وكالة الأنباء الكويتية (كونا

EXPLOSÃO na Refinaria Mina Al-Ahmadi

25-06-2000

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

"THE 100 LARGEST LOSSES , 1974-2013".

LARGE PROPERTY DAMAGE LOSSES IN THE HYDROCARBON INDUSTRY

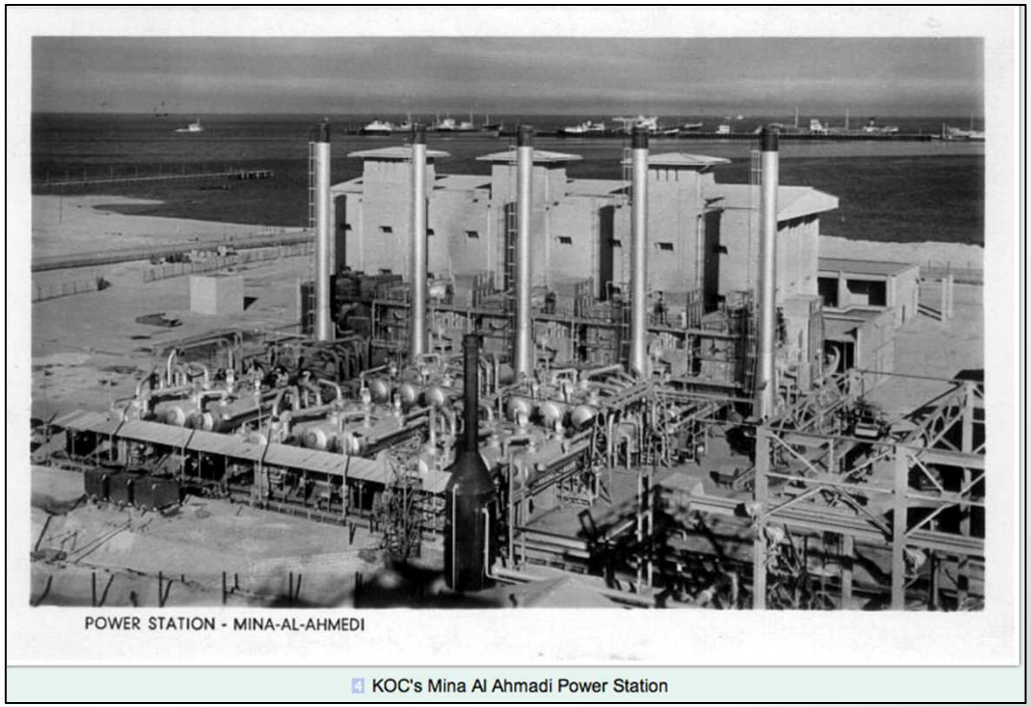
DATE	PLANT TYPE	EVENT TYPE	LOCATION	COUNTRY	PROPERTY LOSS US$ (MILLIONS[1])
07/07/1988	Upstream	Explosion/fire	Piper Alpha, North Sea	UK	1,810
10/23/1989	Petrochemical	Vapor cloud explosion	Pasadena, Texas	USA	1,400
01/19/2004	Gas processing	Explosion/fire	Skikda	Algeria	940[2]
06/04/2009	Upstream	Collision	Norwegian Sector	North Sea	840
03/19/1989	Upstream	Explosion/fire	Gulf of Mexico	US	830
06/25/2000	Refinery	Explosion/fire	Mina Al-Ahmadi	Kuwait	820[2]
05/15/2001	Upstream	Explosion/fire/sinking	Campos Basin	Brazil	790
09/25/1998	Gas processing	Explosion	Longford, Victoria	Australia	750
04/24/1988	Upstream	Blowout	Enchova, Campos Basin	Brazil	700
09/21/2001	Petrochemical	Explosion	Toulouse	France	680
05/04/1988	Petrochemical	Explosion	Henderson, Nevada	US	640
05/05/1988	Refinery	Vapor cloud explosion	Norco, Louisiana	US	610
03/11/2011	Refinery	Earthquake	Sendai	Japan	600[3]
04/21/2010	Upstream	Blowout/explosion/fire	Gulf of Mexico	US	600
09/12/2008	Refinery	Hurricane	Texas	US	550
06/13/2013	Petrochemical	Explosion/fire	Geismar, Louisiana	US	510[4]
04/02/2013	Refinery	Flooding/fire	La Plata, Ensenada	Argentina	500[4, 5]
12/25/1997	Gas processing	Explosion/fire	Bintulu, Sarawak	Malaysia	490[2]
07/27/2005	Upstream	Collision/fire	Mumbai High North Field	India	480
11/14/1987	Petrochemical	Vapor cloud explosion	Pampa, Texas	US	480

Fonte: Marsh 23RD EDITION

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Informações sobre a Empresa

- ✓ Localização → 45 km ao sul da cidade de Kuwait
- ✓ Holding → Kuwait National Petroleum Co. – KNPC
- ✓ Refinaria → Mina Al-Ahmadi (maior refinaria do país)
- ✓ Área → 10.534.000 m2
- ✓ Construção → 1949, com capacidade para processar 25.000 bpd. Ampliada em 1984/1986 , com 29 unidades de processo
- ✓ Número de Empregados → 1450
- ✓ Capacidade de Processamento → 444.000 bpd em 3 Unidades de Destilação

