

NUEVAS ALEACIONES DE ACERO PARA HERRAMIENTAS DE FONDO SUPERAN A LOS MATERIALES TRADICIONALES EN APLICACIONES DE SERVICIO AGRIO

Alvaro Chan, R. Brett Chandler, Michael Jellison; Leianne Sanclemete, Danijel Hinger; Daniel Ghidina Grant Prideco; Workstrings; BluTech Co

Sinopsis

Los modernos y agresivos programas actuales de perforación requieren perforar a través de formaciones agrias para alcanzar las reservas de hidrocarburos. Esto ha expuesto serias limitaciones en los materiales tradicionalmente utilizados en la fabricación de herramientas de fondo (BHA) y ha generado la necesidad de desarrollar materiales más adecuados para operar bajo estas condiciones severas. Niveles bajos de ácido sulfídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), así como condiciones de alta temperatura y bajos esfuerzos han ayudado a que las operaciones de perforación se realicen con mínimos incidentes.

El artículo presenta resultados comparativos de varias aleaciones con materiales tradicionales API. Estos muestran una mínima mejoría a la resistencia de ambientes agrios bajo condiciones mínimas de H_2S . Bajo condiciones altas, se observa una mínima o ninguna mejoría. El artículo también presenta nuevas aleaciones de acero y procesos avanzados de tratamiento térmico que dan como resultado materiales excepcionalmente adecuados para aplicaciones severas de ácido sulfídrico. Estos materiales exhiben una excelente resistencia al SSC (Sulfide Stress Cracking) y han sido utilizados en zonas del mundo con medios ambientes altamente agrios. Estos materiales mejorarán la eficiencia en la perforación considerablemente al eliminar el riesgo de falla por medio de exposición al H_2S y al CO_2 .

Introducción

Los modernos y agresivos programas de perforación han alcanzado los límites operacionales de las herramientas de perforación especialmente en las aplicaciones de servicio agrio (presencia de H_2S). Actualmente la industria utiliza aleaciones tradicionales de acero para la fabricación de herramientas de fondo (BHA), las cuales fueron desarrolladas varias décadas atrás. Tanto el American Petroleum Institute (API) como la International Organization for Standardization (ISO) no cuentan con especificaciones para tubería de perforación y componentes a operar en ambientes agrios. Las organizaciones que regulan las operaciones de perforación en ambientes agrios como la National Association of Corrosion Engineers (NACE) se enfoca solamente en componentes tales como tubería de producción y casing y no hacen mención de tubería para perforación o de herramientas de fondo.

Como consecuencia, la industria ha tenido que responder desarrollando especificaciones independientes para tubería de perforación en ambientes agrios así como para Heavy Weight Drill Pipe (HWDP). Aun no existe una especificación que combine ambas. La industria ha tenido que desarrollar y probar nuevas aleaciones de acero así como emplear tratamientos térmicos mejorados para poder satisfacer los estrictos requerimientos de fabricación de herramientas de fondo (BHA) aptas para ambientes agrios que puedan tolerar los modernos y agresivos programas de perforación.

Antecedentes

El uso de tubería HWDP es el resultado de prácticas modernas de perforación para mejorar la eficiencia de la sarta de perforación. La tubería HWDP tiene dos funciones principales: Primero, proporcionar

peso sobre el trepano y segundo, reducir los esfuerzos de pandeo entre los componentes rígidos de portamechas y la tubería de perforación flexible. También, sirve como el lugar ideal para localizar el punto neutral de la sarta; es decir el lugar donde se ubica la transición entre esfuerzos de tensión y de compresión en la sarta.

Actualmente tanto API como ISO no cuentan con especificaciones para tubería de perforación a operar en ambientes de servicio agrio. Por tal motivo la industria ha tenido que desarrollar sus propios requerimientos operacionales para este ambiente. En 1999 se creó en Canadá el Industry Recommended Practices (IRP), un comité conformado por una comisión regulatoria, operadores, contratistas de perforación, fabricantes y compañías de alquiler de tubería. El cual su función es la de establecer requerimientos y recomendaciones para componentes de perforación a utilizarse en aplicaciones donde el H_2S está presente. Estos lineamientos son el resultado de extensa experiencia de campo en condiciones severas de H_2S .

El IRP incluye recomendaciones de composición química de acero, y especificaciones para dureza, fluencia de materiales, y procesos de tratamiento térmicos para herramientas en aplicaciones de servicio agrio. Las especificaciones de propiedades mecánicas y recomendaciones de aleaciones de material están listadas en la Tabla 1 y Tabla 2 respectivamente.

Históricamente la industria ha utilizado materiales como el AISI 4145 (4145 mod) y el AISI 1340 (1340 mod) en la fabricación de componentes HWDP. Esta es una manera económica de ofrecer los beneficios de peso sobre el trepano así como un elemento de transición sin necesidad de requerimientos especiales. Estos materiales operan sin mayores consecuencias en ambientes carentes de H_2S y CO_2 , sin embargo cuando se utilizan en ambientes de servicio agrio poseen desventajas significantes.

Debido a esto tanto API como ISO hacen fuertes recomendaciones en el uso de medidas correctivas para reducir el impacto de SSC (Sulfide Stress Cracking) sobre los componentes de HWDP cuando se opera en ambientes agrios. Algunas de las recomendaciones se presentan a continuación:

- Controlar el pH del lodo de perforación por arriba de 10.
- Mantener densidades de fluido adecuadas para evitar el bajo balance de la formación.
- Uso de inhibidores y limpiadores.
- Minimizar los concentradores geométricos de estrés.
- Eliminación del hidrógeno absorbido mediante un aireamiento (cocimiento si la exposición es mas severa).

Estas son algunas de las recomendaciones mas importantes para operaciones en medios ambientes agrios. Existen más recomendaciones listadas en ambas especificaciones.

Limitantes

La industria de la perforación se caracteriza como una industria lenta en aceptar el cambio. Los avances tecnológicos suelen tomar años o incluso décadas antes de ser completamente aceptados y avalados. Normalmente se requiere de largos periodos de pruebas así como del respaldo de organizaciones regulatorias como API o ISO antes de que los cambios sean aceptados. Como ejemplo de esto son los materiales tradicionales que se utilizan en la industria, los cuales fueron desarrollados décadas atrás mientras que los modernos programas de perforación han ido evolucionando a condiciones más agresivas y proyectos mucho más ambiciosos.

Los componentes de HWDP son expuestos a condiciones severas de desgaste al estar localizados cercanos al trepano. La dureza alta es una de las características principales para un funcionamiento apropiado y evitar el desgaste. El uso de materiales blandos solo incrementa la rapidez de desgaste. Este es uno de los principales problemas en el desarrollo de herramientas de fondo resistentes a ambientes agrios. Los materiales requieren propiedades altas en características que se encuentran en lados opuestos del espectro, resistencia al H_2S y dureza alta. Propiedades que no se pueden alcanzar con materiales y tratamientos térmicos convencionales.

Las condiciones de fondo de pozo han favorecido en gran parte al desempeño de herramientas de fondo en ambientes agrios. La alta temperatura y los esfuerzos relativamente bajos (de compresión) en el fondo del pozo han contribuido a que los efectos del H₂S y CO₂ sean minimizados para estos componentes.

Existen diferentes opiniones acerca de la concentración de los esfuerzos en los componentes de perforación: en las conexiones o en los cuerpos de tubo, y la localización de fallas en los HWDP. La falta de especificaciones solo ayuda a incrementar esta confusión.

