



## CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE REQUISITOS ADICIONALES DE MATERIALES PARA 'SOUR SERVICE'

G. Malaisi <sup>(1)</sup>

Instituto de Tecnología Profesor Jorge Sabato (CNEA-UNSAM)  
Av. General Paz 1499 - San Martín (B1650KNA) - Buenos Aires - Argentina  
E-mail: guadalupemalaisi@coopenetlujan.com.ar

### RESUMEN

*En este trabajo, se definen requisitos adicionales para aceros al carbono empleados en operaciones petroleras que involucren la presencia de H<sub>2</sub>S húmedo, en base a normas internacionales, requerimientos de usuarios de equipos (explotación y refinerías) y publicaciones científicas. Se enfatiza la relación entre parámetros del medio, propiedades metalúrgicas del material y procedimientos de fabricación de equipos y componentes. Cada uno de estos aspectos juega roles particulares en los mecanismos de degradación producidos por H<sub>2</sub>S (SSC, HIC y SOHIC). Como resultado de este trabajo, se han desarrollado dos "Especificaciones de Materiales" para TECHINT Ingeniería y Construcción (TEI&C).*

**Palabras clave:** H<sub>2</sub>S húmedo, servicio agrio, sour service.

### ABSTRACT

*For over six decades there has been a continual need to develop new materials technology for use in petroleum operations involving exposure to H<sub>2</sub>S. Much of this effort has centred on higher strength or more embrittlement resistant materials that can withstand increasingly aggressive service environments and higher levels of sulphur compounds and associated H<sub>2</sub>S. Because of repetitive demand for certain items or special process specific requirements not completely covered by international standards, many companies have produced their own standards to deal with this problem.*

*This report has been developed to provide additional requirements for carbon steels used in wet H<sub>2</sub>S environments. It is based on international standards, users' requirements and scientific research. It summarizes the results of laboratory tests and investigations of field and plant experience available from various sources in the published literature. Particular attention has been devoted to the environmental, metallurgical and fabrication parameters that play predominant roles in the various wet H<sub>2</sub>S cracking processes (SSC, HIC and SOHIC). It is also attempted to provide an understanding of the basic hydrogen-related-cracking mechanisms in steel equipment.*

### 1. INTRODUCCIÓN

Las decisiones tomadas durante la etapa de ingeniería de un proyecto son críticas para asegurar el mejor producto para el cliente en términos de calidad, presupuesto y plazos. Se definen estrategias y procedimientos en una

etapa inicial a través del diseño de un detallado plan de ejecución de proyecto y su ingeniería. La selección apropiada de materiales y el control de los mecanismos de degradación son factores importantes para el éxito económico de la producción de gas y petróleo; estando involucrados grandes costos asociados al

<sup>1</sup> **Director:** Ing. Gustavo Parrón (TECHINT Ingeniería y Construcción)

**Tutor:** Ing. Guillermo Anteri (Comisión Nacional de Energía Atómica)

reemplazo de materiales con fallas, a la pérdida de tiempo de producción y al personal asociado a la evaluación y prevención de la degradación. El proceso de selección se torna aún más importante ante la presencia de sulfuro de hidrógeno (**sour service**) en el gas o crudo producido y se torna crítico en sistemas de alta presión [1]. La reducción catódica de  $H^+$  es una de las principales fuentes de oxidación en la explotación de petróleo y gas, donde las aguas producidas son mayormente deaireadas y acidificadas por la presencia de  $CO_2$  y  $H_2S$ . En estos medios ácidos, la reacción global de corrosión está dada por [2]:



Una fracción del hidrógeno atómico  $H^0$  producido por la reacción catódica se incorpora a la red metálica y el resto simplemente evoluciona sobre la superficie como  $H_2$  gaseoso. Dicha incorporación conduce a la formación ampollas en aceros de baja resistencia, y a la fragilización (con eventual fisuración) en aceros de alta resistencia. Las condiciones del medio determinan la cantidad de  $H^0$  que difunde hacia el interior del metal y como consecuencia el daño producido (de acuerdo con la susceptibilidad del material) [3]. Los productos de corrosión son sulfuros de hierro y pueden tomar varias formas moleculares, típicamente:  $FeS$ ,  $FeS_2$ ,  $Fe_7S_8$  o  $Fe_9S_8$  dependiendo del pH, la presión parcial de  $H_2S$  ( $p_{H_2S}$ ), el contenido de aleantes y el potencial de oxidación del medio [4]. Bajo condiciones alcalinas, típicas de la refinación, la especie estable es  $HS^-$  y el mecanismo de corrosión es levemente diferente.

