

Aspectos a considerar en la ingeniería de diseño de pozos *offshore*: temperatura, corrosión y colapso

Heberto Ramos Rodríguez
David M. Hernández Morales

Heberto Ramos Rodríguez

Ingeniero petrolero por el Instituto Politécnico Nacional (IPN) (1974); maestro en Ingeniería Petrolera y en Ingeniería Energética por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); maestro en Administración de Empresas para Ejecutivos por la Universidad Olmeca (UO) en conjunto con la Universidad de Tulane, EUA, y el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM); es diplomado en Administración por el ITESM; diplomado en Alta Dirección por el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa; diplomado en Alta Dirección por el ITESM y diplomado en Administración por la Universidad de Tulane; es doctorante en Planeación Estratégica y Desarrollo Sustentable por la Universidad Anáhuac Mayab de Mérida, Yucatán, México y es especialista en Ingeniería Offshore por la Universidad de Río de Janeiro, Brasil en conjunto con la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.

En 1974 ingresó a Petróleos Mexicanos (PEMEX) donde desempeñó importantes cargo en PEMEX Exploración y Producción (PEP) Región Sur, en la cual fue gerente de Perforación y Mantenimiento de Pozos (1995-1997); gerente de Planeación (1997-2003) y subdirector de PEP Región Sur de 2003 a 2005.

Es autor de más de 25 estudios monográficos y más de 70 trabajos técnicos, presentados en congresos nacionales e internacionales.

La Asociación de Ingenieros Petroleros de México le ha otorgado las medallas «Antonio J. Bermúdez» (1995); «Lázaro Cárdenas» (1999); «Miguel Ángel Zenteno» (2003); «Lázaro Cárdenas» (2004) e «Instituto Mexicano del Petróleo» (2007) por la calidad de sus trabajos y desempeño profesional.

En 1998 fue distinguido con el Premio Estatal de Ingeniería por el Gobierno del Estado de Tabasco.

En 2003 fue distinguido con el Premio Nacional de Ingeniería Petrolera otorgado por el Gobierno de la República, ese mismo año ingresó como miembro a la Academia de Ingeniería.

En 2017 la Organización de las Américas para la Excelencia Educativa, lo investió, en La Habana, Cuba, doctor *honoris causa* en Filosofía de la Educación, y lo designó Embajador de la Paz por la labor y acciones desarrolladas en beneficio de la mejora educativa en Iberoamérica.

De agosto de 2015 a septiembre de 2018 se desempeñó como rector de la Universidad Olmeca en Villahermosa, Tabasco, México.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C., del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo, de la Society of Petrophysicist and Well Log Analyst, del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y de la Academia de Ingeniería.

Aspectos a considerar en la
ingeniería de diseño de pozos *offshore*:
temperatura, corrosión y colapso

Heberto Ramos Rodríguez
David M. Hernández Morales

Aspectos a considerar en la ingeniería de diseño de pozos *offshore*: temperatura, corrosión y colapso

Heberto Ramos Rodríguez
David M. Hernández Morales



UNIVERSIDAD OLMECA

Raíz de sabiduría

© *Aspectos a considerar en la ingeniería de diseño de pozos offshore: temperatura, corrosión y colapso.*
Heberto Ramos Rodríguez y David M. Hernández Morales

© Universidad Olmeca, A.C.,
Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280,
Villahermosa, Tabasco, México.
www.olmeca.edu.mx/

Primera edición: 2021

Queda rigurosamente prohibida, sin autorización escrita de los titulares de *copyright*, bajo las sanciones establecidas por las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía, el tratamiento informático, así como la distribución de ejemplares de la misma mediante alquiler o préstamo público.

ISBN versión impresa: 978-607-96683-8-9

ISBN versión electronica: 978-607-99217-1-2

Impreso en México / *Printed in Mexico*

Índice

Prólogo	7
Importancia de la temperatura en la ingeniería de diseño de pozos <i>offshore</i>	11
Colapso de tuberías, aspecto a considerar en la ingeniería de diseño de pozos	27
Fenómeno de corrosión en los aceros utilizados para la fabricación de tuberías de revestimiento y producción	45

Prólogo

Hablar de corrosión, temperatura y colapso como un mismo tópico en el ámbito académico no parece algo usual, ya que competen a diferentes disciplinas que raras veces se conjugan en los programas de estudio.

Sin embargo, en la práctica cotidiana de la ingeniería petrolera, la conjunción de estas disciplinas es una cuestión frecuente, en la que los especialistas se enfrentan a problemas en perforación e instalaciones petroleras de producción y transformación que hay que solucionar, ya sea en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento, e incluso en las adquisiciones de material y equipo; por tanto, es de vital importancia tener un buen conocimiento de los temas vinculados a la corrosión, los efectos de la temperatura y el colapso de las tuberías y equipos e instalaciones, la relación que existe entre estos, los diferentes tipos de problemas y anomalías que provocan, sus causas y los métodos y mecanismos para evitarlas o eliminarlas.