Existe un número limitado de análisis enfocados en determinar la localización de esfuerzos y su correlación con las fallas. Las pruebas de laboratorio solo recrean un número limitado de variables. En condiciones reales existen un sin número de variables adicionales que son imposibles de recrear mediante modelos en el laboratorio. Desde el punto de vista de diseño, las conexiones son consideradas como los componentes con más altos esfuerzos. Las conexiones exhiben los esfuerzos más altos en las fibras exteriores del diámetro exterior. También son sujetas a altos esfuerzos debido al apriete. La geometría más gruesa en las conexiones hace más susceptible las fallas en los cuerpos de tubo los cuales cuentan con diámetros más pequeños. Aun cuando los cuerpos de tubo en componentes HWDP son de mayor espesor comparados con tubería de perforación convencional, estos siguen siendo menores que los diámetros de las conexiones haciendo mas factible una falla en el cuerpo del tubo que en la conexión. No existe un estudio estadístico en cuanto al número de fallas en componentes HWDP, si ocurren en el cuerpo del tubo o en la conexión. Basados en observación limitada de fallas de campo se puede argumentar que la frecuencia de las fallas ocurridas en los cuerpos de tubo tanto como en las conexiones para componentes de HWDP es el mismo bajo diferentes condiciones. La mayoría de las fallas ocurren en la sección de transición del recalque entre la conexión y el cuerpo del tubo. Estas fallas ocurren en su mayoría debido a la fatiga durante las operaciones de perforación. Esta distribución de fallas de 50/50 en los componentes sugiere que los productos HWDP están adecuadamente balanceados y que no tienen variaciones extremas entre los componentes flexibles y los rígidos.

De acuerdo a las recomendaciones de API, IRP, y NACE, la industria utiliza como estándar un límite de 105,000 psi (723.9 MPa) como fluencia máxima para materiales en aplicaciones de servicio agrio. Se utilizan dos tipos de materiales en la fabricación de tubería HWDP: para conexiones y para tubos. Las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a las de herramientas de fondo como lo son los portamechas. De hecho, los HWDP tienen su origen en material de portamecha corto como resultado de múltiples reparaciones que terminaban en secciones cortas y tubos gruesos que al soldarlos resultaban en un nuevo producto que ofrece peso sobre la barrena y flexibilidad.

De acuerdo a las especificaciones de API se requiere una fluencia mínima de material de 110,000 psi (758.4 MPa) para los portamechas de tamaños menores a 7-in (177.8 mm) de diámetro y de 100,000 psi (689.5 MPa) para portamechas con tamaños de 7-in (177.8 mm) de diámetro o mayores. Como resultado, las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a estos productos. No existe la necesidad de incrementar la resistencia del material debido a la ubicación de estos componentes en la sarta. Lo que se busca es agregar peso sobre la barrena y al mismo tiempo ofrecer un componente de transición con flexibilidad.

Debido a la demanda actual de componentes, la mayoría de los fabricantes han optado por utilizar un material con grado estándar de 120,000 psi (827.4 MPa) para la fabricación de portamechas independiente del tamaño. Esta es otra muestra de estándares anticuados y requerimientos de material modernos. Es más conveniente el mantener en inventario un solo grado de material que puede ser utilizado para la fabricación de portamechas o para conexiones de HWDP que mantener varios grados de material en diferentes tamaños.

Los cuerpos de tubo para HWDP son fabricados de material 1340 modificado con una fluencia mínima de material de 55,000 psi (379.2 MPa). A estos niveles de fluencia (los cuales son

directamente proporcionales a la dureza) los materiales no requieren de pruebas para demostrar resistencia a ambientes agrios de acuerdo a NACE.

Sulfide Stress Cracking (SSC)

El SSC (fractura por estrés debida a sulfídrico) es un mecanismo de corrosión que se caracteriza por exposición al H_2S . Afecta al material y lo hace fallar por medio de una combinación de corrosión y esfuerzos de tensión (residuales o aplicados) en presencia de agua y H_2S . La falla se manifiesta en forma de fractura por esfuerzos debido al hidrogeno.

El ácido sulfídrico se combina con el hierro y produce una reacción química que da como productos sulfatos de hierro y iones de hidrogeno como lo muestra la Ecuación 1. Los iones de hidrogeno se recombinan produciendo gas hidrogeno (Ecuación 2). El material se vuelve frágil al absorber el hidrogeno difuso que se incrementa con la presencia de sulfatos. Esta difusión reduce la ductilidad del material y aumenta la susceptibilidad del material a la fractura. Los materiales con durezas altas son más susceptibles al SSC.



H^0 Penetra el acero



IRP y NACE

En Canadá, en 1999 se creó el comité IRP, el cual es conformado de diversos organismos incluyendo representantes de: The Alberta Energy and Utilities Board, operadores, contratistas de perforación, compañías de alquiler y fabricantes de tubería de perforación. El objetivo de este comité es el de establecer recomendaciones para herramientas de perforación para utilizarse en ambientes agrios. Este comité también desarrolló recomendaciones mucho más estrictas para aplicaciones crítico-agrias de bajo balance que sobrepasan todos los requerimientos conocidos.

NACE estableció recomendaciones para materiales a usarse en operaciones de servicio agrio para petróleo y gas desde 1975. En la actualidad este documento ha evolucionado hasta convertirse en parte de ISO bajo la especificación dual compartida de NACE MR0175/ISO 15156 (NACE/ISO). Esta especificación establece criterios para materiales a operar en ambientes agrios pero su enfoque es en componentes de tubería de producción y casing. Las herramientas de sarta para perforación no son incluidas en esta especificación. Debido a esto existe una gran incógnita en cuanto a dirección de que materiales utilizar para herramientas de perforación y más en específico para tubería HWDP para ambientes agrios.

La metodología que NACE/ISO emplea para determinar estos materiales, se basa en la concentración de H_2S , CO_2 y las presiones parciales en el fondo del pozo. Partiendo de estos parámetros se calcula una intensidad de exposición la cual determina el nivel de resistencia requerido para el material. Tanto el H_2S como el CO_2 influyen en la severidad del medio ambiente. El factor principal para controlar la resistencia en ambientes agrios es la dureza del material (que está directamente relacionada a la fluencia del material).

NACE establece varios métodos para medir la resistencia de un material al SSC. La instrucción NACE TM0177 establece 4 métodos los cuales son: A, B, C, y D. Cada uno de estos métodos ofrece ciertas cualidades y se enfocan en evaluar características específicas de los materiales.

Dos de estos métodos son utilizados principalmente en la industria: los métodos A y D. El método A se caracteriza por ser una prueba cualitativa de pasa/no pasa. Se utilizan muestras de tensión que se someten a un esfuerzo de tensión específico llamado Specific Minimum Yield Strength (SMYS) o esfuerzo mínimo de fluencia específico al mismo tiempo que se circula gas H_2S alrededor de la muestra por un periodo de 720 hrs. Las probetas son pequeñas muestras de tensión de 1-in (25.4 mm)

de longitud en el área de exposición y 0.250-in (6.35 mm) de diámetro, como lo muestra la Figura 1. Las muestras son tensionadas a una determinada carga, un porcentaje del SMYS (NACE recomienda 85% del SMYS para calificar materiales como resistentes al SSC), al mismo tiempo que son sumergidas en una solución acuosa (solución A) por la cual se aplica un burbujeo constante de gas H₂S. La Figura 2 muestra un ejemplo de una cámara de exposición para estas pruebas. Una prueba pasa cuando después de 720 horas de exposición al H₂S no se muestra separación, o al término del tiempo se inspecciona visualmente a 10X y no se observan fracturas en la superficie de la muestra. Este método es más aceptable pues da una representación cualitativa de la resistencia del material. Se pueden ajustar los niveles de tensión, la solución de inmersión, así como la concentración del gas para probar los materiales a determinadas condiciones específicas.

El método D utiliza muestras llamadas double cantilever beam (DCB) (doble barra de flexión) para determinar la resistencia al SSC como se observan en la Figura 3. La prueba consiste en aplicar un esfuerzo a la muestra, la cual tiene una fractura pre-maquinada, y sumergida en la solución tipo A por un periodo de 14 días. De igual manera que el método A, se circula gas H₂S a la muestra mediante un burbujeo. Al término de la prueba se mide la propagación de la fractura y se calcula un factor de intensidad de esfuerzo crítico K_{ISSC}. Este factor es una medida cuantitativa de la susceptibilidad del material al SSC. No existe mucha información entre la correlación de estos dos métodos.

NACE MR0175/ISO 15156-2

NACE/ISO considera cuatro regiones de operación agria para aceros al carbono (C) y de baja aleación. Las regiones son: 0, 1, 2, y 3. Estas regiones de severidad se determinan por medio de la presión parcial de H₂S y el nivel de pH, la cual va de menor en la región 0 hasta la mas severa en la región 3.