En este contexto, el rol del  $H_2S$  húmedo es doble. Por un lado, incrementa la velocidad de corrosión del acero en presencia de agua. Por otro lado, “envenena” la recombinación del hidrógeno atómico  $H^0$  y evita su evolución como hidrógeno molecular  $H_2$ . Esto último puede conducir a la fisuración asociada al ingreso de hidrógeno al material. La falta de conocimiento de la corrosividad real de este tipo de fluidos conduce generalmente a sobre-especificar materiales, con los costos adicionales que esto implica.

Tradicionalmente se ha empleado la norma NACE Standard MR0175 [5] para la selección

de materiales resistentes a la fisuración bajo tensión por sulfuros (*sulphide stress cracking* SSC). En general, ductos y refineras (incluyendo reactores, tanques, recipientes a presión, intercambiadores de calor, bombas, compresores, cañerías de interconexión, válvulas, etc.) se fabrican con observancia de esta norma. Sin embargo, existen resultados en la bibliografía que indican que aún materiales que cumplen los requisitos impuestos por la norma, como por ejemplo aceros de dureza inferior a HRC 22, pueden fallar [6].

Varias compañías han desarrollado su propia normativa para especificar materiales resistentes a medios agrios (*sour*) debido a la necesidad de cubrir ciertos puntos que la normativa internacional no especifica, como también para determinar requerimientos específicos de algunos procesos [4].

El objetivo del presente estudio fue desarrollar dos “**Especificaciones de Materiales**” para TECHINT Ingeniería y Construcción (TEI&C):

- **Materials for Sour Service - Upstream Service**
- **Materials for Sour Service - Refinery Environments**

Esta documentación se centra en aceros al carbono y microaleados empleados en instalaciones de superficie para la explotación de hidrocarburos, excluyendo equipos para extracción. Trata ciertos aspectos que no están cubiertos por la normativa internacional (como la selección de aceros resistentes al HIC y al SOHIC), procedimientos de soldadura y otras medidas para reducir la susceptibilidad a los diferentes mecanismos de fisuración provocados por el  $H_2S$ . Dichas especificaciones internas serán empleadas para detallar requisitos de materiales cuando la información dada por el usuario de los equipos no sea suficiente (en proyectos de ingeniería de detalle) y cuando TEI&C deba encarar proyectos de ingeniería básica.

## 2. PROCEDIMIENTO

En primer lugar, se identifican los **mecanismos de degradación** que afectan a los aceros al carbono en presencia de  $H_2S$  húmedo:



**Fisuración bajo tensión por sulfuros SSC** (*Sulfide Stress Cracking*): Los átomos de hidrógeno permanecen disueltos en el acero, son móviles y, bajo la influencia de tensiones, producen fractura frágil en aceros susceptibles o en regiones de alta dureza [6]. Para que se produzca SSC se requieren tres elementos: cantidad suficiente de  $H^0$  en el metal, material susceptible, y tensiones (aplicadas o residuales). En ausencia de uno de estos elementos no ocurrirá SSC. La resistencia a SSC es el factor principal que afecta la selección de materiales para servicios con  $H_2S$  dado que puede conducir a falla catastrófica.

**Fisuración inducida por hidrógeno HIC** (*Hydrogen-Induced Cracking*): el  $H^0$  atómico difunde desde la superficie del metal hacia sitios preferenciales (inclusiones no metálicas, por ejemplo) donde se forma  $H_2$  molecular. El aumento de presión en estas zonas conduce a tensiones internas y a la formación de **ampollas** de hidrógeno (*hydrogen blistering*), **fisuras longitudinales** y **fisuración escalonada SWC** (*Stepwise Cracking*) [6]. No se requieren tensiones externas para la formación de HIC. Si bien las pequeñas ampollas individuales no afectan la capacidad de resistir cargas del equipo, alertan sobre el problema de fisuración que puede continuar desarrollándose si la corrosión no se detiene [7]. Cuando estas fisuras paralelas se unen y propagan de forma escalonada, puede ocurrir falla por sobrecarga si el espesor efectivo del material es suficientemente reducido [4]. Afortunadamente, este tipo de fisuración se detecta fácilmente mediante ensayos no destructivos, con lo cual la falla catastrófica es poco probable [8]. En el presente trabajo, cuando se haga referencia a HIC esto incluirá ampollado, SWC y fisuración longitudinal.