Es por esa razón que, con el ánimo de aportar una visión general de los tópicos y la relación entre ellos en la práctica cotidiana, en particular en la perforación y terminación de pozos, se presenta este volumen, en el que además se refieren estudios y trabajos de investigación en materiales, aplicados a diferentes tipos de aceros de uso común en operaciones terrestres y costa afuera, cuyos resultados explican de manera contundente muchos de los problemas y efectos que hasta hace poco no se entendían, operaciones fallidas e incluso accidentes a los que no se había encontrado explicación y, por supuesto, no había ideas fundadas sobre las causas y las posibles formas de evitarlas o eliminarlas.

En los campos petroleros de México, por la profundidad a la que se encuentran sus yacimientos, son frecuentes las altas presiones, las elevadas

temperaturas y los fluidos altamente corrosivos. Enfrentarse a estas condiciones es un reto enorme que solo el conocimiento multidisciplinario, la experiencia adquirida en la actividad cotidiana y la aplicación de metodologías surgidas de la experimentación en investigación y desarrollo, han hecho posible que se obtengan resultados altamente exitosos, reduciendo drásticamente la incidencia de fallos en las operaciones y eliminando prácticamente la accidentabilidad.

Con esta obra, los autores esperan contribuir a que los estudiantes de ingeniería petrolera conozcan y empiecen a familiarizarse con una muestra de la diversidad de situaciones a que tendrán que enfrentarse en un futuro cercano; y a los profesionales, compartir conocimientos y experiencias adquiridas durante muchos años en el diseño y operación, funciones que seguramente les resultarán familiares y que están relacionadas con algunos de los problemas complejos que cotidianamente observamos en el campo.

DR. TOMÁS RAMÍREZ MALDONADO

Importancia de la temperatura en la ingeniería de diseño de pozos *offshore*

RESUMEN

En la industria petrolera se llevan a cabo diferentes operaciones para poder extraer los hidrocarburos del subsuelo. Las más significativas son las operaciones de perforación, con las que se alcanzan profundidades mayores a los 7 000 metros en ambientes en los que las presiones y temperaturas son elevadas. Para llegar a esas profundidades se utilizan tuberías de acero de diferentes características, que están sujetas a esfuerzos de compresión y tensión de tipo longitudinal y axial, así como a presiones internas y externas. Se ha observado que aun cuando los esfuerzos y presiones a los que se someten las tuberías están dentro de especificaciones definidas por las normas aplicables, se han presentado deformaciones en las tuberías, colapsos y en algunos casos ruptura de las mismas, por lo que se pregunta si algún otro parámetro, como la temperatura, tiene algún efecto sobre la modificación de las propiedades de los aceros utilizados. Si bien hay algunos estudios realizados expresamente para la industria petrolera, en los que aparece la temperatura como factor de correlación contra los esfuerzos a la cedencia, no hay conclusiones definitivas al respecto. Por otra parte, en la información proporcionada por los fabricantes, las especificaciones de diseño de las tuberías no contemplan temperaturas de operación superiores a los 125 °C. En las operaciones de perforación, las temperaturas que se alcanzarían, sobrepasarán las especificadas por los fabricantes para condiciones máximas de esfuerzos lineales y axiales de compresión tensión, por lo que es probable que las temperaturas elevadas modifiquen las propiedades mecánicas de los aceros utilizados en las tuberías. Para corroborar lo anterior se diseñaron una serie de pruebas con probetas de aceros de tuberías utilizadas comúnmente en las operaciones de perforación, sujetas

a las mismas condiciones de esfuerzos a diferentes temperaturas, observando que el esfuerzo a la cedencia de todas las probetas se modifica hasta un 10 % en presencia de temperaturas elevadas. Lo anterior obliga a los diseñadores de aplicaciones de las tuberías que se utilizan en las diversas operaciones de perforación, a considerar estas variaciones en los diseños correspondientes, con la finalidad de robustecerlos y reducir el riesgo de que se produzca una deformación, un colapso o una ruptura de la tubería a utilizar, cuando las temperaturas de operación sobrepasan los valores que establecen los fabricantes.

INTRODUCCIÓN

El reto más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas y ultra profundas consiste en perforar agujeros estables. Diseñar pozos seguros requiere de conocimientos avanzados para el cálculo de las presiones de poro y de los gradientes de fractura, ya que se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro. El número de tuberías de revestimiento a utilizar estará en función de los cambios de densidad que ocurran dentro de ese margen.

En esta investigación se presenta el aspecto de la temperatura a considerar en el diseño de la perforación de pozos. Uno de los parámetros más tomados en cuenta, es el esfuerzo a la cedencia, que variará ante fenómenos como la tensión, la compresión, la presión interna, el colapso, la temperatura, etc.

El esfuerzo a la cedencia es uno de las variables directas en las ecuaciones de resistencia de materiales que deben tomarse en cuenta cuando se diseñan las tuberías de revestimiento para pozos petroleros. El esfuerzo a la cedencia es un nominal dado por una de las normas del American Petroleum Institute (API). Este valor es conocido físicamente mediante pruebas de laboratorio, sin embargo, las condiciones de trabajo recomendadas por los fabricantes para los aceros utilizados en las tuberías son muy diferentes a las reales, ya que se tienen registros de temperatura superiores a las 200 °C en pozos petroleros.