A continuación se describe la metodología de la especificación NACE MR0175/ISO 15156-2 para la determinación de región agria. Primero se considera la presión parcial de H₂S en el fondo del pozo para el proyecto específico. La presión parcial se calcula utilizando la formula de acuerdo a NACE/ISO que a continuación se presenta (Ecuación 3):

$$p_{H_2S} = p \times \frac{x_{H_2S}}{100} \quad (\text{Ecuación 3})$$

p_{H_2S} = presión parcial de H₂S en psi (MPa)

p = presión absoluta total del sistema en psi (MPa)

x_{H_2S} = fracción molar del H₂S en el gas (%)

Como ejemplo, un sistema de fase gaseosa de 10,000 psi (68.95 MPa) con una fracción molar 10% de H₂S tiene como presión parcial 1,000 psi (6.895 MPa). Si se conocen la presión total del sistema y la concentración de H₂S también se puede calcular la presión parcial utilizando la figura C.1 en NACE 0175/ISO 15156-2.

La presión parcial se puede calcular utilizando la ecuación 3 partiendo de un porcentaje molar (% mol) o de partes por millón (ppm). Se multiplica la presión absoluta del sistema por la fracción molar (o su equivalente en ppm) de H₂S en fase gaseosa. Si se conoce la presión total del sistema y la concentración de H₂S se puede aproximar la presión parcial por medio de la grafica NACE MR0175/ISO 15156-2. Si la presión parcial se puede calcular utilizando información real entonces no hay necesidad de utilizar la grafica.

Si se desconoce el nivel de pH en el pozo este se puede aproximar utilizando las graficas D1 a la D5 en NACE MR0175/ISO 15156-2. Estas graficas proporcionan valores de pH partiendo de presiones parciales de H₂S y CO₂ en agua o en bicarbonato (CaCO₃) para varias temperaturas. Este

método se debe utilizar en caso de que no existan valores reales calculados o técnicas de medición de valores in-situ confiables. Para determinar el valor de pH es necesario calcular los valores de presión parcial y de otras sustancias primero.

Una vez que se tienen los valores de presión parcial y de pH se puede determinar la región de severidad de servicio agrio en la que se espera operar. Para esto se requiere utilizar la Figura 1 de NACE MR0175/ISO 15156-2. La Figura 4 en este documento, representa las diferentes regiones de operación SSC. A continuación se presentan los específicos:

- Región 0 – No hay requerimientos especiales para los materiales a utilizarse en esta región. Es importante considerar los factores que puedan afectar la eficiencia de la operación en esta región tomando en cuenta las recomendaciones de control de pozo de NACE/ISO (Área blanca en la Figura 4).
- Región 1 – Se pueden utilizar materiales aptos para las regiones 2 y 3 en esta región. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados en esta región siempre y cuando sean tratados térmicamente por los procesos de austenizado, templado y revenido (T y R) y que tengan una dureza no mayor a los 30 HRC, una fluencia de material que no exceda los 130,000 psi (896.3 MPa) y un valor SMYS (Specified Minimum Yield Strength) de 110,000 psi (758.4 MPa). La resistencia al SSC del material deberá ser demostrada para las regiones 2 y 3 (por medio de pruebas NACE) (Área color verde en la Figura 4).
- Región 2 – Materiales aptos para la región 3 pueden ser utilizados en esta región. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados siempre y cuando no excedan una dureza de 27 HRC, una fluencia de material actual de 110,000 psi (758.4 MPa), y un SMYS de 80,000 psi (551.6). Si los materiales no satisfacen los requerimientos operacionales para la región 3, la resistencia al SSC deberá ser demostrada. (por medio de pruebas NACE) (Área color amarillo en la Figura 4).
- Región 3 – Aceros austenizados, T y R, al carbono, y de baja aleación con un máximo de dureza de 22 HRC son permitidos. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados siempre y cuando no excedan una dureza de 30 HRC, una fluencia máxima de material de 110,000 psi (758.4) con una máxima resistencia de tensión no mayor de 15,000 psi (103.4 MPa) del SMYS. La resistencia del material al SSC deberá ser demostrada (por medio de pruebas NACE). A una dureza máxima de 26 HRC la resistencia al SSC podría ser demostrada (Área roja en la Figura 4).

Los materiales aptos para regiones más severas pueden ser utilizados en regiones menos severas. Los aceros austenizados, T y R, al carbono y de baja aleación con dureza no mayor a los 22 HRC no requieren de análisis. Se recomienda que los materiales con dureza máxima de 26 HRC sean analizados pero no es obligatorio y los materiales con dureza máxima de 30 HRC son permitidos siempre y cuando su fluencia de material no exceda los 110,000 psi (758.4 MPa) y a demás se tiene que comprobar resistencia al SSC de acuerdo con las especificaciones de NACE/ISO.

Esta metodología no toma en consideración factores importantes observados durante la operación como lo son: tiempo de exposición, esfuerzos, condiciones de pozo u otros factores importantes. Estas reglas no se enfocan a tubería de perforación sino a componentes estacionarios, estáticos que se encuentran bajo condiciones totalmente diferentes a las de la tubería de producción.

Como se puede observar la metodología para seleccionar materiales para operar en ambientes agrios es complicada. La mayoría de las veces los perforadores se ven obligados a ignorar estas recomendaciones debido a la falta de disponibilidad o de información y utilizan la mejor protección posible en sus proyectos. A fin de cuentas, el usuario es el que decide que herramientas va a utilizar para sus proyectos.

Por años la industria ha utilizado el acero AISI 4145 o alguna de sus modificaciones para fabricar conexiones para tubería HWDP. Las Tabla 3 y 4 presentan la composición química y propiedades mecánicas estándar para estas uniones respectivamente.

Los aceros de la serie 4100 requieren elementos de aleación de Cromo (Cr) y Molibdeno (Mo). El contenido de carbono en estos aceros es relativamente alto comparado con otros aceros utilizados para herramientas en la industria. Para el 4145 en específico, el rango es de 0.43% wt. A 0.48% wt. y se recomienda un tratamiento térmico de T y R.

Desde el punto de vista de porcentaje de carbono del material, la dureza podría ser de hasta 54 HRC. Lo que indica que en teoría se podría alcanzar una dureza de hasta 200,000 psi (1379 MPa) (esto con pérdida de ductilidad e impacto) si las condiciones no son controladas. A estos niveles altos de esfuerzo, los materiales son mucho más susceptibles a la falla por medio de mecanismos de SSC.

La resistencia a la corrosión se obtiene al reducir los elementos nocivos como lo son el Azufre (S) y el Fósforo (P), e incrementar los niveles de Cromo (Cr) y Molibdeno (Mo). Además se requiere de procesos de tratamiento térmico mas avanzados.

Los requerimientos establecidos limitan la dureza de los materiales a utilizarse en ambientes agrios, la cual es directamente relacionada a la fluencia del material. El uso de materiales estándar como el AISI 4145 que tiene alto contenido de carbón por ende trae consigo una dureza alta lo cual los hace no indicados para aplicaciones de servicio agro.

La alta dureza y la resistencia al SSC son propiedades altamente deseadas para herramientas de fondo de manera que las fallas debido al SSC se reduzcan. Estas son dos propiedades opuestas en el espectro lo que significa que cuando se obtiene una se pierde la otra. La única manera de obtener ambas propiedades es la de modificar los elementos de la aleación en el material y al mismo tiempo cerrar y mejorar los parámetros de tratamiento térmico. Esto no solamente ayudara a incrementar la dureza del material sino también incrementara la resistencia al SSC sin reducir las demás propiedades mecánicas.

Material AISI 1340

Los cuerpos de tubo de los HWDP han sido fabricados de acero 1340 modificado. Es un acero de relativamente alto contenido de carbón (entre los 0.38% wt. y 0.43% de carbono) que se compone principalmente de Manganeseo (Mn). La Tabla 3 muestra la composición química estándar de este material. Este ofrece una dureza económica con resistencia a la corrosión relativamente baja. Las propiedades mecánicas estándar de estos materiales se pueden observar en la Tabla 4.

Microestructura de los Materiales

La microestructura de los materiales tradicionales depende de dos factores importantes: 1) La composición química y 2) El tratamiento térmico. Estos dos factores afectan tanto las propiedades mecánicas y de impacto así como la resistencia al SSC. El contenido de carbón, los elementos de aleación y sus concentraciones, y el tipo de tratamiento térmico se reflejan en la microestructura de los materiales.

