



INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

Rodolfo Ardaya
Gabriel Fernández
Rubén Morgani
Luciano Dominguez
PAN AMERICAN

Inspección y Mantenimiento

Las tecnologías más avanzadas del mundo aplicadas para la inspección y mantenimiento de refinerías y plantas petroquímicas están basadas en la evaluación del riesgo.

La tendencia actual es estructurar en un sistema las técnicas de Inspección basadas en riesgo que incluyen detallados estudios de integridad estructural y determinación de vida remanente junto con las técnicas de mantenimiento estratégico.

API /Risk-Based Inspection – RBI

API (American Petroleum Institute) presentó en 1996 su enfoque de la Inspección Basada en Riesgo (Risk-Based Inspection - RBI) como resultado de los trabajos de investigación y desarrollo realizados.

Desarrolló una metodología que utiliza el análisis de riesgo para priorizar y gerenciar los programas de inspección de equipos en servicio.

Desarrollo del Proyecto RBI

El proyecto RBI fue iniciado por API en 1993 trabajando junto con Amoco, ARCO, ASHLAND, BP, Chevron, CITGO, Conoco, Dow Chemical, DNO, DSM Services, Equistar EXXON, Fina, Koch, Marathon, MOBIL, Petro-Canada, Philips, Saudi Aramco, SHELL, Sun, TEXACO y UNOCAL.

Inspección Basada en Riesgo

- ***Contribuye a desarrollar un plan de inspección y mantenimiento***
- ***Prioriza las acciones correctivas***
- ***Minimiza las necesidades de inspección y mantenimiento***
- ***Contribuye a extender la vida de la planta.***
- ***Reduce el mantenimiento reactivo.***



Esta metodología combina la probabilidad de ocurrencia de las fallas con sus consecuencias.

Como resultado se puede elaborar un programa de inspección destinado a definir, cuantificar y controlar los riesgos a las fallas en los equipos, fijando prioridades y frecuencias de inspección.

Focaliza la atención según el riesgo:

- *El sentido común indica que en la mayoría de las plantas un gran porcentaje del riesgo total de la una unidad esta concentrado en un pequeño número de equipos.*
- *Estos componentes de alto riesgo requieren una mayor atención.*

Riesgos que deben ser evaluados

RBI permite evaluar cualquier combinación de los siguientes riesgos para tomar decisiones concernientes a cuando, donde y cómo inspeccionar una planta de procesos:

- Riesgo para los empleados que trabajan en la planta
- Riesgo para la comunidad
- Riesgo a la interrupción del negocio
- Riesgo de daño al ambiente

Evaluación de la susceptibilidad a la corrosión por Aminas en equipos de acero al carbono e inoxidables

Alcance:

Las unidades de una planta de tratamiento de gas que operan con soluciones de aminas están sujetas a diversos mecanismos de daño que pueden estar activos de acuerdo con una combinación de parámetros operativos y características de los equipos.

Empleando los Módulos Técnicos de API 581 se evaluó la velocidad de daño para los mecanismos de corrosión uniforme y localizada junto con la susceptibilidad a la corrosión bajo tensiones.

En paralelo se desarrolló un plan de inspección de los equipos comparándose sus resultados con lo obtenido de la evaluación realizada.

Fundamentos Técnicos - Corrosión por aminas

La corrosión de los aceros al carbono debida a soluciones acuosas de aminas se puede producir en las instalaciones destinadas a remover SH_2 y CO_2 en las industrias del gas y petróleo.

El ambiente agresivo se relaciona con las soluciones de monoethanolamine (MEA), diethanolamine (DEA), methyldiethanolamine (MDEA), disopropanolamine (DIPA), Sulfinol, y diglycolamine (DGA). Estas aminas remueven primariamente SH_2 , MEA y DEA también remueven si esta presente. Generalmente la corrosión en MDEA es menor que con MEA y DEA cuando los contaminantes son controlados adecuadamente.

La corrosión por aminas en las plantas de tratamiento de gas pueden vincularse a problemas de diseño, operación o contaminación de la solución. En general es más severa la corrosión en sistemas que remueven solo CO_2 que los que remueven SH_2 .