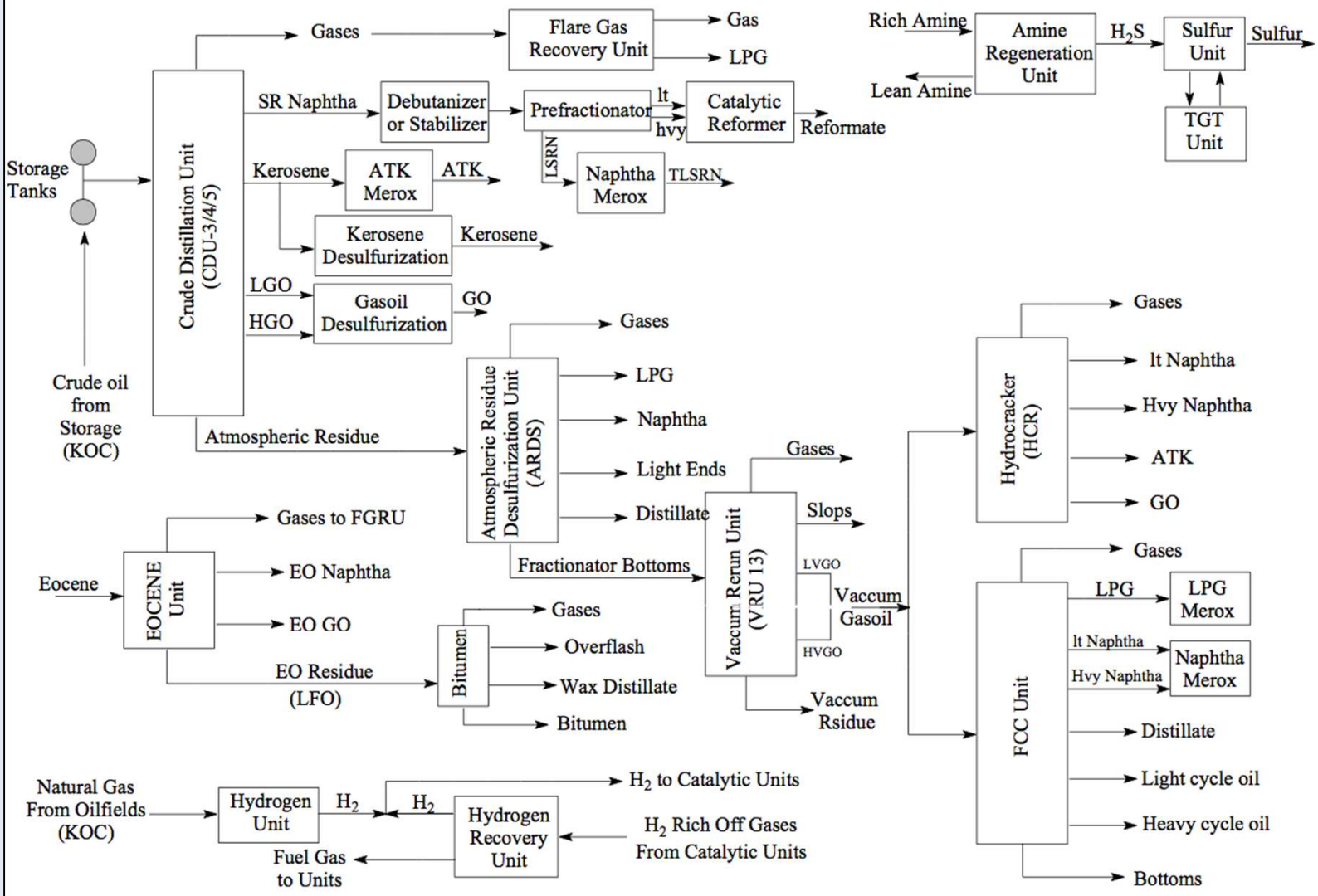


KOC's Mina Al Ahmadi Power Station

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Informações sobre a Empresa

Eocene é um petróleo produzido a partir da mistura do Wafra, South Umm Gudair e South Fuwaris fields. O óleo tem baixo nitrogênio, baixa acidez, metais e baixo asfaltenos. Tem baixo API, alto enxofre, sendo adequado para produção de asfalto e carga de unidade de Coque



A Simplified Process Flow Diagram for Mina Al-Ahmadi Refinery

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Informações sobre a Empresa – cont.

Processamento de petróleo nas 3 refinarias do país

Refinery	2008/2009	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013
Shuaiba	197.6	190.3	198.3	177.7	193.9
Mina Abdullah	269.9	270	262.2	247	272
Mina Al-Ahmadi	438.8	401.9	431.8	416.9	451.7
Total	906.3	862.2	892.3	841.6	917.6

Mina Al-Ahmadi

Capacidade de Destilações:

CDU No.4 → 200.000 bpd

CDU No.3 → 120.000 bpd

CDU No.5 → 122.000 bpd

Mina Al-Ahmadi

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Informações sobre a Empresa – cont.

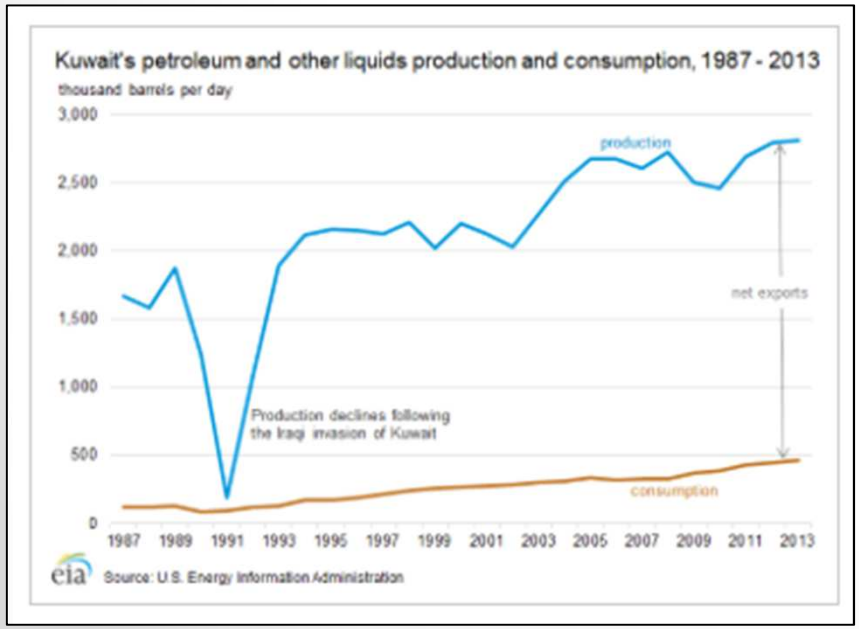
Unit	No. Of Units	Actual Capacity
Crude Distillation Units	3	466,000 bpd
EOCENE Topping Unit	1	24,000 bpd
Bitumen Production Unit (Asphalt)	1	11,000 bpd
Atmospheric Residue Desulphurization Unit (ARDS)	4	132,000 bpd
Naphtha Reforming Units	2	35,000 bpd
Kerosene Desulphurization Units	1	20,000 bpd
Gas oil Desulphurization Units	1	61,600 bpd
Vacuum Distillation Unit	1	85,000 bpd
Hydro Cracking Units (HCR)	1	40,000 bpd
Fluid Catalytic Cracking Unit	1	40,000 bpd
Hydrogen Recovery Unit	1	56,000 MMSCFD
Hydrogen production Units	4	198 MMSCFD
Sulphur Recovery Unit	4	1,334 MTPD
Merox Unit	1	20,000 BPSD
CCR Naphtha Reformers	2	
Gas Oil Desulphurization Unit	1	61,600 BPSD
New Gas Oil Desulphurization Unit	1	70,000 BPSD
Tail Gas Treatment Unit (TGT)	3	727 MTPD
Sour Water Treating Unit (SWT)	2	1053 GPM