La Figura 5 muestra una comparación de los aceros 1340 bajo tratamiento térmico de normalizado (Figura 5A), 4145 austenizado, T y R (Figura 5B), y 4130 bajo tratamiento térmico propietario (Figura 5C). Como se puede observar, la microestructura del acero 1340 (Figura 5A) muestra una morfología de grano de tipo esférico de tamaño grande. Se pueden observar diferentes fases de materiales, las zonas de colores gris, café y blanco. Todas estas características se derivan del contenido de carbón bajo, el Manganeseo como elemento único de aleación y el tratamiento térmico básico de normalizado. Como se observo anteriormente este material no posee propiedades mecánicas o de impacto excepcionales debido a estos factores.

La Figura 5B presenta la microestructura del 4145, la cual tiene un contenido de carbono mas alto que el del 1340, posee elementos de aleación de Cromo y Molibdeno a demás del Mn y ha recibido

un tratamiento térmico de austenizado, T y R. La microestructura presenta una morfología de grano significativamente refinada a comparación del 1340 normalizado. Las estructuras de aguja alargadas son de martensita templada, la microestructura con dureza más alta para aceros de carbón. Estos factores son los que proporcionan las propiedades mecánicas y de impacto que caracterizan a estos materiales.

Finalmente, la Figura 5C muestra la microestructura del material 4130. Esta microestructura como se puede observar se deriva de un contenido de carbono mas reducido que el del 4145 y del 1340, cuenta con elementos de aleación similares a los del 4145 y posee el tratamiento térmico propietario que es mas elaborado y estricto que un T y R estándar. Esta microestructura refleja las mejoras del material: incremento en las propiedades mecánicas y de impacto, y al mismo tiempo mayor resistencia a la falla por medio de H₂S. Esta es la microestructura mas refinada de los materiales comparados.

Como se puede observar, la composición química y el tratamiento térmico influyen en las propiedades mecánicas, de impacto, y de resistencia al SSC. Es necesario mejorar estos parámetros de manera que se obtengan valores de fluencia alta de materiales con excelente resistencia al SSC.

Análisis de SSC en Material AISI 4145

Previos intentos de calificar material estándar 4145 para aplicaciones de SSC han resultado en fracaso. La alta dureza inherente de los materiales con una fluencia por arriba de 105,000 psi y su alto contenido de carbón han ayudado a demostrar las limitaciones de este material.

Al incrementar los niveles de los elementos de aleación y utilizar practicas limpias de producción de acero (inyección de Calcio) se ha logrado producir materiales mas resistentes al SSC. Sin embargo debido al alto contenido de carbón y sus limitados elementos de aleación, aun siguen teniendo limitaciones en su eficiencia al SSC.

Se realizaron varias pruebas utilizando una variación de material estándar 4145. La inyección de Calcio (Ca) en el proceso de fabricación de acero también llamado “practica limpia de acerería” es utilizado para controlar la morfología de las inclusiones a partículas esféricas, a demás ayuda a controlar el tamaño y la distribución de estas. Estos controles de tamaño, morfología, y distribución, ayudan al restringir los esfuerzos residuales provocados por las inclusiones en el material y ayudan a resistir la propagación de fracturas debido a la exposición al H₂S.

A niveles bajos de H₂S y CO₂ estos materiales funcionan adecuadamente. En niveles altos, no muestran ninguna mejoría.

Análisis de SSC en Material AISI 1340

Se analizaron varias aleaciones de material estándar 1340 con elementos como Niobio (Nb) (también conocido como Columbio) y Cromo (Cr) para determinar resistencia al SSC. Este material no posee tanto características mecánicas ni resistencia al SSC excepcionales. Es una forma económica de proporcionar un material que ofrezca flexibilidad en la transición de la sarta al BHA y peso sobre la barrena.

Parámetros de Prueba para SSC

Se analizó material para tubería HWDP para determinar su resistencia al SSC. Se utilizaron 5 materiales; 2 tipos de acero 4145 modificado y 3 tipos de 1340 modificado bajo diferentes condiciones. La Tabla 5 muestra los parámetros de prueba de estos materiales así como el proceso de tratamiento térmico, SMYS, %SMYS, y la mezcla de gas utilizados.

El acero 4145 modificado fue procesado mediante un tratamiento térmico de austenizado, T y R, con propiedades mecánicas listadas en la Tabla 4. El material 1340 modificado solo presenta un proceso térmico de normalizado. Los materiales fueron analizados según los requerimientos de NACE TM0177 método A a diferentes niveles porcentuales de SMYS. También se utilizaron variaciones en las concentraciones de los niveles de gas. Una prueba se conformo de tres muestras para cada

condición a evaluar y para cada nivel de SMYS. Se considero una prueba satisfactoria aquella en la que las tres muestras sobrevivieron las 720 hrs de la prueba.

El grupo 1 consistió en material AISI 4145 procesado bajo inyección de Calcio y fue evaluado de 50% SMYS a 90% SMYS utilizando una Solución de Prueba tipo A y gas estándar. El grupo 2 utilizo el mismo material, se modifico la mezcla de gas a 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 (el balance de Nitrógeno). El valor del SMYS vario igual de 50% a 90%.

El grupo 3 consistió de material AISI 1340 con aleación de Cr y se probó a un rango de SMYS de 50% a 80% bajo condiciones normales. El grupo 4 utilizo un material AISI 1340 con aleación de Nb con inyección de Calcio utilizando una solución de Prueba Tipo A y concentración de gas estándar. El grupo 5 utilizo el mismo material del grupo 4 con variación en la concentración del gas a 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 (el balance de Nitrógeno).

Resultados de las Pruebas de SSC

La Tabla 6 muestra los resultados de los análisis de las diferentes aleaciones. Para el grupo 1 se observa que el nivel aceptable para pasar la prueba NACE fue de 60% de SMYS, o 69,000 psi (475.7 MPa). Arriba de este nivel las muestras empiezan a fallar aleatoriamente. Esto nos puede indicar que existen otros mecanismos adicionales al material y al tratamiento térmico que influyen en el comportamiento. Es importante observar que aunque las pruebas son consideradas como falladas, algunas de las muestras dentro del grupo si pasan las pruebas. Este comportamiento se debe al parámetro inicial de requerir 3 muestras positivas para calificar la prueba como adecuada.

El grupo 2 con una concentración de gas modificada, incremento el nivel de resistencia al 80% de SMYS o 92,000 psi (634.3 MPa). A un nivel de 90% SMYS solo una muestra de las tres fallo.

Para el grupo 3, se analizo el material para cuerpo de tubo de HWDP. Todas las muestras pasaron la prueba NACE a todos los niveles con un SMYS de 75,000 psi (517.1 MPa).

En el grupo 4 todas las muestras fallaron a todos los niveles de SMYS. El nivel de SMYS mínimo analizado fue de 50,400 psi (347.5 MPa).

El grupo 5 tuvo un nivel de aceptación de 60% de SMYS o 50,400 psi del material con nivel de esfuerzo de fluencia de 84,000 psi (579.2 MPa).

Los resultados nos muestran que para el material 4145 modificado procesado bajo prácticas limpias de acerería y expuesto a la concentración normal de H_2S la resistencia al SSC es cerca de 69,000 psi (475.7 MPa). A niveles por arriba de este valor el material empieza a mostrar degradación y los resultados comienzan a fluctuar. Para el mismo material bajo condiciones reducidas de corrosión: es decir de 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 (el balance de Nitrógeno), se puede observar que el nivel de resistencia se incrementa a 92,000 psi (634.3 MPa), de nuevo a valores mayor que este numero los resultados comienzan a variar de manera negativa.

Se observaron resultados similares en el material para tubos de HWDP. El material AISI 1340 Cr mostró una resistencia al SSC de 60,000 psi (413.7 MPa) bajo condiciones normales de H_2S . No se hicieron pruebas para determinar la resistencia del material a niveles reducidos de H_2S . Para el material AISI 1340 Nb procesado bajo prácticas limpias de acerería, en condiciones normales de H_2S no hay resistencia al H_2S a ningún nivel por arriba de los 50,400 psi (347.5 MPa). El mismo material probado bajo condiciones modificadas de gas el nivel de resistencia se ubico en 50,400 psi (347.5 MPa). La Figura 6 muestra una grafica comparativa de los niveles de esfuerzo alcanzados por cada aleación segregados por concentración de gas.