La corrosión no es causada por la amina en si, sino que es causada por el SH_2 o CO_2 disueltos y por la amina degradada. La corrosión es más severa en las zonas en que los gases ácidos son removidos de la solución rica en aminas, donde hay turbulencias y alta temperatura. Esto incluye a los regeneradores (stripper) recalentadores y la parte inferior de los regeneradores.

En general se emplean aceros al carbono aunque según el grado de severidad del ataque se utilizan otros materiales. En las torres regeneradoras se pueden emplear recubrimientos internos de acero inoxidable 405, y en los internos acero inoxidable austenítico tipo 304 o 316. En servicios con aminas de baja presión se utilizan bombas de hierro fundido o de hierro fundido de alto silicio, mientras que en los de alta presión se utilizan bombas de aceros inoxidable austenítico tipo 316.

Se puede presentar corrosión localizada principalmente en acero al carbono. Los aceros al carbono son vulnerables también a fisuración por aminas particularmente cuando no han sido tratados térmicamente después de su soldadura (PWHT).

Corrosión generalizada y localizada (pérdida de espesor) por aminas

En los aceros al carbono la velocidad de corrosión depende de los siguientes factores:

Concentración de amina en la solución. A mayor concentración mayor corrosión. Generalmente las soluciones contienen una concentración de aminas de 20 wt% en MEA, 30 wt% en DEA y entre 40 y 50 wt% en MDEA.

Contenido ácido en la solución ("loading"), se determina como moles de ácido por moles de amina activa. Se denomina "rich solution" a la que tiene una gran carga ácida y "lean solution" a la que tiene $<0,1$ mole/mole.

Temperatura

Productos de degradación de las aminas determinados como "Heat stable Amine Salts" HSAS. Estos productos reducen la capacidad de las aminas de absorber el gas ácido, incrementando la carga ácida, y además pueden ser corrosivos.

Velocidad del flujo o turbulencia. Sin turbulencia la corrosión puede ser uniforme. Con gran velocidad de flujo puede aparecer picado u otras formas de corrosión localizada.

Cuando la susceptibilidad o velocidad de corrosión en un acero al carbono es alta se deben utilizar aceros inoxidables austeníticos. Se han utilizado con éxito aceros 12%Cr. Las aleaciones de cobre no son aptas.

Fisuración por Aminas

La corrosión bajo tensiones de aceros al carbono, y ferríticos de baja aleación, debida a soluciones acuosas de aminas se puede producir en las instalaciones destinadas a remover SH_2 y CO_2 en las industrias del gas y petróleo.

La fisuración se produce primariamente en las soldaduras expuestas a soluciones de aminas dentro del rango entre 50° y 95 °C. Las fisuras son intergranulares y pueden estar cubiertas por una delgada capa de óxido de hierro (magnetita).

Si los componentes no han sido tratados térmicamente después de su soldadura resultan muy susceptibles a este fenómeno.



Las fisuras corren paralelas a las soldaduras tanto en el metal de soldadura, zona afectada por el calor (ZAC) como metal base. No están relacionadas con la dureza de la soldadura.

Se lo detecta utilizando el ensayo no destructivo de partículas magnéticas (MT), si se realiza una reparación de una soldadura fisurada esta debe tratarse térmicamente (PWHT).

Generalmente se recomienda realizar PWHT a todos los equipos de acero al C o baja aleación que trabajan en servicio con soluciones de aminas.

Existen otros modos de falla posibles que producen fisuración en unidades que operan con aminas debidas a diversas formas de fisuración por hidrógeno: Sulfide Stress Cracking (SSC), fisuración inducida por hidrógeno (HIC), y Stress-Oriented Hydrogen – Induced Cracking (SOHIC).

Análisis del equipo T- 403

En el Equipo T- 403 se determinó la velocidad de corrosión con el objeto de evaluar la susceptibilidad a la pérdida de espesor por aminas. Se empleó el Módulo técnico G de API 581.