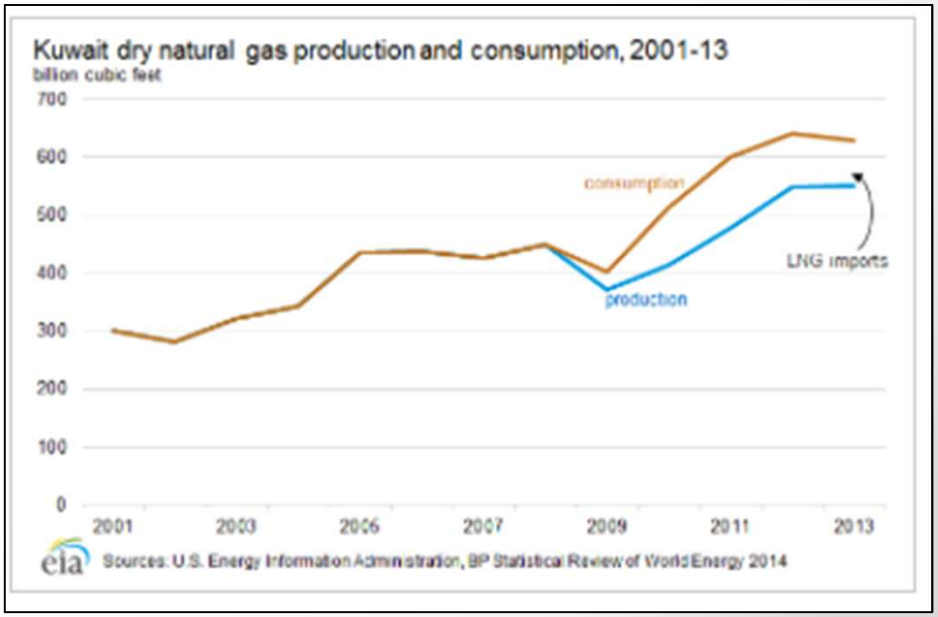
1949: Inicio operação, com 25 000 bpd
1958/63: Revamp para 190.000 bpd e 250.000 bpd , respectivamente;
1978: partida da Planta de Liquezação de Gás;
1981: partida das Unidades de Reforma catalítica;
1984: Início da modernização da Refinaria;
1985: partida das 29 novas unidades;
1987: partida da unidade de Craqueamento Fluido (FCC);
1997: "Revamp"do FCC para 40.000 bpd;
2000: Vazamento e explosão na tubulação de Liquido de Gás Natural;
2003: Partida 2 CCRs

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Descrição do acidente – Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait

Uma violenta explosão, no início da manhã do dia 25 de Junho de 2000, na maior das três refinarias de petróleo do Kuwait, matou cinco trabalhadores, feriu 49 e danificou equipamentos de duas destilações, mais severamente na unidade de 122.000 bpd (19.395 m3/dia) e danos moderados na destilação de 120.000 bpd (19.080 m3/dia).
A destilação com capacidade para processar 200.000 bpd (31.796 m3/dia) não foi afetada. Já as duas unidades de Reforma Catalítica, cada uma delas com capacidade para processar 18.000 bpd (2860 m3/dia), foram fortemente impactadas pela explosão e fogo.
Houve um vazamento de gás em uma tubulação de condensado de gás natural.





Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Fotos do sinistro

FIgure Showing Mina Al-Ahmadi Refinery Exploded

A Kuwaiti national looks at his country's largest oil refinery burning after a gas leak, June 25, 2000. (photo by REUTERS)

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Análise e causas do acidente

Na manhã do dia 25 de junho de 2000, quando técnicos tentavam isolar um vazamento de gás em uma tubulação entre a planta de Líquido de Gás Natural e a parte antiga da refinaria, ocorreu uma violenta explosão e incêndio. A causa da ignição não foi identificada.

O fogo foi extinto cerca de nove horas depois da ignição.

O rompimento da tubulação de condensado foi causada por corrosão. A investigação constatou que a tubulação que falhou havia sido inspecionada e sofrido manutenção.

Five people were killed and 50 injured in an explosion at the refinery in June 2000 when a condensate line between a NGL plant and refinery failed.

The blast occurred when operators were trying to isolate the leaking line. Three crude units and two reformers were damaged.

The accident to the Gulf state's biggest oil refinery made an enormous economic looses and the then Kuwaiti oil minister offered to resign.

Investigations revealed the failed pipe had suffered corrosion and slipped through the inspection and maintenance.

Causa Imediata: Falha de tubulação seguido de vazamento de gás (corrosão).

Causa Básica : Falha da Gestão de Inspeção de Equipamentos e Falha da Gestão de Manutenção.

Importante ressaltar que no dia 16 de junho de 2000, ocorreu um acidente na refinaria Shuaiba, levando à morte de dois funcionários por causa da inalação de gás sulfídrico (H2S). Os técnicos estavam na Unidade de Hidrocraqueamento de QAV (HDS), que se encontrava parada e estava sendo inspecionada para retornar à operação, quando caíram de uma torre de 21 metros.

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Análise e causas do acidente→ limites para as frações molares do GN

Component	Mole fraction
Main components	
Methane	⩾ 0,70
Nitrogen	⩽ 0,20
Carbon dioxide	⩽ 0,20
Ethane	⩽ 0,10
Propane	⩽ 0,035
Butanes	⩽ 0,015
Pentanes	⩽ 0,005
Hexanes	⩽ 0,001
Heptanes	⩽ 0,000 5
Octanes and above	⩽ 0,000 5
Hydrogen	⩽ 0,10
Carbon monoxide	⩽ 0,03
Helium	⩽ 0,005
Water	⩽ 0,000 15
Minor and trace components	
Ethylene	⩽ 0,001
Benzene	⩽ 0,000 5
Toluene	⩽ 0,000 2
Argon	⩽ 0,000 2
Hydrogen sulfide	⩽ 0,000 2
Oxygen	⩽ 0,000 2
Total unspecified components	⩽ 0,000 1

"A corrosão é como a mulher, não foi feita para ser entendida mas sim controlada."