MATERIALES Y MÉTODOS

Estudios previos

La influencia de la temperatura sobre el comportamiento de los aceros en el esfuerzo a la cedencia es escasamente reconocida por la mayoría de los estudios de mecánica de materiales. La norma API 5CT (1999), que define la fabricación de aceros para tuberías usadas en la industria petrolera, se orienta a la presentación de los elementos químicos, con el fin de que se cumpla con

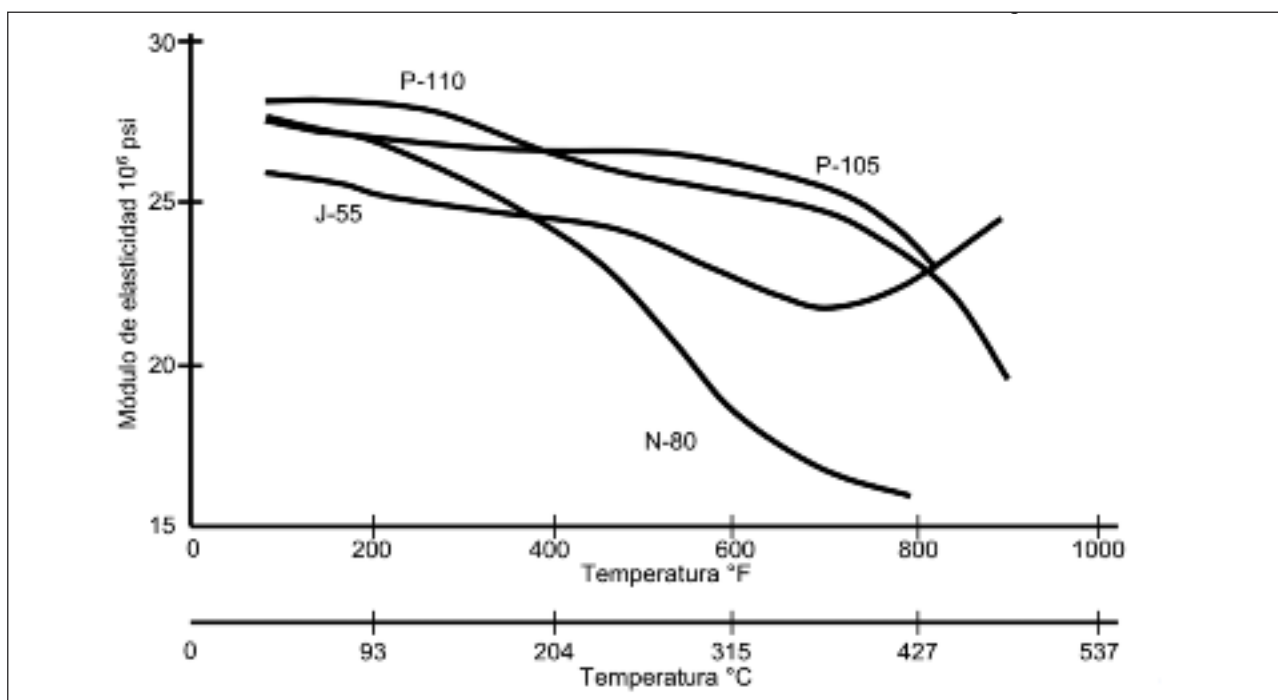
los requerimientos de fluencia y resistencia. Con relación a las pruebas de laboratorio, esta norma las considera bajo condiciones ambientales: 20 °C y 760 mmHg. En el estudio de Rabia Hussain, en su libro *Fundamentals of Casing Design*, (1987), se presenta el módulo de elasticidad para los aceros API como una variable de la temperatura, en la que los resultados se obtienen de manera aleatoria (**Figura 1**). El autor no aporta mayores comentarios respecto a los alcances de su estudio.

Petróleos Mexicanos solicitó al Instituto Mexicano del Petróleo, realizar una investigación que se denominó: «Estudio del comportamiento mecánico de materiales utilizados en tubería de revestimiento casing con el aumento de temperatura» (1992). Dicho estudio, que tomó como premisas las fórmulas y ecuaciones de colapso aplicadas por el API 5C3 (1994), señala que la reducción del esfuerzo a la cedencia del acero, entre otras causas, es atribuible a la modificación de los enlaces moleculares. Es importante destacar que en esta investigación se consideró un rango de temperatura de 20 a 200 °C, sin embargo, se tiene evidencia de pozos petroleros que han rebasado los 200 °C.

Importancia de la temperatura en el comportamiento del acero

El trabajo de diseño de tuberías de revestimiento y de producción para pozos petroleros, se basa generalmente en fuerzas mecánicas, tales como: colapso, presión interna, tensión, compresión y esfuerzos biaxiales y triaxiales. En la

Figura 1. Módulo de elasticidad de la tubería de revestimiento vs temperatura



mayoría de los casos, el efecto de la temperatura no es tomado en cuenta de manera explícita, ya que su variación no suele ser muy significativa en intervalos menores a los 125 °C, además de la aparición de cualquier riesgo relacionado con la temperatura mediante los factores de seguridad tradicionalmente utilizados. Sin embargo, y con base en la información de campo, se sabe que muchos pozos presentan temperaturas superiores a los 200 °C, a partir de las cuales el comportamiento de los aceros en el esfuerzo a la cedencia se ve afectado en su valor de resistencia, como se observó en las pruebas de laboratorio que se presentan más adelante.