Tal como se describe en el anexo se determinaron el tipo de amina empleada, el material de construcción, la carga ácida y el HSAS. Como el material es acero inoxidable se empleó la tabla G-50 determinándose una muy baja velocidad de corrosión, por lo que se estima como bajo el riesgo a que se produzca pérdida de espesor en la unidad por este mecanismo de daño.

Análisis del equipo E - 402

En el Equipo E-402 se determinó la velocidad de corrosión con el objeto de evaluar la susceptibilidad a la pérdida de espesor por aminas. Se empleó el Módulo técnico G de API 581.

Tal como se describe en el anexo se determinaron el tipo de amina empleada, el material de construcción, la carga ácida y el HSAS. Como el material de la envolvente y cabezales son es acero al carbono se empleó la tabla G-48 determinándose una elevada velocidad de corrosión, particularmente en las zonas de alta velocidad de flujo o turbulencias, que resultan susceptibles a la corrosión localizada. Por lo que se estima como alto el riesgo a que se produzca pérdida de espesor en la unidad e la parte de acero al carbono asociada con altas velocidades de flujo.

En los tubos de acero inoxidables no se estima una perdida de espesor apreciable.

Análisis del equipo T- 401

Se analizó la susceptibilidad a la corrosión bajo tensiones por amonas en el equipo T-401. Considerando que el equipo es de acero al carbono y no está tratado térmicamente para alivio de tensiones se entra en la Figura H 4 de la API 581 Anexo H. El material está expuesto a “lean amine” y MDEA, siendo la temperatura menos a 180 °F, por lo que la susceptibilidad a este mecanismo de daño es baja.

Conclusiones

Fueron evaluados de acuerdo con API 581 los equipos E 401, E 402 y E 403 para determinar la susceptibilidad al daño por corrosión uniforme y localizada, así como por corrosión bajo tensiones. Se determinó que en el caso de los equipos o partes fabricadas de aceros inoxidables austeníticos la susceptibilidad al daño es muy baja, mientras que los fabricados en acero al carbono tienen una susceptibilidad a la corrosión localizada elevada en aquellas zonas de alta turbulencia o velocidad de flujo.



ANEXO



EVALUACION DE LA SUSCEPTIBILIDAD A LA CORROSION GENERALIZADA POR AMINAS

API 581 MODULO TECNICO

G

EQUIPO: T-403

1) ¿El equipo está expuesto a tratamiento de gas ácido por aminas (MDEA, DIPA, DEA, MEA)?

SI

2) Analizar Corrosión por
Aminas

Tipos de daño posible:

Baja velocidad

<5 fps Rich amine C.Generalizada entrada

<20 fps Lean amine C.Generalizada salida

Baja velocidad

>5 fps Rich amine C.Localizada

>20 fps Lean amine C.Localizada

3) Determinación de la velocidad de corrosión por aminas

Table G-46—Basic Data Required for Analysis of Amine Corrosion

Basic Data	Comments
Material of Construction (CS or SS)	Determine the material of construction of equipment/piping.
Amine Concentration (wt%)	Determine the amine concentration in the equipment/piping. Due to vaporization of water, a local increase in amine concentration may need to be considered in evaluating the corrosion of some reboilers and reclaimers.
Maximum Process Temperature (°F)	Determine the maximum process temperature. In reboilers and reclaimers, tube metal temperatures may be higher than the bulk process temperature.
Acid Gas Loading (mole acid gas/mole active amine)	Determine the acid gas loading in the amine. If analytical results are not available, it should be estimated by a knowledgeable process engineer.
Velocity (fps)	Determine the maximum velocity of the amine in this equipment/piping.
Heat Stable Amine Salt (HSAS) Concentration:	
MEA and DEA (≤ 2 wt%, 2–4 wt%, > 4 wt%)	In MEA and DEA, "HSAS" represents the normal family of amine degradation products.
MDEA (< 500, 500–4000, > 4000, wppm)	In MDEA "HSAS" refers to organic acid contaminants, mainly formate, oxalate, and acetate.