Morhamed Medaber Al Akbar

Composição típca do Gás Natural

Component	Typical analysis (mol%)	Range (mol%)
Methane	94.9	87.0–96.0
Ethane	2.5	1.8–5.1
Propane	0.2	0.1–1.5
iso-Butane	0.03	0.01–0.3
Normal-butane	0.03	0.01–0.3
iso-Pentane	0.01	Trace–0.14
Normal-pentane	0.01	Trace–0.04
Hexanes plus	0.01	Trace–0.06
Nitrogen	1.6	1.3–5.6
Carbon dioxide	0.7	0.1–1.0

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

➢ **Consequências**

- O total dos danos foi de US$ 820 milhões
- Cinco empregados morreram e 49 ficaram feridos
- A explosão e incêndio causou danos em 2 unidades de destilação, sendo que em uma delas com maior severidade . Houve também danos graves em duas unidades de Reforma Catalítica e a destruição de 2 unidades de produção de benzeno

A refinaria foi retornando aos poucos com as suas unidades de processo, a saber:

- ✓ **CDU No.4 (Destilação 200.000 bpd) → retornou em 07 de outubro de 2000**
- ✓ **CDU No.3 (Destilação 120.000 bpd) → retornou em 14 de abril de 2001**
- ✓ **CDU No.5 (Destilação 122.000 bpd) → retornou em outubro de 2003**
- ✓ **O complexo de Nafta , que contemplou 2 Unidades de HDS de Nafta, 2 Unidades de Fracionamento de Nafta e 2 novas CCRs (Regeneração Contínua de Catalisador) iniciou operação em outubro de 2003.**
- ✓ **Nova unidade de Dessulfurização de Gasóleo→ iniciou partida em out/2003**

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Lições Aprendidas

- **Deterioração em tubulação : corrosão externa e corrosão interna**

1- Corrosão externa decorrente de isolamento térmico deteriorado ou falta de isolamento:

Um dos problemas mais sérios e comuns em unidades industriais que possuem tubulações e equipamentos isolados é a corrosão sob o isolamento ou **Corrosion Under Insulation (CUI)**. Esta é uma corrosão eletroquímica que evolui silenciosamente sob o isolamento térmico ou materiais de proteção passiva (fireproofing), como o concreto, com uma taxa de corrosão acelerada quando comparada a taxa que ocorre em tubulações sem isolamento expostas a atmosfera (sistema aberto).

Não-Conformidade: corrosão severa sob o isolamento da tubulação

Boa Prática: isolamento instalado conforme norma de projeto e manutenido para evitar a sua deterioração. Uma inspeção rotineira, por meio de check-list é uma forma de garantir a sua integridade.

"Isolamento térmico NÃO previne a corrosão" :

Lições Aprendidas

- **Deterioração em tubulação : corrosão externa e corrosão interna**

2- Corrosão externa pela agressividade da atmosfera (poeira, poluição ácida , névoa salina , umidade e gases: CO, CO2, SO2, H2S, NO2…)

Corrosão externa severa decorrente de atmosfera salina

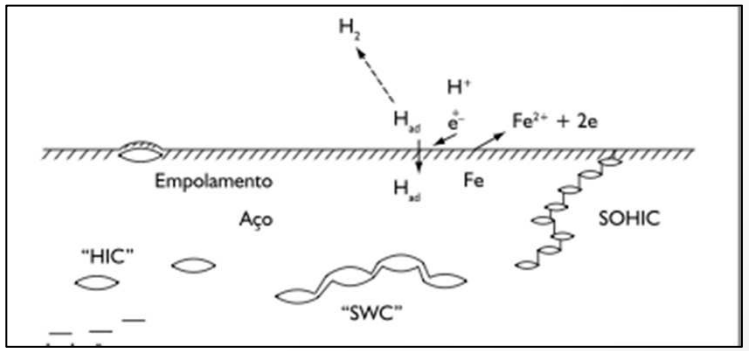
3- Corrosão interna pelo H2S

Corrosão pelo H2S:

$$H_2S + Fe \rightarrow FeS + H_2$$

H_2S attack

$$Fe + H_2S \longrightarrow FeS + 2H^0$$



Trincamento Induzido pelo H2 pelo acúmulo do gás em interfaces tais como são as inclusões de sulfeto de manganês e formas de trincamento devidas da interação entre HICs

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Lições Aprendidas

- **Deterioração em tubulação : corrosão externa e corrosão interna**

3- Corrosão interna pelo H2S (Wet H2S Damage) – cont.

Description of Damage

This section describes four types of damage that result in blistering and/or cracking of carbon steel and low alloy steels in wet H_2S environments.

a) Hydrogen Blistering **Empolamento pelo H2**

Hydrogen blisters may form as surface bulges on the ID, the OD or within the wall thickness of a pipe or pressure vessel. The blister results from hydrogen atoms that form during the sulfide corrosion process on the surface of the steel, that diffuse into the steel, and collect at a discontinuity in the steel such as an inclusion or lamination. The hydrogen atoms combine to form hydrogen molecules that are too large to diffuse out and the pressure builds to the point where local deformation occurs, forming a blister. Blistering results from hydrogen generated by corrosion, not hydrogen gas from the process stream. (Figure 5-34 and Figure 5-35.)

b) Hydrogen Induced Cracking (HIC) **Trincas Induzidas pelo Hidrogênio**

Hydrogen blisters can form at many different depths from the surface of the steel, in the middle of the plate or near a weld. In some cases, neighboring or adjacent blisters that are at slightly different depths (planes) may develop cracks that link them together. Interconnecting cracks between the blisters often have a stair step appearance, and so HIC is sometimes referred to as "stepwise cracking" (Figure 5-36, Figure 5-37 and Figure 5-38).

c) Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking (SOHIC) **Trincamento Induzido pelo H2 e orientado por tensão**

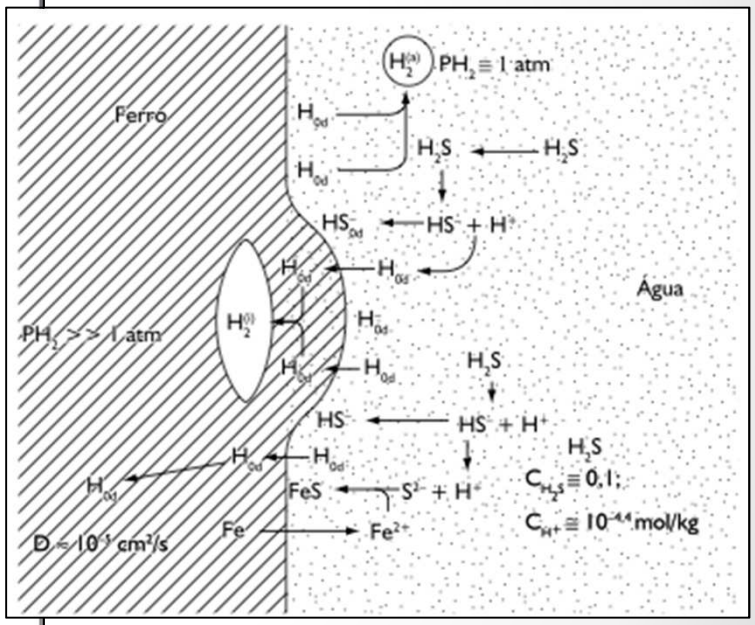
SOHIC is similar to HIC but is a potentially more damaging form of cracking which appears as arrays of cracks stacked on top of each other. The result is a through-thickness crack that is perpendicular to the surface and is driven by high levels of stress (residual or applied). They usually appear in the base metal adjacent to the weld heat affected zones where they initiate from HIC damage or other cracks or defects including sulfide stress cracks (Figure 5-39 and Figure 5-40).

d) Sulfide Stress Cracking (SSC) **Corrosão Sob Tensão pelo Sulfeto**

Sulfide Stress Cracking (SSC) is defined as cracking of metal under the combined action of tensile stress and corrosion in the presence of water and H_2S. SSC is a form of hydrogen stress cracking resulting from absorption of atomic hydrogen that is produced by the sulfide corrosion process on the metal surface.