Si bien la temperatura es un factor que puede obviarse en los casos donde no se rebasan los 125 °C, es importante señalar su efecto en el comportamiento de los aceros para que este conocimiento se incorpore a la cultura del diseño de ingeniería dentro de la industria petrolera. Por lo antes mencionado, los profesionales del diseño deben preguntarse si los materiales van a operar en ambientes de alta temperatura, ya que en esos casos se debe considerar un nuevo valor en el esfuerzo a la cedencia, puesto que esta variable cambia de manera significativa en ambientes con temperaturas superiores a los 200 °C.

La variación del esfuerzo a la cedencia en el acero debida al incremento de la temperatura, debe ser conocida para optimizar el desempeño de la tubería en condiciones crítica durante la perforación. Por ejemplo, la tubería de revestimiento quedará sometida a pandeo helicoidal cuando se presentan problemas durante la cementación o cuando esta operación no pretenda alcanzar la superficie. Si además de estos problemas, el anclaje de la tubería de revestimiento no se realiza para soportar los cambios de presión y temperatura esperados durante la siguiente etapa de la perforación, o durante la vida productiva del pozo, puede ocurrir un desgaste de la tubería de revestimiento en las zonas pandeadas y, por tanto, una reducción de sus propiedades mecánicas.

Otro problema que debe preverse, es la elongación en la tubería de revestimiento por efecto de los cambios en la temperatura cuando los pozos se encuentran fluyendo, fenómeno físico que pudiera ocasionar un posible levantamiento del árbol de válvulas. Desde luego, esta elongación puede atribuirse normalmente a la combinación del efecto de la temperatura y a una cementación deficiente.

Variación del esfuerzo a la cedencia y la ruptura del acero

Ley de Hooke

La Ley de Hooke establece que, si una barra de longitud L es sometida a una fuerza de tensión P , se observará (dentro de la zona elástica) una deformación

longitudinal δ , que es proporcional a la fuerza P aplicada e inversamente proporcional al área de la sección transversal de dicha barra (**Figura 2**).

$$\delta \propto PL / A \quad \text{ecuación 1}$$

Introduciendo una constante de proporcionalidad E , característica de cada material, que se conoce como módulo de elasticidad o de Young, tenemos:

$$\delta = PL / EA \quad \text{ecuación 2}$$

Despejando el módulo de Young, se obtiene:

$$E = PL / \delta A \quad \text{ecuación 3}$$

El esfuerzo axial unitario está definido por:

$$\sigma = P / A \quad \text{ecuación 4}$$

La deformación axial unitaria o elongación axial (adimensional) está definido por:

$$\varepsilon = \delta / L \quad \text{ecuación 5}$$

Por lo que el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial, obteniéndose:

$$E = \sigma / \varepsilon \quad \text{ecuación 6}$$

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. La Ley de Hooke es aplicable solamente a la región elástica, como se observa en la trayectoria 0-A de la **Figura 3**. El punto B define el esfuerzo de cedencia del material. Es importante no exceder este valor durante las corridas de tuberías de revestimiento y de operaciones diversas, para prevenir fallas de la tubería.

La Ley de Hooke no es aplicable cuando se cambia de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la