Amina MDEA Methyldiethanolami
ne
Material Acero inoxidable tipo 316L
Concentración de amina: 50 wt%
Maxima Temperatura Proceso 150 °C 302 °F

		L. Superior	L.Inferior
Acid Gas Loading	0,00228 CO2 mol/mol	0,005	0
	0,0012 H2S mol/mol	0,005	0
	0,0389 %CO2	4% CO2	
	0,01579 %H2S	5ppm de SH2	



Heat Stable Amine Salt (HSAS) 0,0523 wt% 523 wppm L. Superior 0,5 L.Inferior 0

pH 10,47

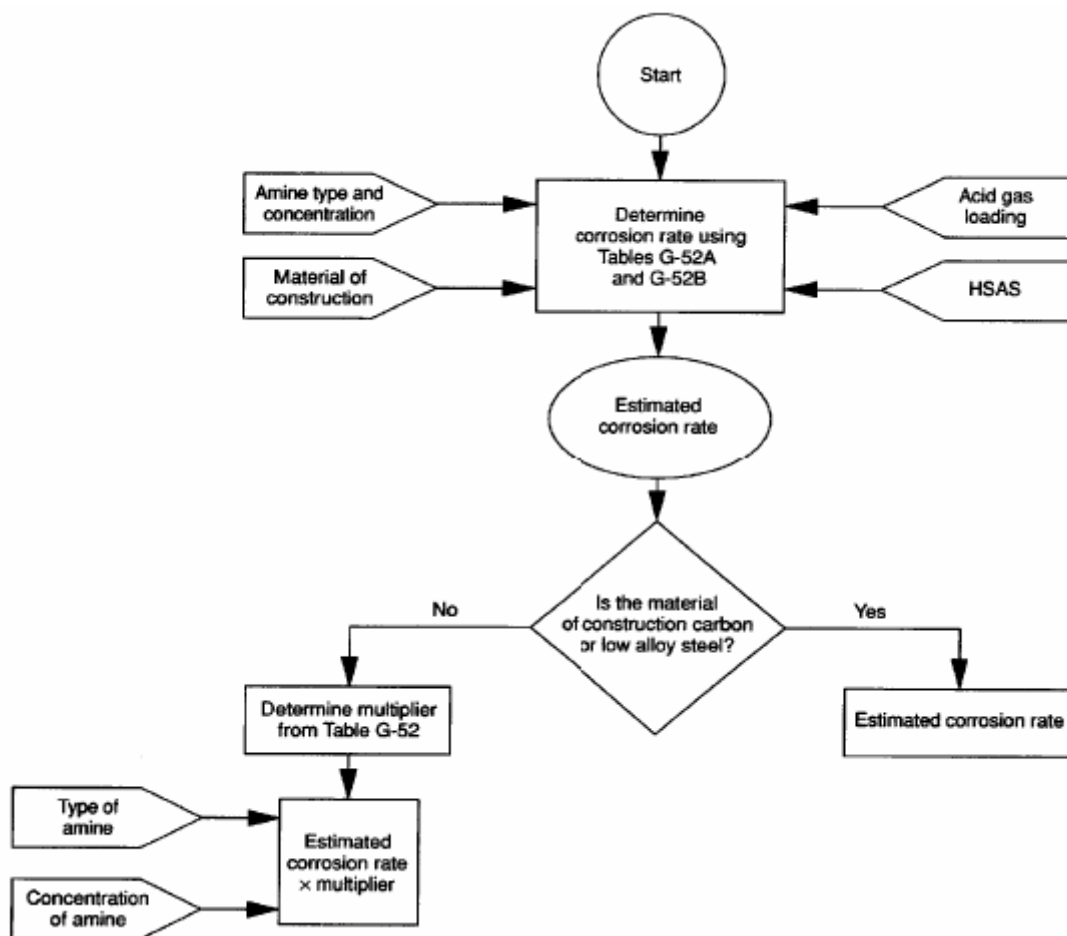


Table G-50—Estimated Corrosion Rates for Stainless
Steel for all Amines

Acid Gas Loading (mol/mol)	Temperature (°F) ≤ 300
< 0.1	1
0.1 – 0.2	1
0.21 – 0.3	1
0.31 – 0.4	2
0.41 – 0.5	2
0.51 – 0.6	3
0.61 – 0.7	4
> 0.7	5



