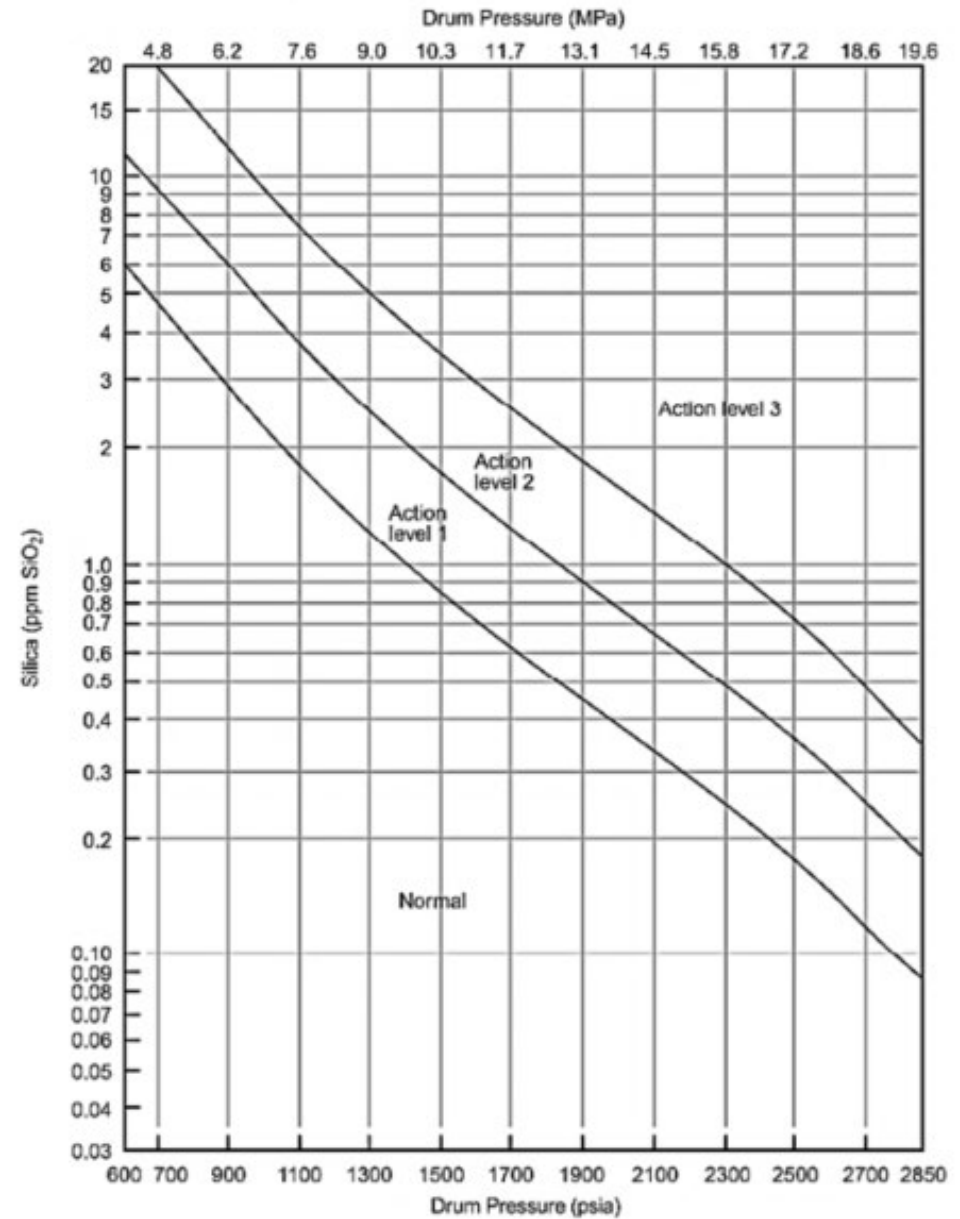
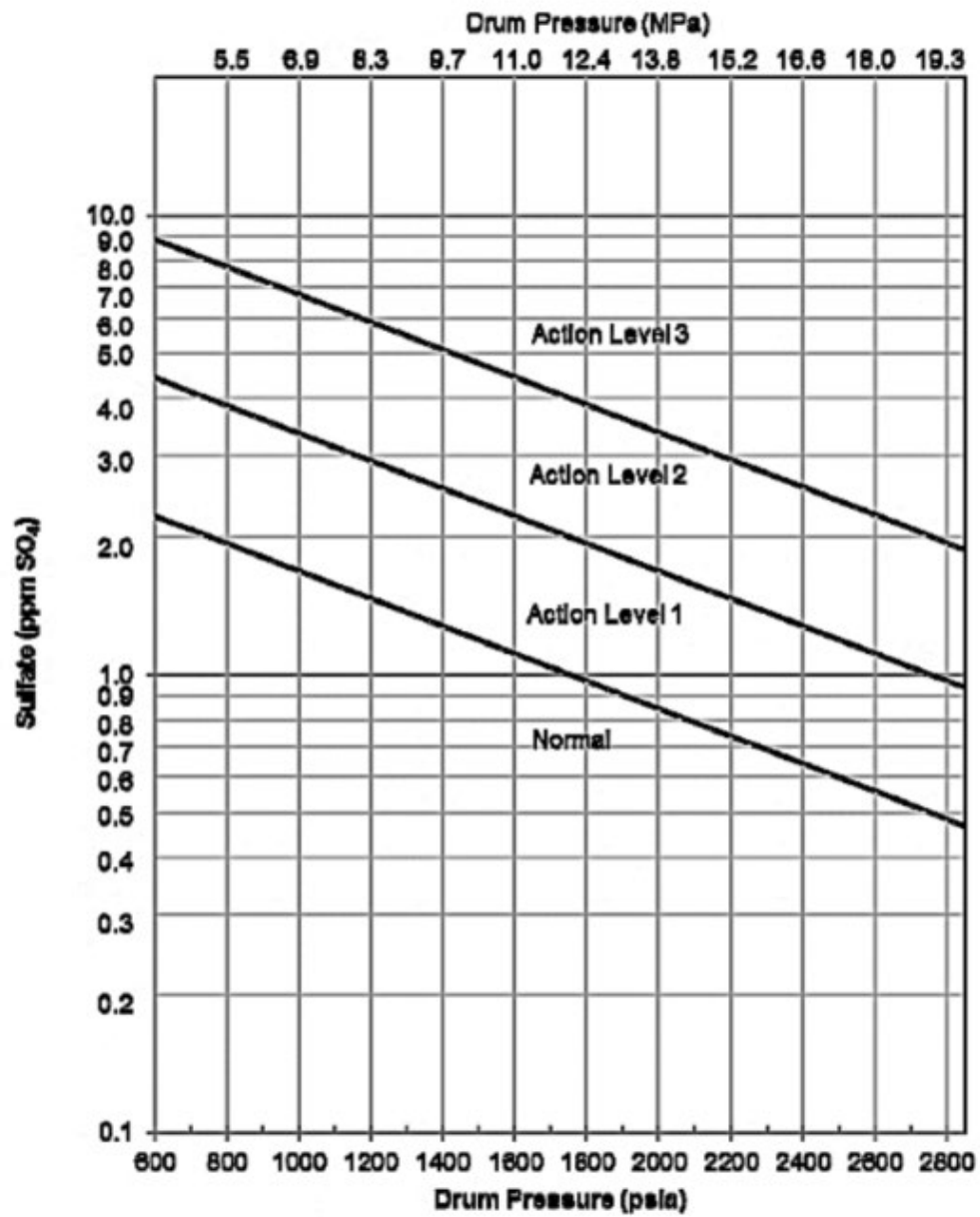
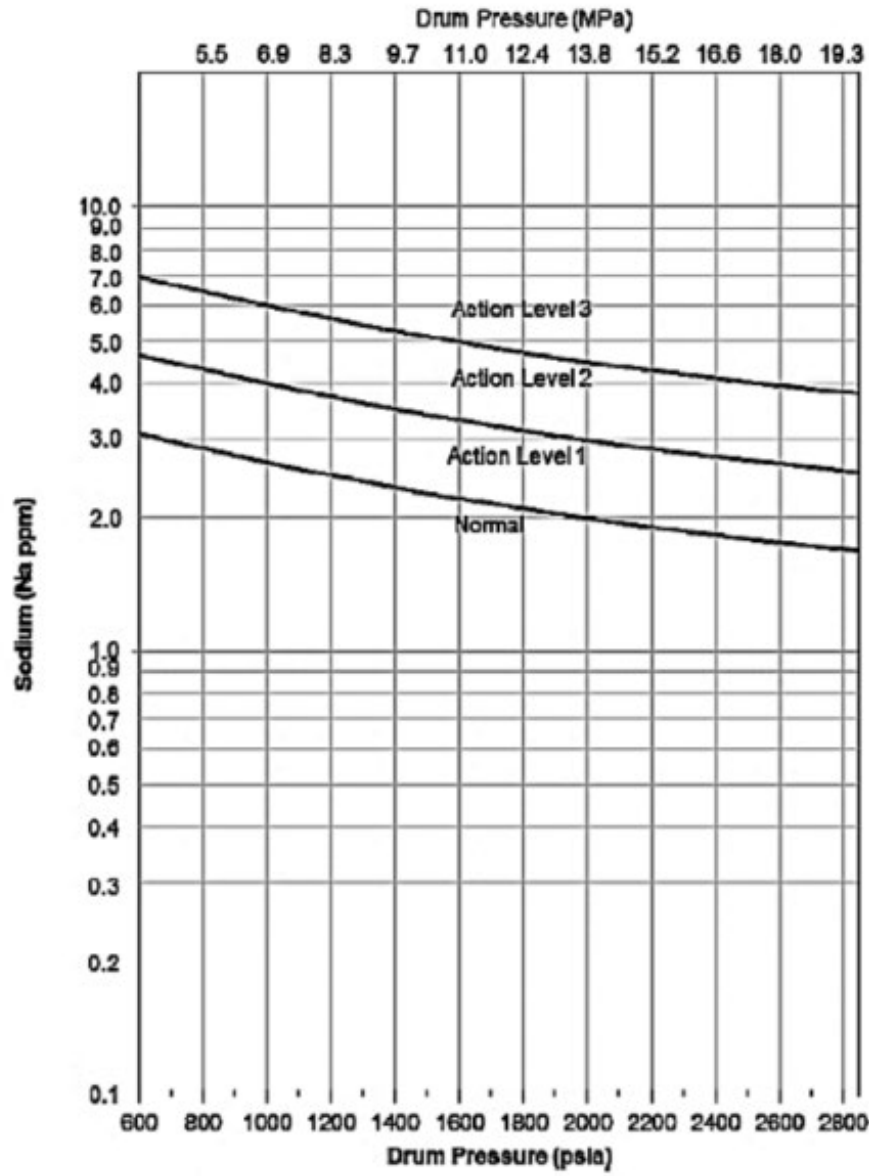


Fig PT – Boiler Water Cation Conductivity Target Values Based on Chloride and Sulfate Target Value (These target values need to be adjusted to account for Phosphate by adding 2 μS/cm for every 0.5 ppm phosphate (as PO₄) present when evaluated against a straight cation conductivity measurement. Or these target values can be used as presented when evaluated against an adjusted cation conductivity measurement which uses equation 7-2 to remove the phosphate contribution. Equation of Action Level 1 line is $y = 50e^{-0.00069x}$ Where y is cation conductivity in μS/cm, and x is pressure in psia, Action Level 2 line is ~2 times Action Level 1, and Action Level 3 is ~2 times Action Level 2.)





Dosage of Trisodium Phosphate (Na_3PO_4) or Trisodium Phosphate Dodecahydrate ($\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) to Achieve Solid Alkali pH's from 9.0 to 9.6

Boiler Solid Alkali pH	Boiler Circulating Volume Mass (kg)	Addition of (in grams)		Final Phosphate Residual (PO_4 ppm)
		Na_3PO_4 (MW = 164 g/mol)	$\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ (MW = 380 g/mol)	
9.0	100,000	175	406	~1
9.1	100,000	205	475	~1.2
9.2	100,000	260	600	~1.5
9.3	100,000	325	750	~1.9
9.4	100,000	410	950	~2.4
9.5	100,000	520	1,200	~3.0
9.6	100,000	650	1,500	~3.8