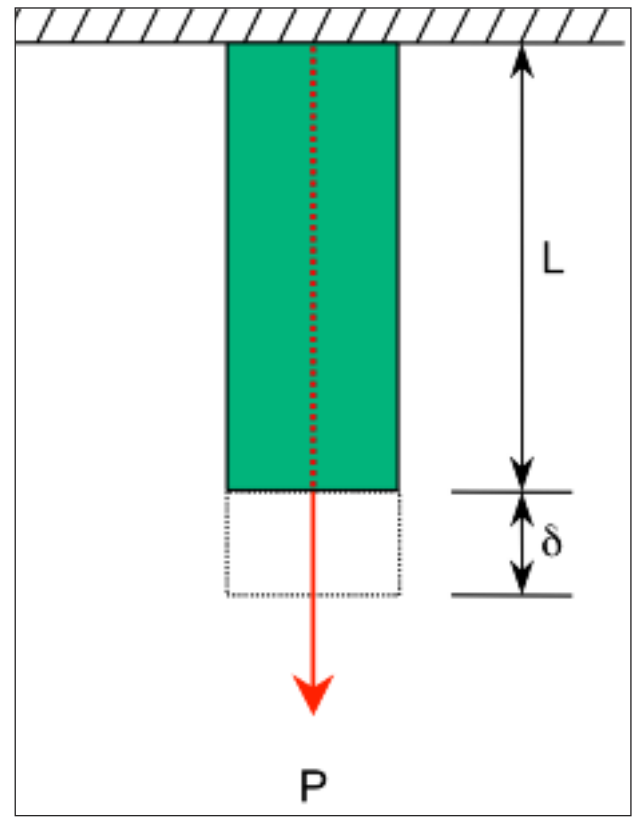


Figura 2. Barra de longitud L sometida a una fuerza de tensión P

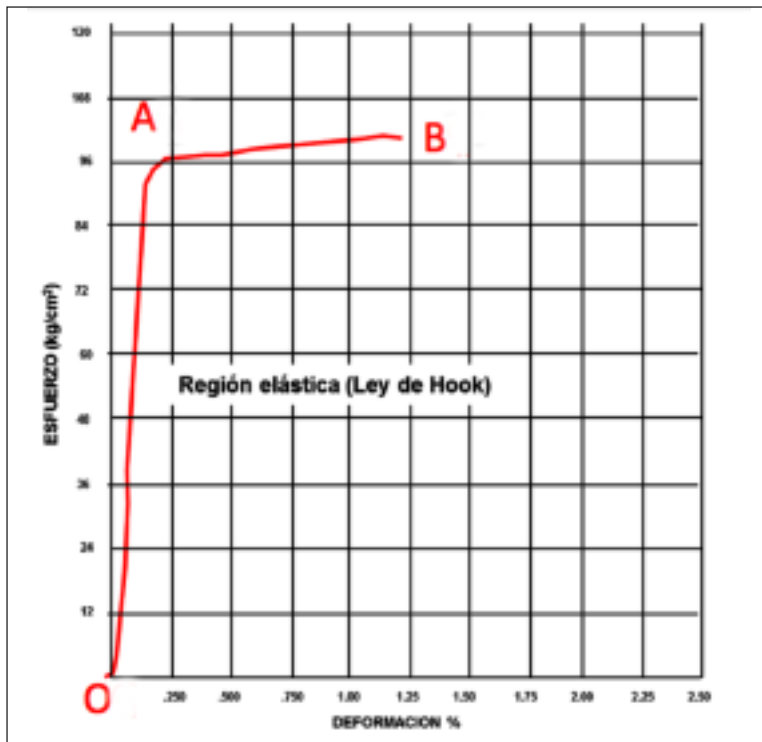


Figura 3. Carga aplicada a una barra contra la elongación de la barra

los valores del esfuerzo a la cedencia y ruptura (fluencia y resistencia) del acero.

región plástica causan deformaciones permanentes o residuales.

La variación en los valores del esfuerzo a la cedencia en una tubería de acero, se distribuye normalmente bajo la curva de la ecuación estadística de *Gauss*, la cual muestra límites de frontera (mínimos y máximos). En la **Figura 4** se observan las mediciones de 70 muestras de tubería de 13 3/8" de diámetro exterior, de grado de acero TAC-95, de 72 lb/pie.

Se observa que el valor promedio del esfuerzo a la cedencia fue de 113 041 PSI, cuando el mínimo recomendado por la norma API 5CT (2005) es de 95 000 PSI. En los certificados de calidad de cada uno de las tuberías fabricadas, aparecen

Desarrollo conceptual del experimento

Existen yacimientos con gradiente de temperatura considerados normales en condiciones estáticas, sin embargo, cuando algunos pozos se someten a una alta producción de hidrocarburos, los fluidos producidos conservan una temperatura cercana a la del yacimiento, a pesar de la pérdida de calor a lo largo de su ascenso a la superficie. En casos donde el gradiente de temperatura es de normal a bajo, la principal preocupación del diseñador es el acero de la tubería de producción, pero si el gradiente de temperatura del yacimiento es alto (superior a los 150 °C), la preocupación del diseñador se extiende a la tubería de revestimiento, ya que ésta se encuentra de cara al yacimiento.

En México existen yacimientos (**Figuras 5 y 6**) con gradientes medios de temperatura, cuyos fluidos producidos alcanzan temperaturas cercanas a los 100 °C en la superficie. Un ejemplo de un campo petrolero con altos gradientes de temperatura en el fondo de los pozos, se muestra en las **Figuras 7 y 8**, en este campo se han registrado temperaturas de 216 °C en el fondo de los pozos.

Sobre la base de estas observaciones, se diseñó un experimento con el que se pretenden simular las condiciones de temperatura de los yacimientos petroleros, tanto en condiciones estáticas como de flujo, que se describe a continuación.