Velocidad de corrosión
estimada

Resultado del
análisis

Velocidad de Corrosión	1 mpy	0,0254 mm/año
------------------------	-------	---------------

EVALUACION DE LA SUSCEPTIBILIDAD A LA CORROSION GENERALIZADA POR
AMINAS

API 581 MODULO

TECNICO G

EQUIPO: E-402 Reboiler

1) ¿El equipo está expuesto a tratamiento de gas ácido por aminas (MDEA, DIPA, DEA, MEA)?

SI

2) Analizar Corrosión por
Aminas

Tipos de daño posible:

Baja velocidad

<5 fps Rich amine C.Generalizada

<20 fps Lean amine C.Generalizada

Baja velocidad

>5 fps Rich amine C.Localizada

>20 fps Lean amine C.Localizada

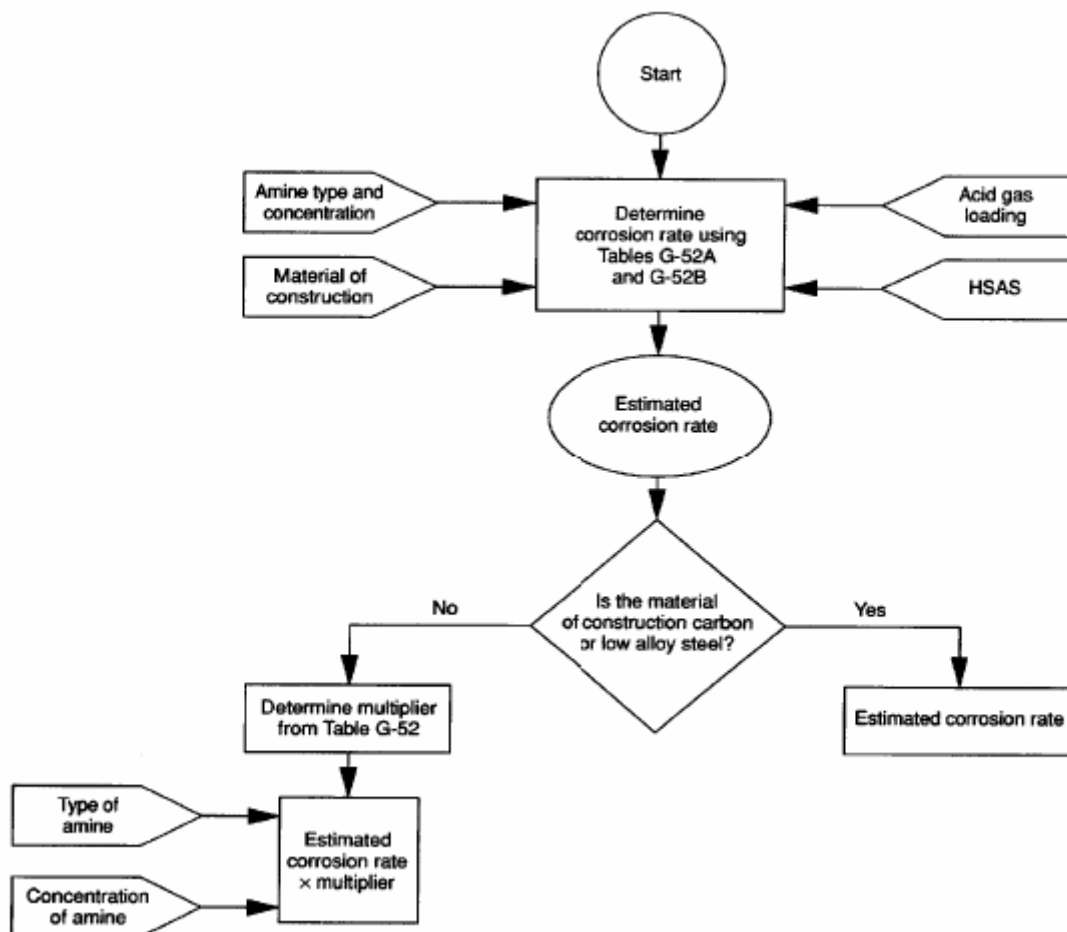
3) Determinación de la velocidad de corrosión por aminas