SSC can initiate on the surface of steels in highly localized zones of high hardness in the weld metal and heat affected zones. Zones of high hardness can sometimes be found in weld cover passes and attachment welds which are not tempered (softened) by subsequent passes. PWHT is beneficial in reducing the hardness and residual stresses that render steel susceptible to SSC. High strength steels are also susceptible to SSC but these are only used in limited applications in the refining industry. (Figure 5-41 and Figure 5-42). Some carbon steels contain residual elements that form hard areas in the heat affected zones that will not temper at normal stress relieving temperatures. Using preheat helps minimize these hardness problems.

- ✓ **N-1706 → Projeto de Vaso de Pressão para o Serviço com H2S;**
- ✓ **Publicação : NACE IP 8X-194 (2006)**



Trincamento do aço induzido pelo H2:
No esquema são apresentadas as etapas que culminam com acúmulo de H2 e deformação do ferro quando o mesmo faz contato com meio ácido desaerado contendo H2S tendo em conta a dessorção, a dissolução e a recombinação do hidrogênio no metal.

Lições Aprendidas

- **Deterioração em tubulação : corrosão externa e corrosão interna**

3- Corrosão interna pelo H2S (Wet H2S Damage) – cont.

✓ Corrosão pelo H2S em meio aquoso : mecanismo

FeS - Sulfeto ferro
FeS2 - Dissulfeto ferro (pirita)

$$Fe\ (m) + H_2S\ (g) + H_2O \rightleftarrows Fe_xS_y\ (sulfeto) + H_2\ (g)$$

Obs.: o tipo de sulfeto dependerá da concentração de H2S

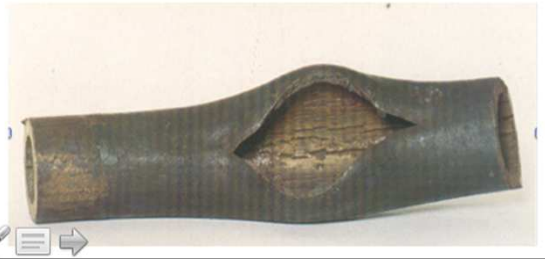
$$H_2O \rightleftarrows H^+ + OH^-$$

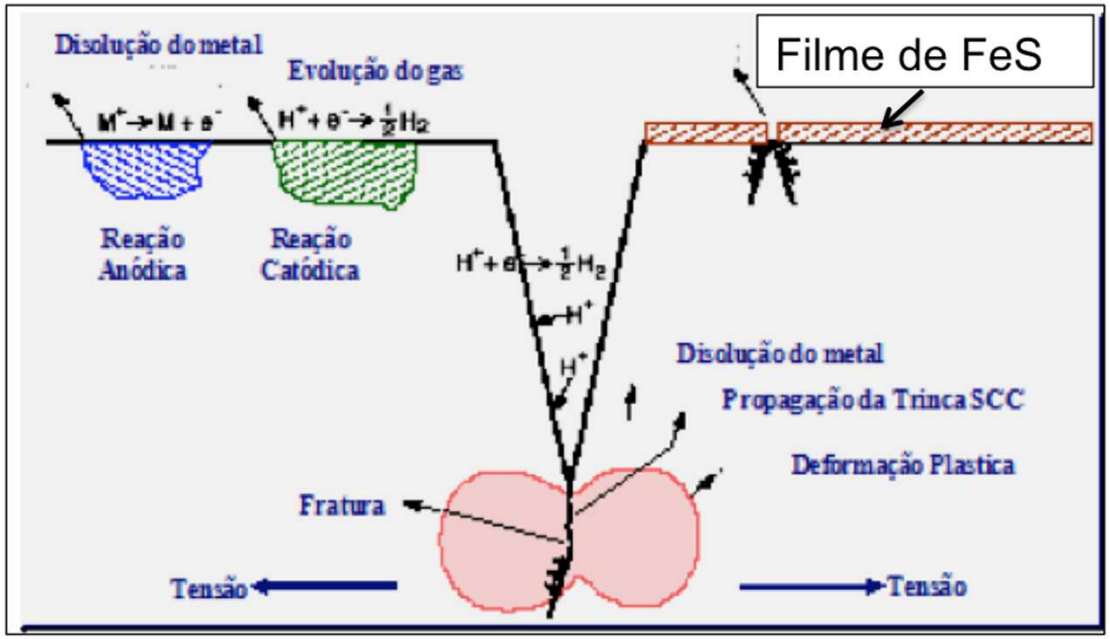
$$H_2S \rightarrow H^+ + HS^-$$

Reação Anódica: $Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$

Reação Catódica: $HS^- + e^- \rightarrow H^0 + S^{2-}$

$$Fe^{2+}{}_{(aq)} + HS^-{}_{(aq)} \rightarrow Fe_xS_{y(s)} + H^+{}_{(aq)}$$





Importante destacar que a camada protetora de FeS perde a estabilidade e tende a se quebrar em pH menor que 4, que contribui para o processo corrosivo

Lições Aprendidas

- **Deterioração em tubulação : corrosão externa e corrosão interna**

4- Corrosão interna por CO2

Na composição do Gás Natural, CO2 e água estão presentes. Esta "aliança" é danosa para as tubulações em razão da formação do ácido carbônico (H2CO3) , que é extremamente corrosivo ao aço carbono. Ela é a causa mais frequente das falhas em equipamentos.

$$CO_2 + H_2O \Leftrightarrow CO_2 - H_2O \cong H_2CO_3 \Leftrightarrow H^+ + HCO_3^-$$