**Fisuración inducida por hidrógeno orientada por tensión SOHC** (*Stress-Oriented Hydrogen-Induced Cracking*): Arreglo de pequeñas ampollas apiladas, unidas por fisuras inducidas por hidrógeno y alineadas en la dirección del espesor (perpendicular a la carga aplicada), como resultado de altas tensiones de tracción localizadas [9]. Es un mecanismo típico en la zona afectada por el calor (ZAC) de soldaduras

donde las tensiones residuales son elevadas y también en áreas donde la tensión aplicada es alta o existen concentradores de tensiones, tales como una fisura por SSC [6]. El SOHC es un mecanismo mediante el cual el SSC puede propagar en ciertos aceros que, por su dureza (< 22 HRC), serían de otra forma resistentes a SSC [10].

En segundo lugar se identifican los **parámetros que afectan la severidad de degradación**, de modo de relacionarlos con las exigencias adicionales que deben cumplir los materiales para *sour service* [11]:

- **Variables del material:** Composición química, método de fabricación y forma del acabado, resistencia, dureza (y sus variaciones locales), trabajo en frío, tratamiento térmico, microestructura, tamaño de grano, contenido inclusionario (limpieza), estado superficial.
- **Variables del medio:**  $p_{H_2S}$  en la fase gas y ppmw de  $H_2S$  en la fase acuosa, pH in situ, contenido de  $CO_2$  en la fase gas, temperatura, concentración de  $Cl^-$  disuelto (u otro haluro), presencia de  $CN^-$  y  $NH_4^+$ , presencia de  $S^0$  (u otro oxidante), tiempo de contacto en la fase acuosa líquida.
- **Tensiones:** Aplicadas o residuales.

En tercer lugar, se analiza la **normativa internacional** vigente y las especificaciones de algunos usuarios, en referencia a los materiales para *sour service*. Para hacer un razonamiento basado en riesgos y aptitud para servicio, las prácticas recomendadas deben dividirse en dos grupos:

- I. **Explotación** (incluyendo equipos involucrados en yacimientos y ductos): NACE MR0175/ISO 15156 [11] y NACE Standard MR0175 [5].
- II. **Refinerías:** NACE Standard MR0103 [12], NACE Standard RP0472 [13], NACE Publication 8X194 [14], API RP 571 [15], API RP 945 [9].

Es importante emplear la normativa vigente. Por ejemplo, dentro del primer grupo la normativa vigente es NACE MR0175/ISO 15156, que reemplaza a todas las ediciones previas de

NACE MR0175 [16]. Sin embargo, aún no ha sido adoptada por la mayoría de los usuarios. Otro factor relevante es el uso de la normativa con el alcance adecuado a la aplicación específica. Por ejemplo, a pesar de que las refinerías están fuera del alcance de la NACE Standard MR0175 [5], aún muchos usuarios especifican sus materiales empleándola como referente. Esto sucede porque dicha norma fue la primera en especificar requisitos para materiales sometidos a medios con H<sub>2</sub>S húmedo y porque provee de una lista de “materiales aprobados”, de acuerdo a experiencia en servicio y a ensayos de laboratorio. Sin embargo, el servicio en refinería difiere considerablemente de las definiciones propuestas por NACE MR0175 [5]. Además, las consecuencias de falla en refinería son significativamente más peligrosas que en equipos de explotación (*upstream*).

Luego, se realizó una intensiva lectura de **publicaciones científicas** con el objetivo de afianzar criterios y de profundizar en aquellos temas que no están cubiertos en la normativa ni en las especificaciones. Por ejemplo, la definición de medios capaces de producir HIC o SOHIC, requisitos metalúrgicos para reducir la susceptibilidad a HIC o SOHIC. Se emplearon para definir límites cuantitativos de composición química, concentración de especies en el medio, etc. Sin embargo, estos límites deben discutirse con cada uno de los usuarios porque son quienes conocen verdaderamente las condiciones de proceso (temperaturas, uso de inhibidores, etc.).