Resultados del SSC

Los resultados indican que para el material 4145 modificado, la resistencia al SSC se encuentra cerca de los 69,000 psi (475.7 MPa) para condiciones normales de H_2S . En condiciones modificadas, el valor fue de 92,000 psi (634.3 MPa).

Para el material 1340 modificado Cr, el valor de resistencia bajo condiciones normales de H₂S fue de 60,000 psi (413.7 MPa). La variación de Nb no mostró alguna resistencia a niveles de hasta 50,400 psi (347.5 MPa). Bajo condiciones reducidas de H₂S se observó una resistencia de 50,400 psi (347.5 MPa).

Considerando que los requerimientos típicos para tubería HWDP son de alrededor de 100,000 psi (689.5 MPa), los materiales no ofrecen una resistencia adecuada al SSC cuando son expuestos a niveles altos de H₂S. En condiciones bajas de concentración los materiales exhiben una mejoría pero siguen operando por debajo de los valores recomendados de fluencia.

Para los tubulares de HWDP el comportamiento es muy similar. Los requerimientos típicos son de 55,000 psi (379.2 MPa). Para aceros de Cr es obvio que los niveles de resistencia son mayores. Aunque no se hicieron pruebas utilizando mezcla de gas reducida, se considera que los materiales exhibirán una protección adecuada al SSC a estos niveles bajos ya que proporcionaron una excelente resistencia cuando son expuestos a niveles normales. Para los materiales con Nb no se observó ninguna mejoría en condiciones normales o bajas de corrosión.

Química Mejorada

Para poder alcanzar los niveles de resistencia al SSC y ofrecer propiedades mecánicas elevadas en las herramientas de BHA se desarrolló una química modificada que se desvía de las aleaciones tradicionales. Una aleación basada en un AISI 4130 (4130 mod) se utilizó en estas aplicaciones. Las especificaciones mecánicas son presentadas en la Tabla 4.

La química modificada reduce el contenido de carbono, incrementa el contenido de Cr y Mo y al mismo tiempo reduce los elementos nocivos como lo son el S y el P.

IRP recomienda un valor máximo de carbono de 0.38% wt. para los cuerpos de tubo para tubería de perforación, y un nivel de 0.35% wt. para los cuerpos de tubo en tubería de perforación grados SS95 y SS105, así como para todas las conexiones grado SS como se muestra en la Tabla 2. La química mejorada tiene niveles de carbono por debajo de estos requerimientos. Estas recomendaciones son un claro reconocimiento de que es necesario reducir los niveles de carbono para los componentes a ser utilizados en ambientes agrios así como para incrementar la resistencia al SSC.

Esta química mejorada ha sido utilizada en la fabricación de tubería HWDP en grado de 90,000 psi (620.5 MPa) con conexiones de grado 100,000 psi (689.5 MPa) como se muestra en la Tabla 4. Para ordenes de producción estándar este material ha pasado consistentemente los requerimientos de 85% de SMYS (recomendado por NACE/ISO), o un nivel de resistencia de 76,500 psi (527.4 MPa). Además, se ha empleado en la fabricación de componentes que satisfacen los estrictos requerimientos de IRP para servicio agrio (como lo son las conexiones de tubería de perforación). Niveles altos de hasta 100% SMYS se han logrado y niveles de resistencia de hasta 107,000 psi (737.7 MPa) se han alcanzado satisfactoriamente bajo pruebas NACE método A. Estos valores son comparados en la Tabla 6 y en la Figura 7 la cual grafica todos las muestras individuales analizadas. Esto es una inmensa mejoría sobre los materiales tradicionales cuando se considera que los niveles obtenidos para un acero AISI 4145 bajo las mismas condiciones fueron de cerca de 69,000 psi (475.7 MPa). Una mejoría de 55%.

Los cambios realizados en los porcentajes de composición de los elementos de aleación han contribuido de manera significativa pero estos solo son una parte de la mejoría final. Para poder alcanzar estos niveles de resistencia al SSC es necesario proporcionar una mejoría en el tratamiento térmico de estos materiales. Las operaciones de tratamiento térmico tradicionales requieren de un proceso de austenizado, templado y revenido (T y R). El proceso de T y R transforma la austenita en una martensita de grano fino, esto resulta en una microestructura final altamente refinada. Esta nueva química no solo es tratada térmicamente a temperaturas y tiempos con tolerancias más reducidas, sino que también recibe un tratamiento térmico de T y R propietario. Al someter esta química a este proceso propietario de T y R el material es sujeto a un proceso que homogeniza y refina la

microestructura al mismo tiempo que reforma y refina las posibles inclusiones sin sacrificar las propiedades mecánicas y de impacto. Estas mejoras de proceso son la otra mitad que complementa la habilidad del material para ofrecer una resistencia mejorada al SSC.

Estos componentes de BHA han sido utilizados en Canadá, el Medio Oriente, Kazajstán, el Mar del Norte y en los Estados Unidos de América. Todas estas áreas son conocidas por sus medios ambientes agrios. A la fecha no hay reportes de incidentes específicos relacionados con estos productos.

Nuevos materiales que prometen ofrecer aun mayores beneficios están siendo evaluados actualmente. El objetivo es el de ofrecer niveles de resistencia al SSC aun mayores a niveles mas altos de esfuerzo sin afectar las propiedades mecánicas.

Conclusiones

- Los materiales estándar utilizados en la fabricación de herramientas para BHA como lo son el 4145 mod y el 1340 mod proporcionan una mínima resistencia al SSC en medios ambientes donde se encuentran presentes H_2S y CO_2 .
- Prácticas de limpieza utilizadas en la fabricación de estos materiales muestran una mejoría en la resistencia al SSC a niveles bajos de H_2S y de CO_2 pero muestran una mínima mejoría en concentraciones elevadas.
- Aleaciones con carbono reducido o aleaciones 4130 mod combinadas con practicas avanzadas de T y R demuestran una mejoría significativa en la resistencia al SSC aun en medios ambientes con niveles elevados de H_2S y de CO_2 .
- Estos materiales mejorados pueden ayudar a explotar las reservas de hidrocarburos de manera segura en formaciones con concentraciones altas de H_2S y de CO_2 .

Nomenclatura

% mol = Porcentaje de Concentración Molar

% wt. = Porcentaje de Peso

AISI = American Iron and Steel Institute

API = American Petroleum Institute

BHA = Bottom Hole Assembly

BHN = Dureza en Escala Brinell

C = Carbono

Ca = Calcio

$CaCO_3$ = Bicarbonato

CO_2 = Dióxido de Carbono

Cr = Cromo

DCB = Double Cantilever Beam

FS = Tamaño Normal

ft-lbs = Pie-Libra

H_2S = Acido Sulfídrico

HRC = Dureza Rockwell en Escala C

hrs = Horas

HWDP = Heavy Weight Drill Pipe

in. = Pulgada

IRP = Industry Recommended Practices

ISO = International Organization for Standardization

KISSC = Factor de Intensidad de Esfuerzo Critico

LCVN = Prueba Longitudinal Charpy V-Notch

Mn= Magnesio
Mo = Molibdeno
NACE = The National Association of Corrosion Engineers
Nb = Niobio también conocido como Columbio
P = Fósforo
pH = Factor de Acidez o Alcalinidad
ppm = Partes por millón
psi = Libras por Pulgada Cuadrada
S = Azufre
SMYS = Specified Minimum Yield Strength
SS = Servicio Agrio
SSC = Sulfide Stress Cracking
T y R = Templado y Revenido
USA = Estados Unidos de América

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a Troy Powell de The Timken Company, George Waid de Corrosion Testing Services, Mauricio Mendez y Elizabeth Trillo de Honeywell, Lucien Hehn, Janet Castro y Richard Griffin de Grant Prideco por su colaboración. Los autores también quisieran expresar su agradecimiento a las administraciones de Workstrings, Grant Prideco y BluTech Co. por su apoyo y motivación en la publicación de este artículo.