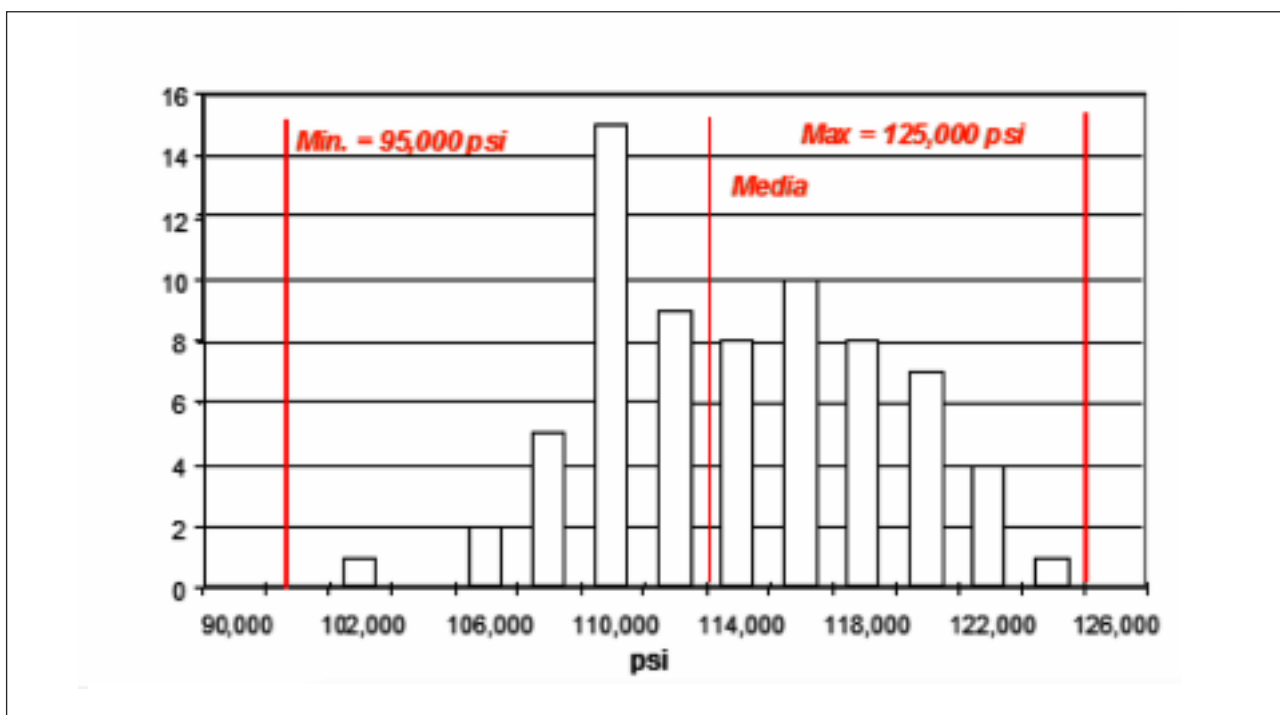


Figura 4. Variación del esfuerzo a la cedencia de muestras de tubería de 13 3/8" de diámetro exterior

Figura 5. Estado mecánico de pozos con gradientes medios de temperatura

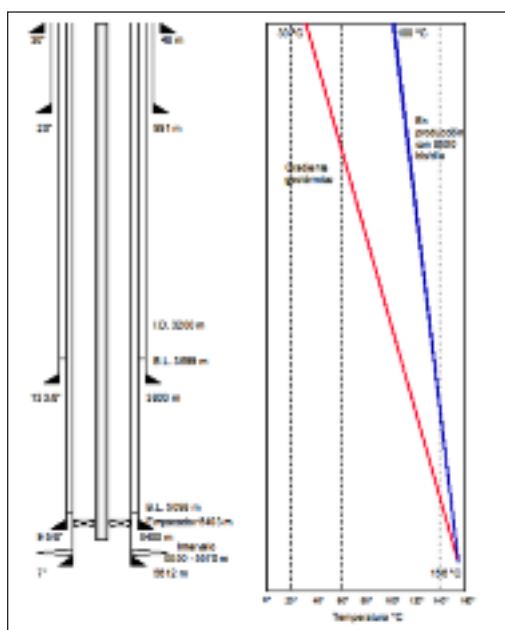
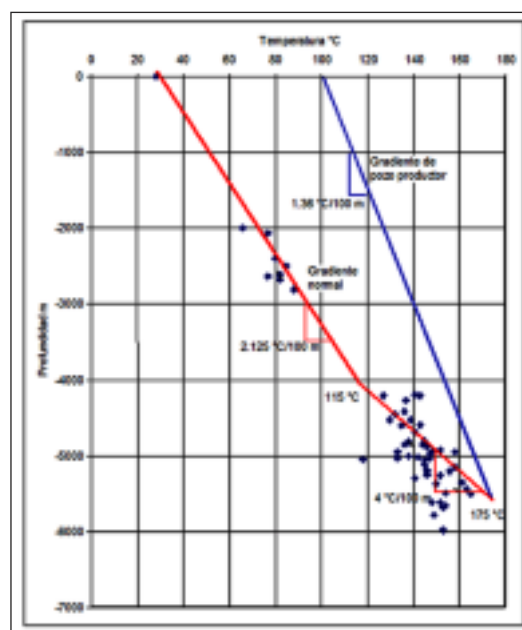