Por último, se confeccionaron las dos **especificaciones** para materiales. Las mismas fueron presentadas a varios departamentos de TEI&C (soldadura, cañerías, ductos, calderas, procesos) para su discusión.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El diagrama de decisiones de la **Figura 1** resume las etapas principales en la especificación de los requisitos para aceros resistentes a medios con H<sub>2</sub>S. Es el “esqueleto” de la documentación realizada para *upstream service* (explotación). Existe un diagrama análogo (con algunas diferencias) para la

especificación de materiales para refinerías. Se dividió la problemática según los diferentes mecanismos de degradación para así identificar las variables del medio, del material y de la fabricación que potencialmente puedan afectar la vida de los equipos. En estos resultados no se incluye la especificación de ensayos sobre los materiales (si bien esta posibilidad fue estudiada), debido al costo adicional que implica la adquisición de materiales con certificados de ensayos y al tiempo que demoran algunos de ellos (un mes para SSC, por ejemplo). Por estas razones, para *upstream service*, sólo serán mandatorios los ensayos cuando el usuario de los equipos así lo requiera.

La primera etapa consiste en la determinación de las variables del medio, de modo que puedan modificarse los medios agresivos o bien seleccionarse adecuadamente materiales resistentes a la fisuración. En general, la definición de dichas variables viene dada desde la ingeniería básica de los proyectos, pero muchas veces los datos son incompletos. Como resultado, se especifican materiales que pueden ser más resistentes de lo necesario (y consecuentemente más caros) o bien se compran materiales sin tener en cuenta los requisitos adicionales para resistir al H<sub>2</sub>S (y consecuentemente se produce la falla prematura de los equipos).

Una vez conocidas las variables del medio, de sus interrelaciones surgen diferentes niveles de agresión para cada uno de los mecanismos de degradación, con sus respectivas subdivisiones (cada una de las cuales requiere diferentes características metalúrgicas sobre el material).

La severidad para SSC se define con la **Figura 2**. La variable principal que se ha empleado para evitar SSC es la dureza. En general, los aceros al carbono empleados en la industria petrolera son de baja dureza (inferior a 22 HRC), pero los ciclos térmicos durante los procesos de soldadura pueden introducir fases frágiles en la ZAC, susceptibles a la fisuración. Existen 3 regiones de severidad creciente que determinan los requisitos sobre las soldaduras, durante la calificación de los procedimientos. La principal ventaja de esta división en dominios de severidad es la relajación de requisitos de dureza en los dominios 1 y 2 para *flowlines* y *pipelines*, y en el dominio 3 para la superficie externa (que no está en contacto con el medio

agresivo). Tradicionalmente se usaba como requisito una dureza inferior a 22 HRC (248 HV10) para todos los casos. Dado que el control de dureza se realiza durante la etapa de calificación, es importante controlar las variables de proceso durante la soldadura en campo, de modo de obtener condiciones lo más cercanas posibles a las que fueron evaluadas.

En caso de que la dureza resulte superior a los límites especificados para cada dominio, puede realizarse un tratamiento térmico post-soldadura (PWHT) para revenir las fases duras; luego del cual debe garantizarse que la dureza sea inferior a 248 HV10. Si esto sucede, habrá que realizar el mismo PWHT durante la soldadura en producción. Si aún luego del PWHT la dureza es superior a 248 HV10 habrá que

replantearse la selección del material base y del procedimiento de soldadura ensayados.

Otro parámetro importante es la deformación en frío, la cual puede ser consecuencia de un endurecimiento por deformación o del montaje de los equipos. Si la misma es superior al 5% en la fibra externa, es mandatorio un tratamiento térmico de relevo de tensiones, luego del cual deberá controlarse que la dureza sea inferior a 200 HBW.

La severidad respecto de HIC se divide en 2 categorías: HIC moderado y HIC severo, detalladas en la Tabla 1. Cada una de las cuales requiere de un material específico, aceros de calidad Z y aceros resistentes al HIC.