Bibliografía

1. NACE MR0175/ISO 15156-2, Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production – Part 2 Cracking-Resistant Carbon and Low Alloy Steels, and the Use of Cast Irons, First Edition, NACE International, Houston, TX, December 2003
2. IRP 1 Critical Sour Drilling, Volume 1 – 2004, Enform 1538 – 25 Avenue NE, Calgary, Alberta
3. API Recommended Practice 7G, Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits, Sixteenth Edition, American Petroleum Institute, Washington, D.C., August 1998
4. ANSI/API Spec 7-1 (ISO 10424-1:2004), Specification for Rotary Drill Stem Elements, First Edition, American Petroleum Institute, Washington, D.C., March 2006
5. IRP 6 Critical Sour Underbalanced Drilling, Volume 6 – 2004, Enform 1538 – 25 Avenue NE, Calgary Alberta
6. NACE Standard TM0177-2005 Standard Test Method, Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments, NACE International, Houston, TX, December 2005
7. Practical Data for Metallurgists, Fifteenth Edition, The Timken Company, Canton, OH, 2006
8. API Specification 5D, Specification for Drill Pipe, Fifth Edition, American Petroleum Institute, Washington, D.C., October 2001
9. API Specification 7, Specification for Rotary Drill Stem Elements, Fortieth Edition, American Petroleum Institute, Washington, D.C., November 2001

	Esfuerzo de Fluencia psi (MPa)	Esfuerzo de Tensión psi (MPa)	Dureza max. prom. (HRC)	Impacto min. LCVN 3/4 @ TA
SS75 Tubo	75,000 - 95,000 (517.11 - 655)	95,000 - 115,000 (655 - 792.90)	22	50
SS95 Tubo	95,000 - 110,000 (655 - 758.42)	105,000 - 130,000 (723.95 - 896.32)	25	59
SS105 Tubo	105,000 - 120,000 (723.95 - 827.37)	115,000 - 140,000 (792.90 - 965.27)	28	59
SS110 Conexiones	110,000 - 125,000 (758.42 - 861.84)	125,000 - 145,000 (861.84 - 999.74)	30	66 prom. FS

Tabla 1 - Especificaciones mecánicas de IRP para componentes de grado SS.

	C	Mn	Cr	Mo	S	P
SS75 Tubo	0.38 max.	1.60 max.	N/A	N/A	0.010 max.	0.015 max.
SS95 Tubo	0.25-0.35	0.40-1.00	0.90-1.30	0.30-0.60	0.010 max.	0.015 max.
SS105 Tubo	0.25-0.35	0.40-1.00	0.90-1.30	0.30-0.60	0.010 max.	0.015 max.
SS110 Conexiones	0.25-0.35	1.00 max.	0.70-1.30	0.40-0.70	0.010 max.	0.015 max.

Tabla 2 - Recomendaciones químicas IRP para componentes grados SS en porcentaje de peso.

Aleación de Acero	C	Mn	Cr	Mo
AISI 4145	0.43-0.48	0.75-1.00	0.80-1.10	0.15-0.25
AISI 1340	0.38-0.43	1.60-1.90	N/A	N/A
AISI 4130	0.28-0.33	0.40-0.60	0.80-1.10	0.13-0.20

Tabla 3 - Composición química para componentes típicos HWDP en porcentaje de peso.

Material	Esfuerzo de Fluencia psi (MPa)	Esfuerzo de Tensión psi (MPa)	Dureza	Elongación (%)	Impacto min. FS @ TA (ft-lbs)
AISI 4145 Mod (Conexión)	120,000 min. (827.37 min)	140,000 min. (965.27 min)	285-331 BHN	13 min.	40
AISI 1340 Mod (Tubo)	55,000 min. (379.21 min)	95,000 min. (655 min)	285 BHN max.	18 min.	N/A
AISI 4130 Mod (Conexión)	100,000-115,000 (689.48 - 792.90)	120,000 min. (827.37 min)	28 HRC max.	13 min.	65
AISI 4130 Mod (Tubo)	90,000-105,000 (620.52 - 723.95)	100,000 min. (689.48 min)	22 HRC max.	13 min.	100

Tabla 4 - Propiedades mecánicas de aleaciones para componentes de HWDP.

Grupo	Aleación	Tratamiento Térmico	SMYS psi	(MPa)	%SMYS	Mezcla de Gas
1	4145 Ca	T y R	115,000	792.89	50, 60, 70, 80, 90	Estándar
2	4145 Ca	T y R	115,000	792.89	50, 60, 70, 80, 90	3% H ₂ S, 1.67% CO ₂
3	1340	Normalizado	75,000	517.10	50, 60, 70, 80	Estándar
4	1340 CaNb	Normalizado	84,000	579.15	60, 70, 80, 90	Estándar
5	1340 CaNb	Normalizado	84,000	579.15	60, 70, 80, 90	3% H ₂ S, 1.67% CO ₂

Tabla 5 – Parámetros de Prueba.

Aleación (Composición de Gas)	SMYS		% SMYS	Esfuerzo de Resistencia		Tiempo (hrs)		
	psi	MPa		psi	MPa	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3
4145 Ca (estándar)	115,000	792.35	50	57,500	396.45	720	720	720
	115,000	792.35	60	69,000	475.73	720	720	720
	115,000	792.35	70	80,500	555.02	720	720	255
	115,000	792.35	80	92,000	634.31	720	16	53
	115,000	792.35	90	103,500	713.60	15	16	24
4145 Ca (3% H ₂ S, 1.67% CO ₂)	115,000	792.35	50	57,500	396.45	720	720	720
	115,000	792.35	60	69,000	475.73	720	720	720
	115,000	792.35	70	80,500	555.02	720	720	720
	115,000	792.35	80	92,000	634.31	720	720	720
	115,000	792.35	90	103,500	713.60	720	720	320
1340 (estándar)	75,000	516.75	50	37,500	258.55	720	720	720
	75,000	516.75	60	45,000	310.26	720	720	720
	75,000	516.75	70	52,500	361.97	720	720	720
	75,000	516.75	80	60,000	413.68	720	720	720
1340 CaNb (estándar)	84,000	578.76	60	50,400	347.49	11	12	20
	84,000	578.76	70	58,800	405.41	6	12	21
	84,000	578.76	80	67,200	463.32	7	12	12
	84,000	578.76	90	75,600	521.24	4	5	11
1340 CaNb (3% H ₂ S, 1.67% CO ₂)	84,000	578.76	60	50,400	347.49	720	720	720
	84,000	578.76	70	58,800	405.41	58	84	87
	84,000	578.76	80	67,200	463.32	57	90	620
	84,000	578.76	90	75,600	521.24	15	102	102
4130 (estándar)	90,000	620.10	85	76,500	527.44	720	720	720
	116,000	799.24	85	98,600	679.82	720	720	720
	107,000	737.23	100	107,000	737.73	720	720	720

Tabla 6 – Resultados de pruebas NACE método A para las diferentes aleaciones.

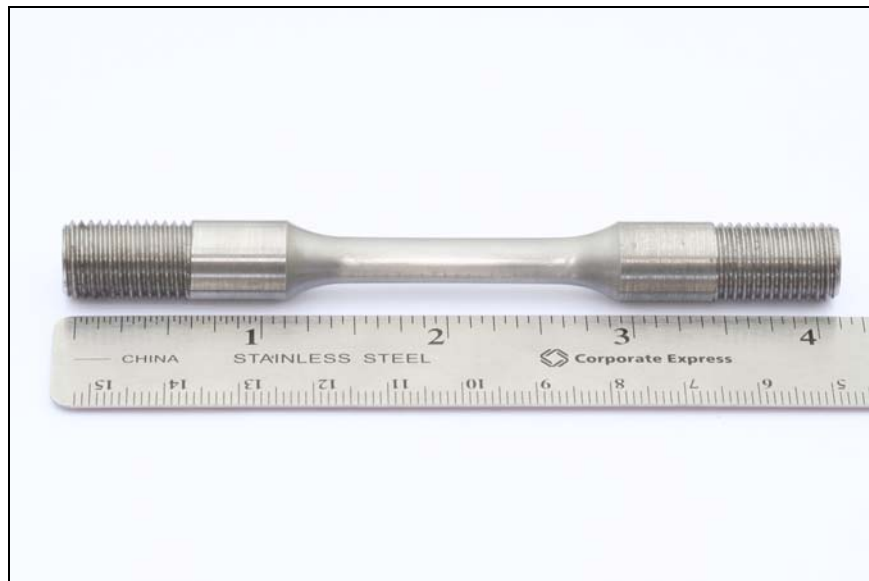


Figura 1 – Espécimen para prueba NECE Método A.