Mecanismo do processo

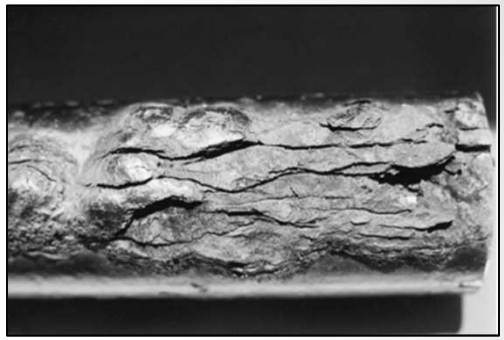
Corrosividade (mm/ano)
Baixa: < 0,025
Moderada: 0,025 – 0,125
Severa: > 0,125

O controle sistemático da concentração e pressão parcial do H2S, CO2 , O2 ; da Umidade ; a concentração de bactérias redutoras de sulfato; a concentração de Ferro total; o pH ; a concentração de Cloreto; das variáveis de processo ; a implementação e execução de Plano de Monitoramento da Corrosão interna e externa das Tubulações e ações para eliminar/minimizar a presença dos contaminantes (ex.: uso de inibidores) é vital para a manutenção da integridade e confiabilidade dos dutos e equipamentos.

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Lições Aprendidas→ Deterioração de tubulação

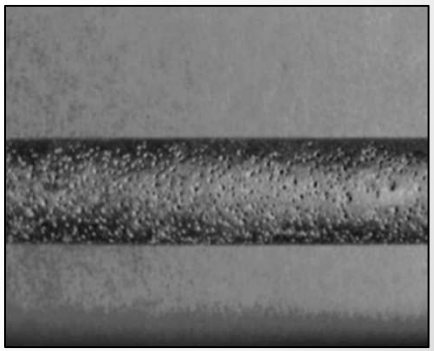
Processo para monitorar variáveis diretas ou indiretas do processo de deterioração:



Corrosão por esfoliação

- ✓ Probes de corrosão e hidrogênio;
- ✓ Coupons de corrosão;
- ✓ Monitoração da proteção catódica;
- ✓ Medição manual ou automática de espessura (US);
- ✓ Coleta e análise de amostras de componentes do processo ou de meios corrosivos;
- ✓ Monitoração de variáveis do processo (pressão, temperatura, vazão, velocidade de escoamento, tamanho de partículas, análise química);

Morfologia do dano:

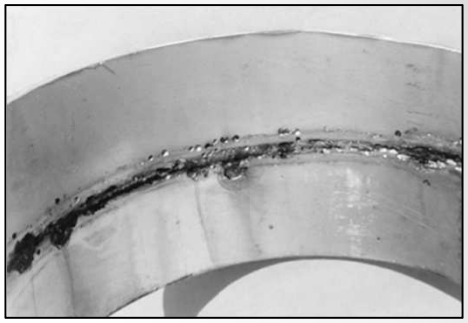


Corrosão por pite

- ✓ Origem mecânica (causado por carregamento);
- ✓ Origem metalúgica (mudança micro estrutural);
- ✓ Perda de espessura por corrosão (uniforme, localizada, pitiforme)
- ✓ Trincas: isoladas, múltiplas: em famílias – conectadas ou isoladas, embotadas, ramificadas, superficiais ou subsuperficiais;
- ✓ Distorção: empolamento, empenos, estricção.

Lições Aprendidas→ Deterioração de tubulação

Estratégia de mitigação:



Corrosão no cordão de solda

- ✓ Física: mudança de temperatura, pressão, velocidade;
- ✓ Química: mudança de variáveis e produtos no processo, uso de processos de inibição e de limpeza;
- ✓ Isolamento: uso de proteções, "coatings"; Adicionar sobre-espessura;
- ✓ Mudar o estado de tensão através de alívio de tensões, criação de tensões residuais

Mecanismos de falha: todas as indústrias e indústrias do refino

- ✓ Mecanismos caracterizados por transformação micro estrutural generalizada;
- ✓ Falhas causadas por solicitações mecânicas;
- ✓ Perda de espessura uniforme ou localizada;
- ✓ Corrosão sob alta temperatura;
- ✓ Fragilização causada pela interação com o meio

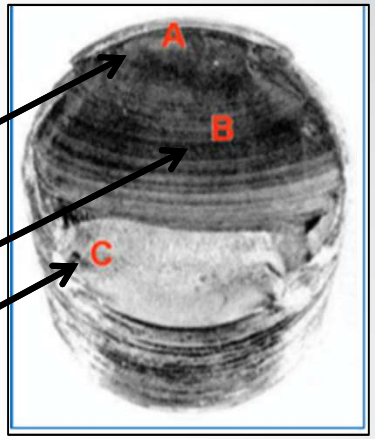
Corrosão alveolar

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

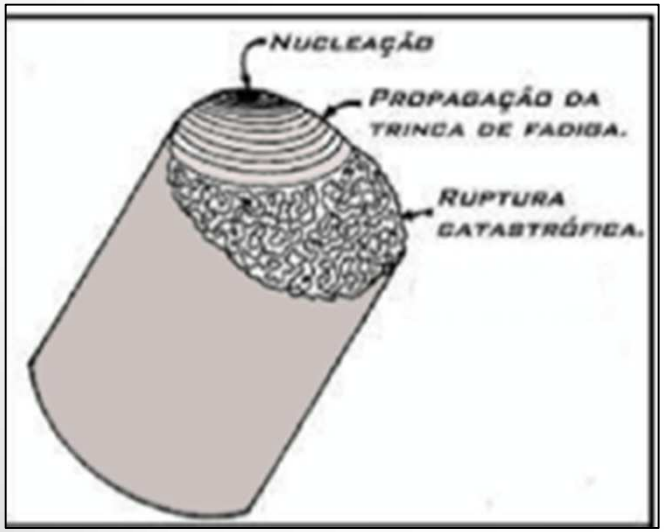
Lições Aprendidas→Mecanismos de Danos na Industria

Mecanismos de danos que abrangem todas as indústrias
I – Mecanismos caracterizados por transformação microestrutural generalizada
1 – Grafitização (Graphitization):
2 – Esferoidização (Spheroidization):
3 - Fragilização por Revenido (Temper Embrittlement):
4 – Crescimento de Grão (Grain Growth):
5 –Envelhecimento por deformação (Strain Aging):
6 – Fragilização por trabalho a 475ºC (885ºF (475ºC) Embrittlement):
7 – Fragilização por Formação de Fase Sigma (Sigma Phase Embrittlement):
8 – Sensitização (Sensitization):

Ponto A: início da trinca. Ponto B : indica marcas de praia.Ponto C: Local da fratura