Table G-46—Basic Data Required for Analysis of Amine Corrosion

Basic Data	Comments
Material of Construction (CS or SS)	Determine the material of construction of equipment/piping.
Amine Concentration (wt%)	Determine the amine concentration in the equipment/piping. Due to vaporization of water, a local increase in amine concentration may need to be considered in evaluating the corrosion of some reboilers and reclaimers.
Maximum Process Temperature (°F)	Determine the maximum process temperature. In reboilers and reclaimers, tube metal temperatures may be higher than the bulk process temperature.
Acid Gas Loading (mole acid gas/mole active amine)	Determine the acid gas loading in the amine. If analytical results are not available, it should be estimated by a knowledgeable process engineer.
Velocity (fps)	Determine the maximum velocity of the amine in this equipment/piping.
Heat Stable Amine Salt (HSAS) Concentration:	
MEA and DEA (≤ 2 wt%, 2–4 wt%, > 4 wt%)	In MEA and DEA, "HSAS" represents the normal family of amine degradation products.
MDEA (< 500, 500–4000, > 4000, wppm)	In MDEA "HSAS" refers to organic acid contaminants, mainly formate, oxalate, and acetate.



Amina	MDEA	Methyldiethanolami		
	ne			
Material	Envolvente y cabezales	Acero al C	Fluido Env.	
	Tubos	Inoxidable 316L	Hot Oil	
			Fluido Amina	
Concentración de amina:	50 wt%			
Maxima Temperatura Proceso	232 °C	449,6 °F	diseño	
operacion	140 °C	284 °F		
Acid Gas Loading	0,00228 CO2 mol/mol		L. Superior	L.Inferior
	0,0012 H2Smol/mol		0,005	0
	0,0389 %CO2		0,005	0
	0,01579 %H2S			
Heat Stable Amine Salt (HSAS)	0,0523 wt%	523 wppm	L. Superior	L.Inferior
			0,5	0
pH	10,47			





LADO
ENVOLVENTE

Table G-48—Corrosion Rate of Carbon Steel in MDEA (≤ 50 wt%)

Acid Gas Loading (mol/mol)	HSAS (wt%)	Corrosion Rate (mpy)											
		Temperature (°F)											
		Velocity (ft/sec)											
		< 190		190 – 210		211 – 230		231 – 250		251 – 270		> 270	
		≤ 20	> 20	≤ 20	> 20	≤ 2	> 2	≤ 20	>20	≤ 20	> 20	≤ 20	> 20
< 0.1	≤ 0.5	1	3	1	3	3	10	5	15	10	25	15	40
	0.51 – 4.0	2	6	2	6	6	20	15	40	20	45	30	80
	> 4.0	5	10	5	15	15	40	30	60	40	90	60	120

Velocidad de corrosión estimada

Cabezal

	20 ft/s	6,096 m/s			
con velocidad de flujo	<20 ft/s	15 mpy	0,381 mm/año	C.Generalizada	
	>20 ft/s	40 mpy	1,016 mm/año	C.Localizada	

Tubos de acero inoxi

Table G-50—Estimated Corrosion Rates for Stainless
Steel for all Amines

Acid Gas Loading (mol/mol)	Temperature (°F) ≤ 300
< 0.1	1
0.1 – 0.2	1
0.21 – 0.3	1
0.31 – 0.4	2
0.41 – 0.5	2
0.51 – 0.6	3
0.61 – 0.7	4
> 0.7	5



Velocidad de corrosión
estimada

Velocidad de Corrosión	1 mpy	0,0254 mm/año
------------------------	-------	---------------

AJO TENSIONES

API 581 MODULO

TECNICO H

EQUIPO: T-401

1) ¿El equipo está expuesto a tratamiento de gas ácido por aminas (MDEA, DIPA, DEA, MEA)?