Figura 2 – Cámara de prueba para NACE Método A (Foto cortesía de Honeywell).

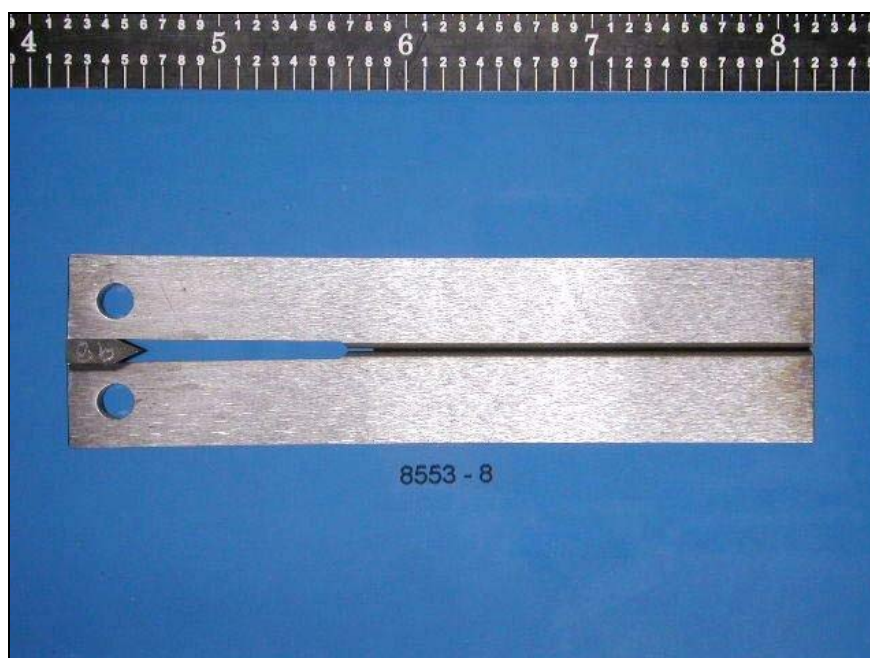


Figura 3 – Muestra para prueba NACE Método D (Foto cortesía de Honeywell).

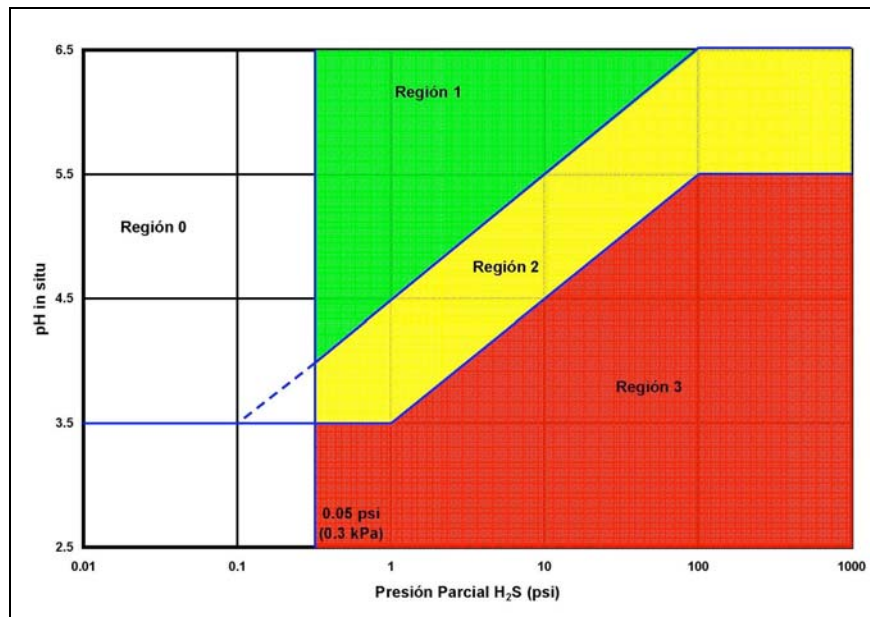


Figura 4 – Ubicación de regiones SSC (Grafica reproducida en parte de NACE MR0175/ISO 15156).

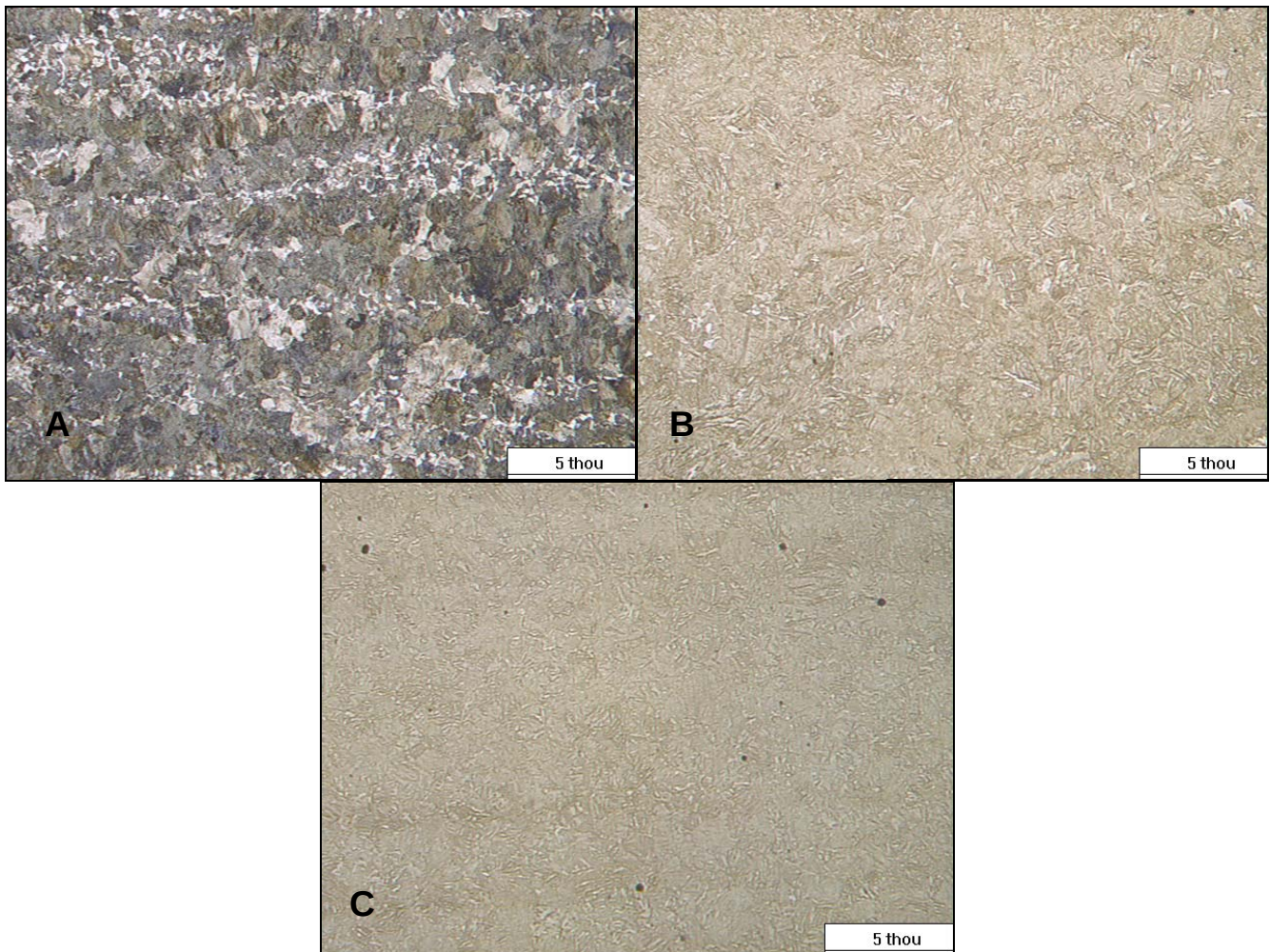


Figura 5. Comparación de microestructuras de acero 1340 normalizado, 4145 austenizado, T y R, y 4130 bajo tratamiento térmico propietario.