Figura 6. Gradientes medios de temperatura en pozos productores



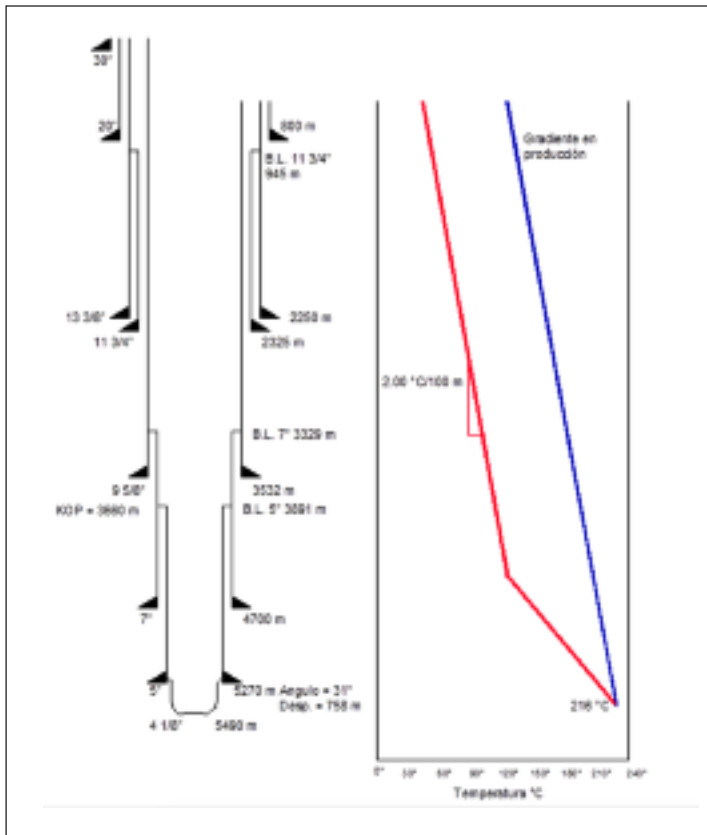


Figura 7. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

Características del equipo

Para darle una forma definida a las muestras o probetas de acero, se utilizaron tornos de control numérico. Para las pruebas de tensión, se utilizó una máquina de tensión Tinius Olsen, la cual dispone de un horno cuya temperatura puede elevarse y controlarse hasta los 1 200 °C.

La adquisición de los datos se realiza con un equipo de registro y una terminal de cómputo que mide, en tiempo real, las variaciones de temperatura, fluencia, resistencia y elongación de la muestra experimental (**Figura 9**)

Selección de los aceros

Se realizó una selección de los aceros más usados en los pozos petroleros en México, los cuales se han introducido en yacimientos

profundos donde se presentan altos esfuerzos de colapso, altos niveles de corrosión dulce y amarga, y temperaturas extremas, por lo que el estudio se enfocó a los aceros API clasificados como **N-80**, **TRC-95**, **TAC-110** y **TAC-140**.

De cada una de las mismas coladas de cada tipo de acero se obtuvieron ocho probetas, las cuales fueron probadas a las temperaturas de prueba de 20, 100, 125, 150, 175, 200, 300 y 400 °C, rango en que se encuentran las temperaturas de los pozos petroleros, para un total de 32 muestras.

Las muestras fueron extraídas en el sentido longitudinal de los tubos y maquinadas en tornos de control numérico, obteniendo probetas con diámetros de 5.9 a 6.5 mm, tal como lo indica la norma internacional ASTM E8M (1997). Los extremos de las probetas fueron maquinados en forma de roscas, las cuales permiten sostenerlas y manipularlas en las mordazas de la máquina de tensión (**Figura 10**).

Procedimiento de prueba

Las probetas son colocadas en la máquina de tensión Tinius Olsen y el horno se eleva a la temperatura deseada para la prueba. Una vez que la muestra alcanza la temperatura deseada, el horno se mantiene durante 20 minutos a esa temperatura, con la finalidad de homogeneizarla en todo el cuerpo de la muestra. Des-

pués de ese tiempo, se inicia la prueba, que consiste en tensionar la probeta hasta alcanzar su ruptura. Antes de llegar a este punto, se observan varias etapas (elástico, plástico y ruptura) en el proceso de prueba de fluencia y resistencia. Durante todo este proceso la temperatura se mantiene constante.

Ya que esta máquina de prueba cuenta con una interfaz computacional, es posible conocer los resultados inmediatamente después de concluido cada experimento, que se obtienen tanto en valores como en forma gráfica (Figura 11).

Resultados de las pruebas

Es importante hacer notar que estos experimentos del efecto de la temperatura sobre el comportamiento de los diferentes tipos de aceros especialmente diseñados para su utilización en pozos petroleros mexicanos, han

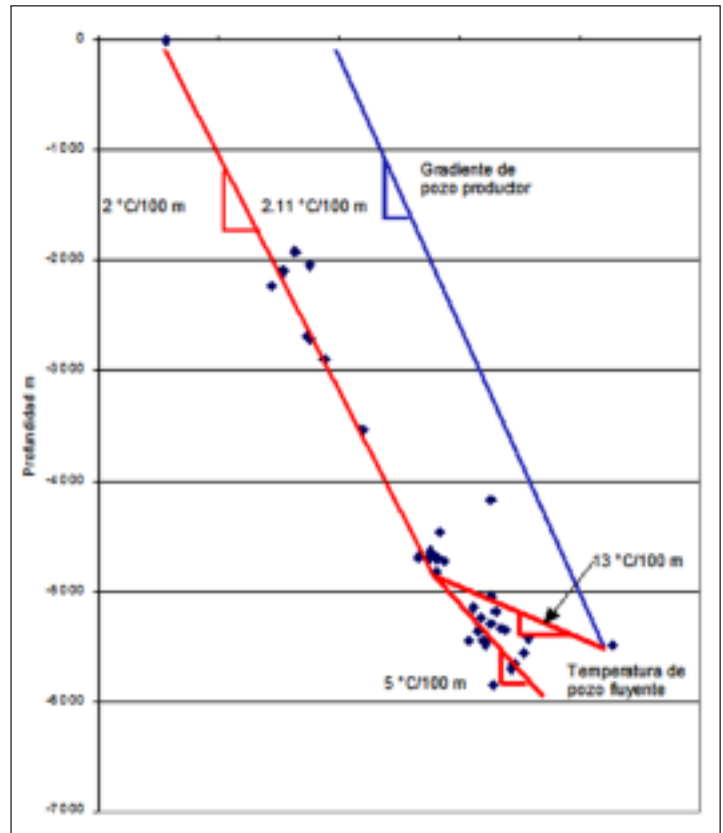
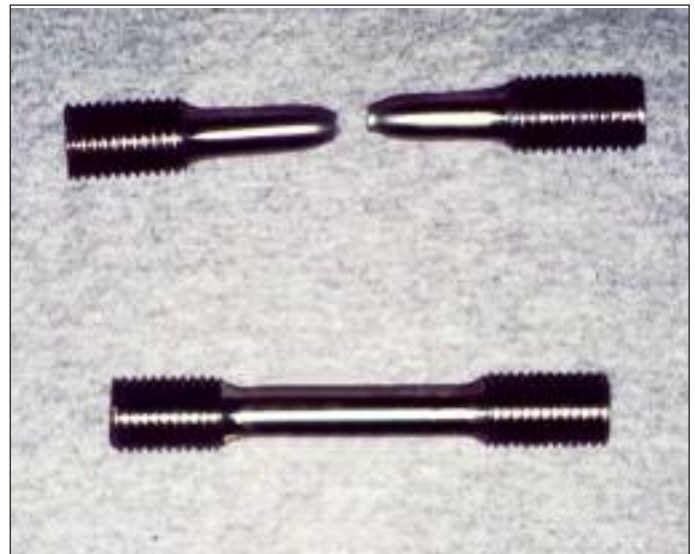