SI

2) Analizar Corrosión por Aminas

Tipos de daño posible:

Baja velocidad

<5 fps Rich amine C.Generalizada

<20 fps Lean amine C.Generalizada

Baja velocidad

>5 fps Rich amine C.Localizada

>20 fps Lean amine C.Localizada

3) Determinación de la velocidad de corrosión por aminas

Table H-7—Basic Data Required for Analysis of Amine Cracking

Basic Data	Comments
Type of Amine	Determine what type of amine is being handled in this equipment/piping.
Amine Solution Composition	Determine what amine solution composition is being handled in this equipment/piping. Fresh amine has not been exposed to H ₂ S or CO ₂ . Lean amine contains low levels of H ₂ S or CO ₂ . Rich amine contains high levels of H ₂ S or CO ₂ . For equipment exposed to both lean and rich amine solutions (i.e., amine contractors and regenerators), indicate lean.
Maximum Process Temperature (°F)	Determine the maximum process temperature in this equipment/piping.
Heat traced? (Yes or No)	Determine whether the equipment/piping is steam-traced or electric-traced (e.g., for freeze protection).
Steamed out? (Yes or No)	Determine whether the equipment/piping has been steamed out prior to water flushing to remove residual amine.
Stress Relieved? (Yes or No)	Determine whether the equipment/piping has been properly stress relieved after welding and cold forming.



Amina	MDEA			
Material	Acero al carbono			
Concentración de amina:	50 wt%			
Maxima Temperatura	110 °C	230 °F		
Proceso				
			L. Superior	L.Inferior
Acid Gas Loading	0,00228 CO2 mol/mol		0,005	0
	0,0012 H2Smol/mol		0,005	0
	0,0389 %CO2			
	0,01579 %H2S			
			L. Superior	L.Inferior
Heat Stable Amine Salt (HSAS)	0,0523 wt%	523 wppm	0,5	0
pH	10.47			

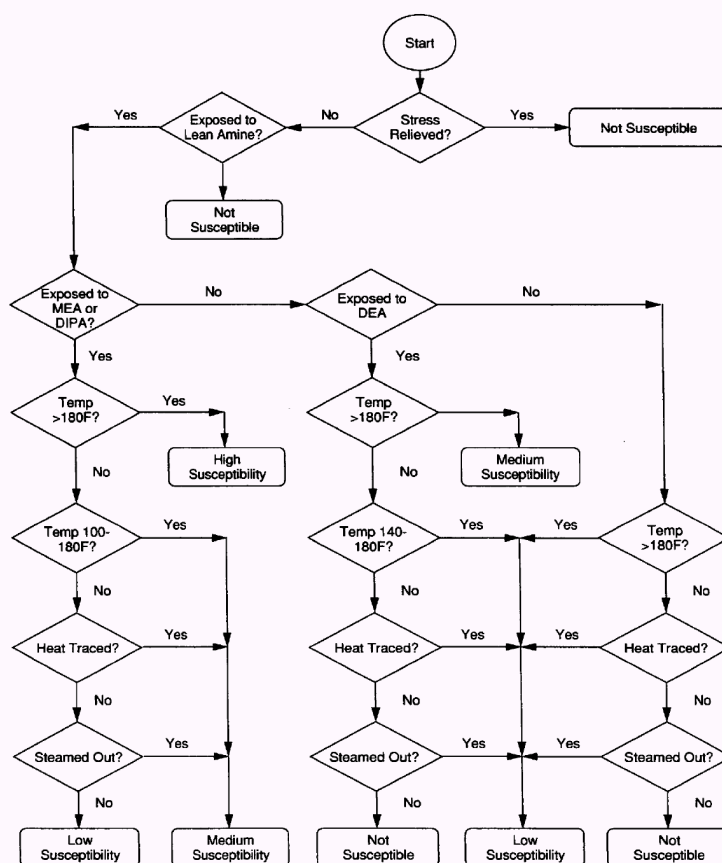


Figure H-4—Determination of Susceptibility to Amine Cracking



Baja susceptibilidad a SCC