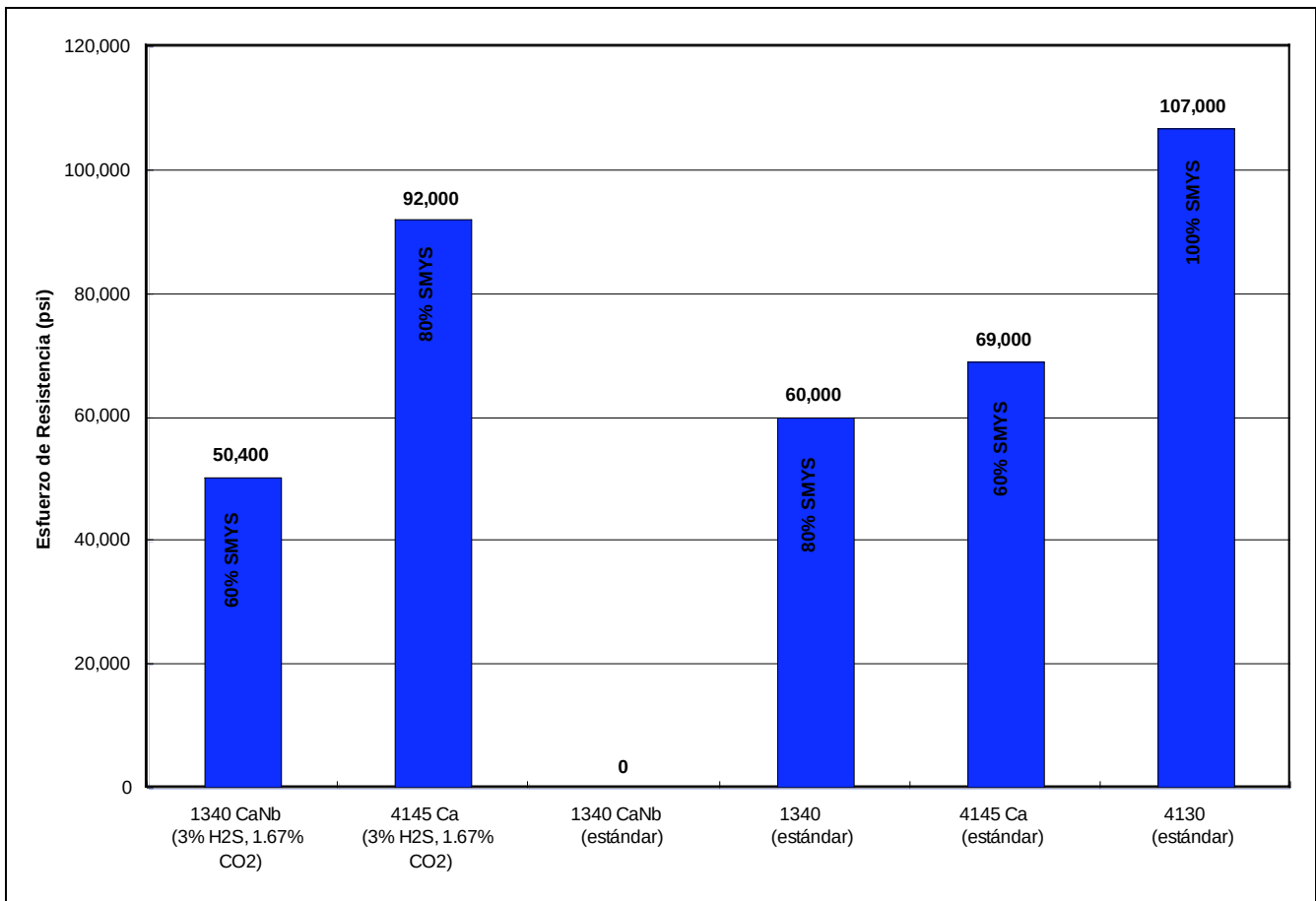


Figura 6 – Niveles de resistencia para los diferentes materiales bajo diversas condiciones de gas.

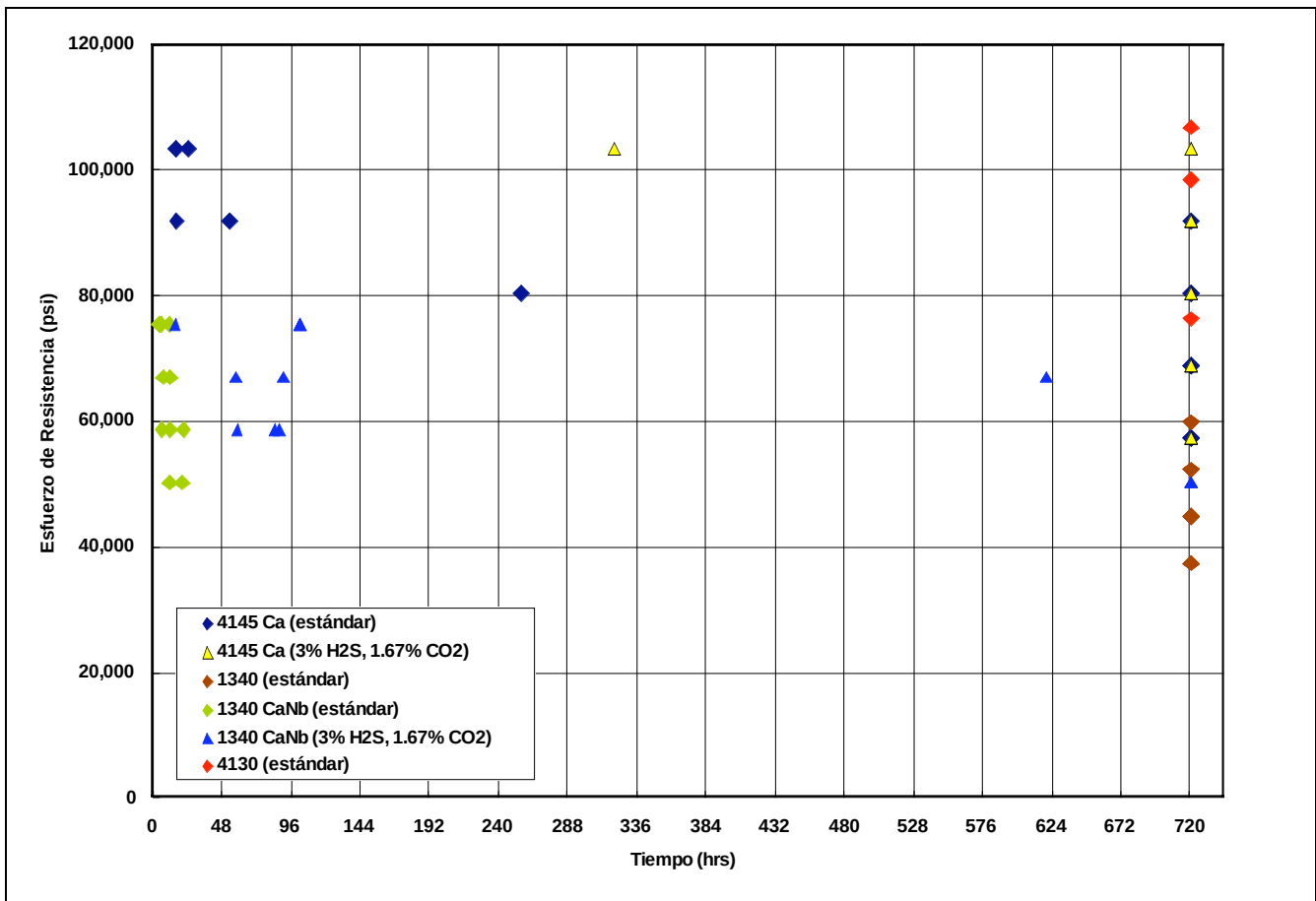


Figura 7 – Esfuerzo de resistencia para NACE Método A de las diferentes aleaciones.