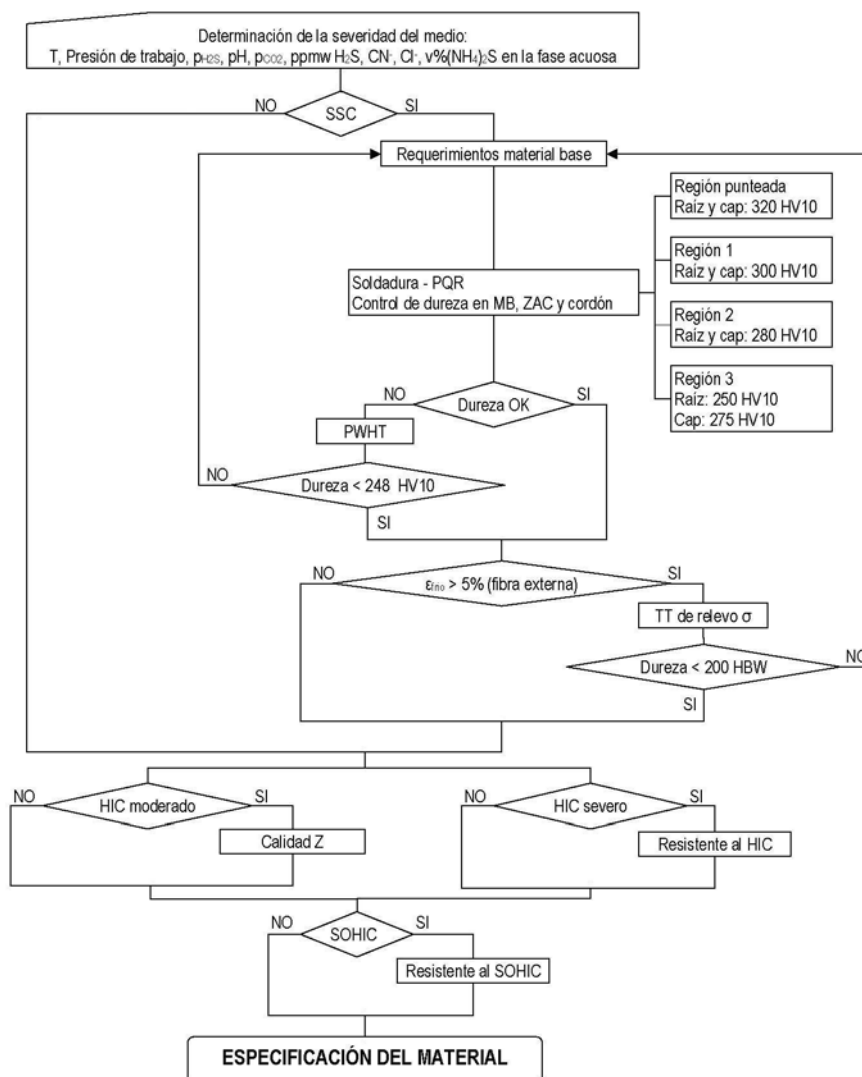


Figura 1. Diagrama de flujo para la especificación de requisitos para *upstream service*

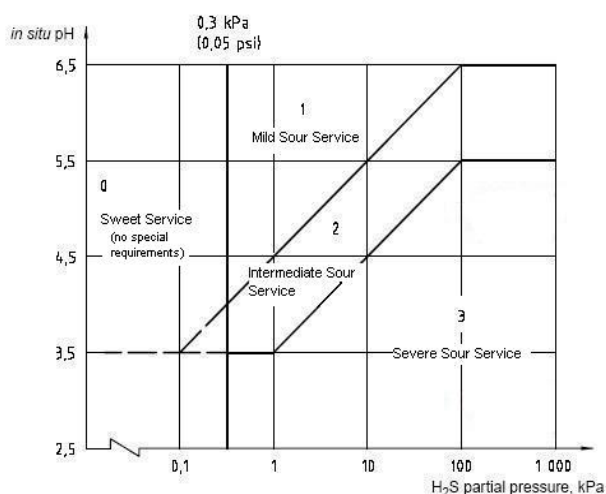
**Tabla 1. Requisitos adicionales para chapas**