Fratura por fadiga de parafuso



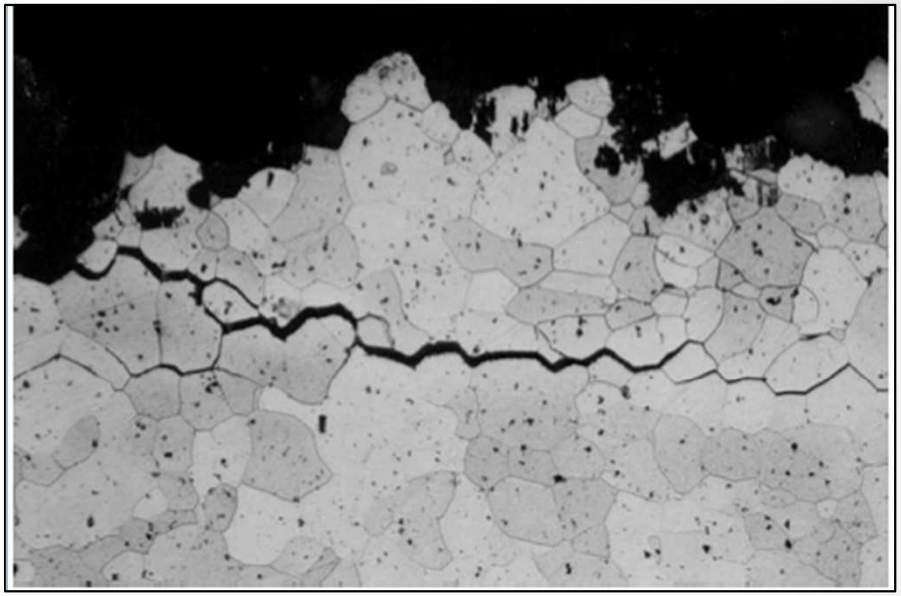
Estágios na Falha por Fadiga:
nucleação, propagação e falha catastrófica

II – Falhas causadas por solicitações mecânicas
9 – Falha Frágil (Brittle Fracture):
10 – Fluência (Creep):
11 – Fadiga Térmica (Thermal Fatigue):
12 – Ruptura por Sobreaquecimento (Short Term Overheating – Stress Rupture):
13 – Desgaste (Wear):
14 – Fretagem (Fretting):
15 – Sobre-carga (Overloading):
16 – Tamponamento por vapor (Steam Blanketing):
17 – Trincamento por Soldagem Dissimilar (Dissimilar Metal Welding (DMW) Cracking):
18 – Choque Térmico (Thermal Shocking):
19 – Erosão – Corrosão (Erosion – Corrosion):
20 – Cavitação (Cavitation):
21 – Fadiga (Mechanical Fatigue & Vibration Induced Fatigue):
22 – Degradação de Revestimentos Refratários (Refractory Degradation):
23 – Trincamento por Reaquecimento (Reheat Cracking):

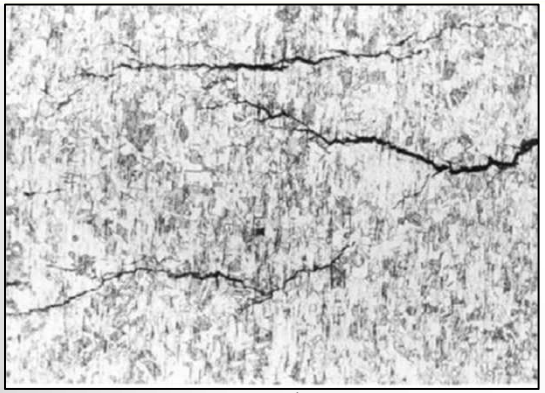
Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Lições Aprendidas→ Mecanismos de Danos na Industria

III – Perda uniforme ou localizada de espessura
24 – Corrosão Galvânica (Galvanic Corrosion):
25 – Corrosão Atmosférica (Atmospheric Corrosion):
26 – Corrosão sob o Isolamento (Corrosion Under Insulation (CUI)):
27 – Corrosão por Água de Resfriamento (Cooling Water Corrosion):
28 – Corrosão por Água de Caldeira (Boiler-Water Condensate Corrosion):
29 – Corrosão por CO_2 (CO_2 Corrosion):
30 – Corrosão por Condensação de Gás de Descarga (Flue-Gas Dew-Poit Corrosion):
31 – Corrosão Microbiológica (Microbiologically Induced Corrosion (MIC)):
32 – Corrosão pelo Solo (Soil Corrosion):
34 – Corrosão Seletiva (Dealloying):
35 – Corrosão Grafítica (Graphitic Corrosion):
IV – Corrosão sob alta temperatura (>200ºC)
36 – Oxidação (Oxidation):
36A – Corrosão pelo Enxofre (Sulfidation, Sulfidic Corrosion):
37 – Carbonetação (Carburization):
38 – Descarbonetação (Decarburization):
39 -Carbonetação Catastrófica (Metal Dusting, Catastrophic Carburization):
40 – Corrosão por Contaminação devida ao Combustível (Fuel Ash Corrosion):
41 – Nitretação (Nitriding):



Fratura intergranular – acompanha o contorno dos grãos

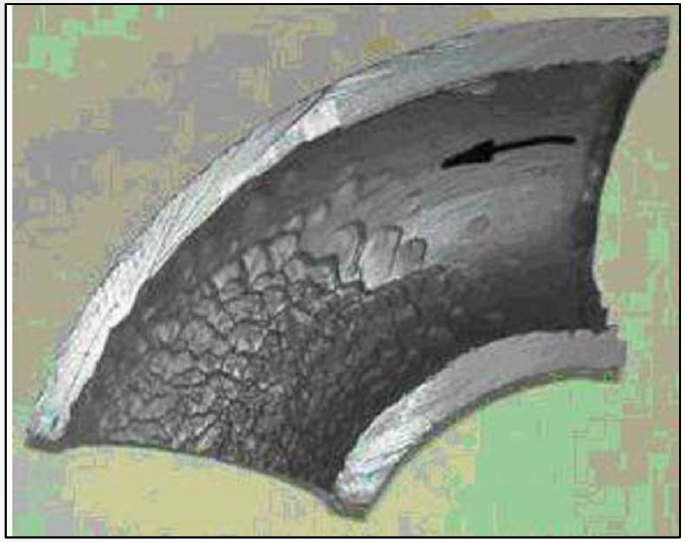


Fratura transgranular na Corrosão Sob Tensão : ocorre pelo meio dos grãos

V – Fragilização causada pela interação com o meio.
42 – Corrosão Sob Tensão devida ao Cl^- (Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl^-SCC)):
43 – Corrosão Fadiga (Corrosion Fatigue):
44 – Corrosão Sob Tensão Cáustica ou CST Alcalina (Caustic Stress Corrosion Cracking (Caustic Embrittlement, Alkaline SCC))
45 – Corrosão Sob Tensão por Amônia (NH_3) (Ammonia Stress Corrosion Cracking):
46 – Fragilização por Metal Líquido (Liquid Metal Embrittlement (LME)):
47 – Fragilização por Hidrogênio (Hydrogen Embrittlement (HE)):