	HIC Moderado*	HIC Severo	SOHIC
<b>Condiciones del medio</b>	Medio que contiene <b>todo</b> lo que sigue: • > 50 ppmw de H <sub>2</sub> S • p <sub>H<sub>2</sub>S</sub> < 3 kPa • Cl <sup>-</sup> < 100 ppmw • CN <sup>-</sup> < 20 ppmw • NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> < 2% de bisulfuro de amonio	Medio que verifica <b>alguna</b> de las siguientes condiciones: • > 2000 ppmw de H <sub>2</sub> S y pH > 7.8 • > 50 ppmw de H <sub>2</sub> S y pH < 5 • > 50 ppmw de H <sub>2</sub> S y > 100 ppmw de Cl <sup>-</sup> • > 50 ppmw de H <sub>2</sub> S y > 20 ppmw de CN <sup>-</sup> • > 50 ppmw de H <sub>2</sub> S y más de 2% de (NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> HS • p <sub>H<sub>2</sub>S</sub> > 3 kPa • p <sub>CO<sub>2</sub></sub> > 600 kPa (pH < 3.5) y trazas de H <sub>2</sub> S • Equipos con problemas significativos de HIC	Medio que contiene <b>todo</b> lo que sigue: • p <sub>H<sub>2</sub>S</sub> ≥ 100 kPa (14.5 psia) • p <sub>H<sub>2</sub>S</sub> + p <sub>CO<sub>2</sub></sub> ≥ 300 kPa (43.5 psia) • pH in situ ≤ 3.6
<b>Material</b>	<b>Acero de Calidad Z</b> ASTM A516 + EN 10164, Z35 EN 10028-3 + EN 10164, Z35	<b>Acero resistente al HIC</b> ASTM A516, ASTM A841 EN 10028-3, EN 10028-5	<b>Acero resistente al SOHIC</b> ASTM A516, EN 10028-6
<b>Procesos de acería</b>	• Acero calmado • Refinación con bajo S y P, por ejemplo en horno eléctrico con escoriado doble en horno al oxígeno básico (BOF) • Refinamiento de cuchara y degasado al vacío	• Desulfurización del metal fundido • Tratamiento en BOF • Degasado en vacío • Desulfurización hasta contenidos de S muy bajos • Tratamientos de limpieza de acero con procesos de agitación • Tratamiento con calcio/RE • Óptimas condiciones de colada con minimización de segregación y medidas especiales para garantizar la limpieza del acero	• Idem <i>Acero resistente al HIC</i> , excepto tratamiento con calcio/RE
<b>Composición química (requisitos adicionales)</b>	C < 0.20%    S < 0.008% P < 0.020%    CE < 0.43	C < 0.20%    S < 0.002% P < 0.007%    O < 0.003% CE < 0.43 si C > 0.12% CE < 0.21 si C ≤ 0.12 %	C < 0.20%    S < 0.001% P < 0.007%    O < 0.003% CE < 0.43 si C > 0.12% CE < 0.21 si C ≤ 0.12 %
<b>0.2-0.3% Cu</b>	Recomendado si pH > 5	Recomendado si pH > 5	No
<b>Control de inclusiones</b>	Recomendado (Ca/S = 1-4)	Recomendado (Ca/S = 1-4)	No
<b>Tratamiento térmico</b>	Normalizado	Normalizado o procesamiento termomecánico (TMCP)	Templado y revenido

\*NOTA: Las concentraciones en ppmw corresponden a la especie en fase acuosa líquida

En la Tabla 1 también se especifican las condiciones del medio que requieren medidas para evitar SOHIC y las características del material necesarias. Debe notarse que el medio que potencialmente produciría SOHIC es muy severo, razón por la cual en lugar de exigir requisitos tan rigurosos sobre los aceros al carbono, habría que plantearse la alternativa de

emplear aleaciones más resistentes o recubrimientos (lo cual queda fuera del alcance del presente estudio). Si bien esta división se ha realizado para chapas (que en general son las más susceptibles al HIC como consecuencia del patrón de segregación producido durante la laminación en caliente), puede extenderse un criterio similar a los caños con costura.



**Figura 2.** Regiones de severidad para SSC para aceros al carbono en equipos de explotación [11]

#### 4. CONCLUSIONES

El tema de materiales para sour service es ampliamente discutido en la bibliografía. Sin embargo, muchas veces las opiniones son contradictorias y los resultados experimentales poco comparables.

Por otro lado, la normativa vigente no da demasiados detalles respecto de requerimientos para HIC y SOHIC, dejando la especificación a criterio del usuario de los equipos (que es quien conoce las condiciones de sus procesos). Sin embargo, se ha encontrado que los propios usuarios no están actualizados respecto de la normativa y los criterios a emplear, y algunas veces hasta se han detectado errores en sus especificaciones. Esto ha dificultado la tarea de establecer límites cuantitativos en lo que respecta a la definición de los medios agresivos y a la composición química de los materiales (principalmente para HIC y SOHIC). La experiencia en servicio, cuando se empleen las especificaciones desarrolladas, permitirá realizar ajustes y correcciones sobre los valores inicialmente estimados.

De todas maneras, la aproximación planteada permitirá discutir con los usuarios respecto de las exigencias sobre los materiales para ajustarlas a las condiciones reales. Por ejemplo, para "resguardarse", algunos usuarios exigen aceros resistentes al HIC en presencia H<sub>2</sub>S húmedo, sin importar la severidad del medio. La

propuesta del uso de aceros de calidad Z para casos en los que la severidad del medio es baja/moderada puede ser discutida con el usuario. Se busca así evitar sobre-especificaciones. Esto reduciría el costo adicional sobre los materiales y los tiempos prolongados de entrega por parte de los proveedores, beneficiándose tanto el usuario como el constructor de los equipos.

#### REFERENCIAS

- [1] R.N. Tittle and R.D. Kabe Editors, "H<sub>2</sub>S Corrosion in Oil & Gas Production - A Compilation of Classic Papers"; 1981, National Association of Corrosion Engineering (NACE); p. 15-16.
- [2] E. Sosa, R. Cabrera-Sierra, I. García, M.T. Oropeza and I. González, "The role of different surface damages in corrosion process in alkaline sour media"; Corrosion Science Vol. 44 (2002), p. 1515-1528.
- [3] NACE Standard TM0103-2003. "Standard Test Method: Laboratory Test Procedures for Evaluation of SOHIC Resistance of Plate Steels Used in Wet H<sub>2</sub>S Service"; NACE International (2003).
- [4] R.D. Kane and M.S. Cayard, "Roles of H<sub>2</sub>S in the behaviour of engineering alloys: a review of literature and experience"; Proceedings of the 53<sup>rd</sup> Annual Conference & Exposition Corrosion, NACE, 1998.
- [5] NACE Standard MR0175-2001. "Standard Material Requirements: Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment"; NACE International (2001).
- [6] P.F. Timmins, "Solutions to Hydrogen Attack in Steels"; 1997, ASM International.
- [7] EFC Publication Number 16. "Guidelines on Materials Requirements for Carbon and Low Alloy Steels for H<sub>2</sub>S-containing environments in Oil and Gas Production"; The Institute of Materials (1995).
- [8] J. Ovejero García, "Hydrogen in Steels: Problems and Current Solutions"; 15<sup>th</sup> Steelmaking Conference, IAS, 2005.
- [9] API Recommended Practice 945. "Avoiding Environmental Cracking in Amine Units"; API Publishing Services (2003).
- [10] R.D. Kane and S.M. Wilhelm; "Review of Hydrogen Induced Cracking of Steels in Wet H<sub>2</sub>S Refinery Service"; Int. Conf. Interaction of Steels with Hydrogen in Petroleum Industry Pressure Vessel Service, Materials Properties Council, 1989, p. 7-15.



- [11] International Standard NACE MR0175/ISO 15156. "Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H<sub>2</sub>S-containing environments in oil and gas production"; NACE International (2003).
- [12] NACE Standard MR0103-2003. "Standard Material Requirements: Materials Resistant to Sulfide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments"; NACE International (2003).
- [13] NACE Standard RP0472-95. "Standard Recommended Practice: Methods and Controls to Prevent In-Service Environmental Cracking of Carbon Steel Weldments in Corrosive Petroleum Refining Environments"; NACE International (1995).
- [14] NACE International Publication 8X194. "Materials and Fabrication Practices for New Pressure Vessels Used in Wet H<sub>2</sub>S Refinery Service"; NACE International (1994).
- [15] API Recommended Practice 571. "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry"; API Publishing Services (2003).
- [16] NACE MR0175/ISO 15156 and ISO 15156: FAQs.  
<http://isotc.iso.org/livelink/livelink/4655147/04.FAQs?func=doc.Fetch&nodeid=4655147>  
(02/01/2007).