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

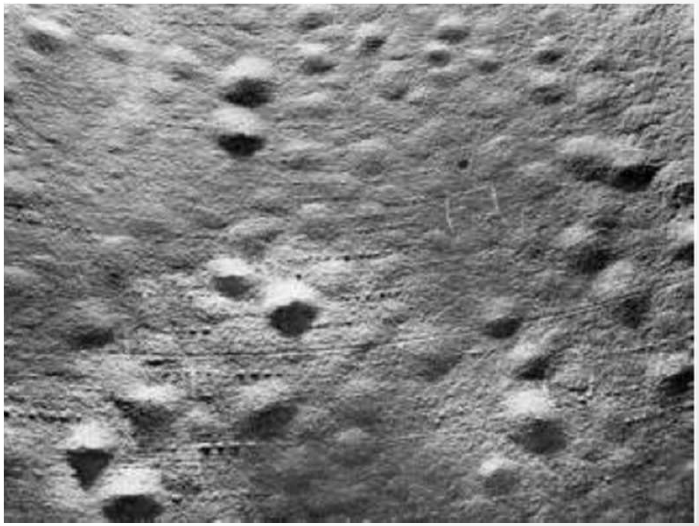
Lições Aprendidas→ Mecanismos de Danos na Industria



Corrosão pelo Bisulfito de Amônia (NH4HS) → 2-inch CS elbow and straight section in a sour water line off the cold HPS on an HDT unit.

Ácido Fluorídrico (HF) → stress corrosion cracking of Alloy 400 vent line in an acid dump system

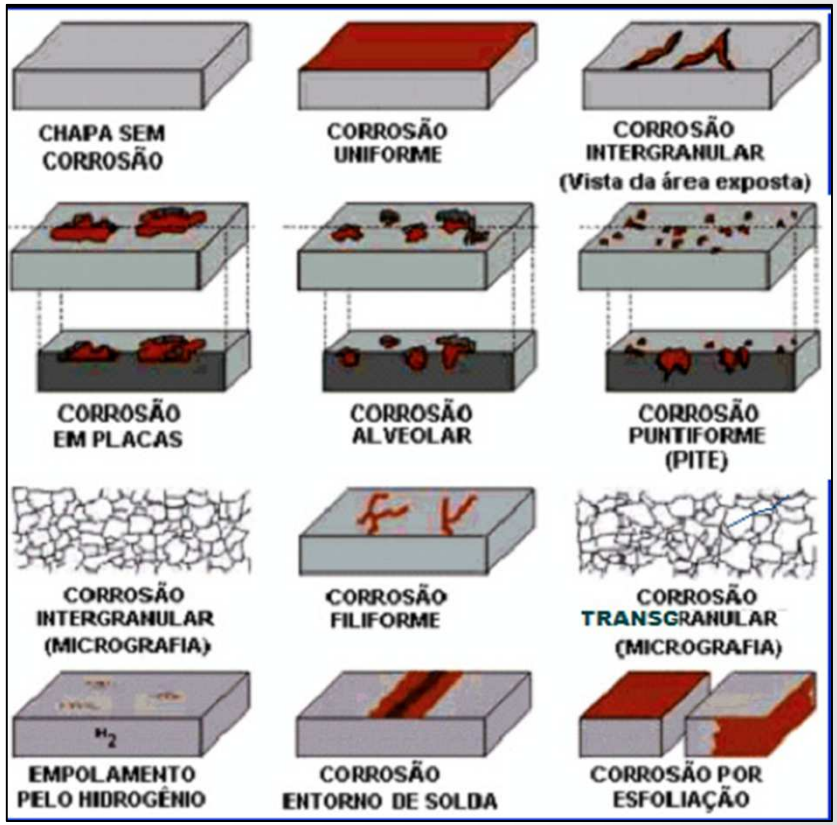
Erosão-corrosão → dano devido à corrosão pelo ácido naftêncio em curva de 10-inch 5Cr , em Sistema de Destilação à Vácuo (saída do forno)



Wet H2S Damage→ superficie de vaso de pressão derteriorada (Empolamento pelo H2)

Explosão na Refinaria Mina Al-Ahmadi, Kuwait 25-06-2000

Lições Aprendidas → Mecanismos de Danos na Industria

Mecanismos de danos das indústrias do refino
VI – Perda localizada ou uniforme de espessura na indústria do refino.
48 – Corrosão por Amina (Amine Corrosion):
49 – Corrosão por Bissulfato de Amônia (NH_4HS) (Ammonium Bisulfide Corrosion (Alkaline Sour Water)):
50 – Corrosão por Cloreto de Amônia (Ammonium Chloride Corrosion):
51 – Corrosão por Ácido Clorídrico (HCl) (Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion):
52 – Corrosão por H_2/H_2S sob Alta Temperatura (High Temperature H_2/H_2S Corrosion):
53 – Corrosão pelo Ácido Fluorídrico (HF) (Hydrofluoric (HF) Acid Corrosion):
54 – Corrosão pelo Ácido Naftênico (Naphtenic Acid Corrosion (NAC)):
55 – Corrosão pelo Fenol (Phenol (Carbolic Acid) Corrosion):
56 – Corrosão pelo Ácido Fosfórico (H_3PO_4) (Phosphoric Acid Corrosion):
57 – Corrosão por Água Ácida (Sour Water Corrosion (Acidic)):
58 – Corrosão pelo Ácido Sulfúrico (Sulfuric Acid Corrosion):
59 – Corrosão Intergranular - Corrosão sob Tensão pelo Ácido Politiônico (Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking (PASCC)):
VII – Fragilização causada pela interação com o meio nas indústrias do refino.
60 – Corrosão sob Tensão pela Amina (Amine Stress Corrosion Cracking):
61 – Dano pelo H_2S (Wet H_2S Damage (Blistering/HIC/SOHIC/SSC)):
62 – Dano pelo Ácido Fluorídrico (HF) (Hydogen Stress Cracking (HF)):
63 – CST pelo Carbonato (CO_3^{-2}) (Carbonate Stress Corrosion Cracking):
64 – Dano pelo Hidrogênio a Alta Temperatura (High Temperature Hydrogen Attack (HTHA):
65 – Hidretação do Titânio (Titanium Hydriding):

Formas de Corrosão