Figura 8. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

Figura 9. Máquina de tensión marca Tinius Olsen



Figura 10. Probetas con los extremos maquinados



sido de utilidad para extender su utilización en pozos críticos de países como China, Noruega, Emiratos Árabes, Rusia, Brasil y otros países latinoamericanos.

A continuación, se describen las mediciones y se comentan los resultados más relevantes que se produjeron durante los experimentos con probetas de acero de diferentes grados API.

Acero de grado N-80

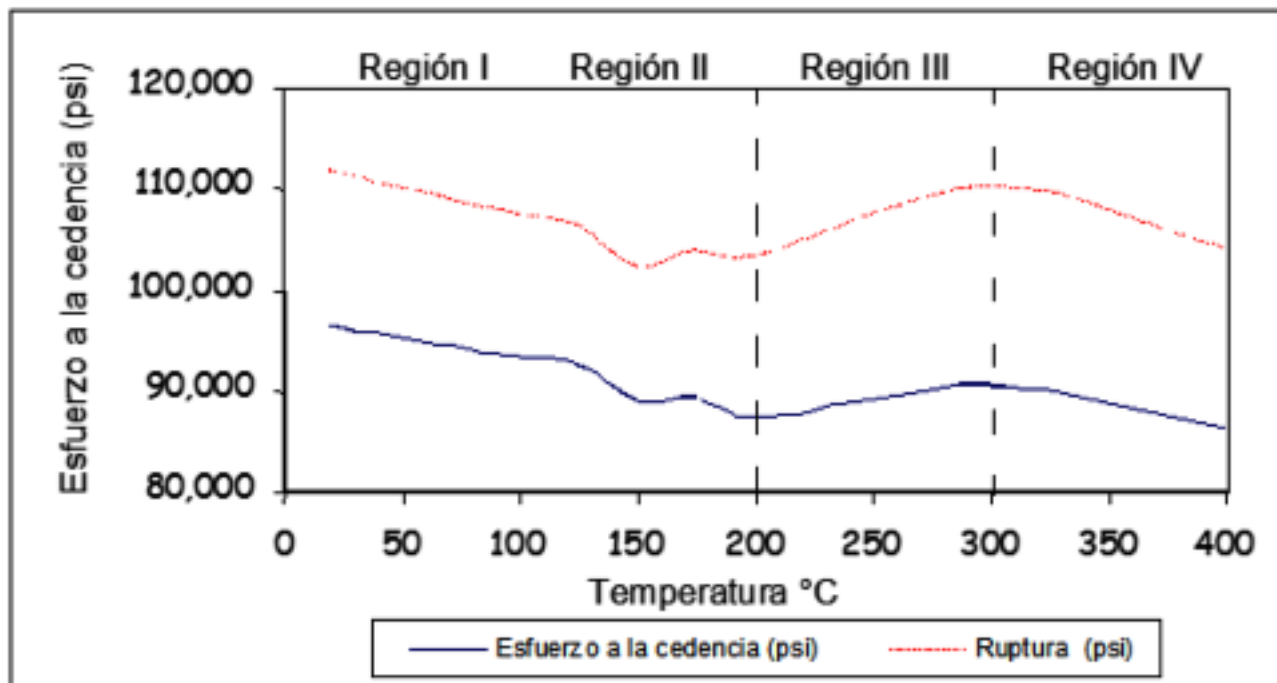
El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 96 686 a 92 854 psi, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 92 854 hasta valores de 86 311 psi.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 11 816 hasta 106 593 psi, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 106 593 hasta 104 280 psi.

Se observa que el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 10 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando la probeta de acero es sometida a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación que se observa en este material, y que se miden después del proceso de experimentación a diferentes temperaturas,

Figura 12. Comportamiento del acero N-80 con la temperatura



fueron muy similares, con elongaciones que van de 0.24 a 0.25 %, con excepción de las pruebas efectuadas a las temperaturas de 100 y 400 °C, en las que las deformaciones fueron de 0.29 y 0.33 %, respectivamente (**Figura 12**).

Acero de grado TRC-95

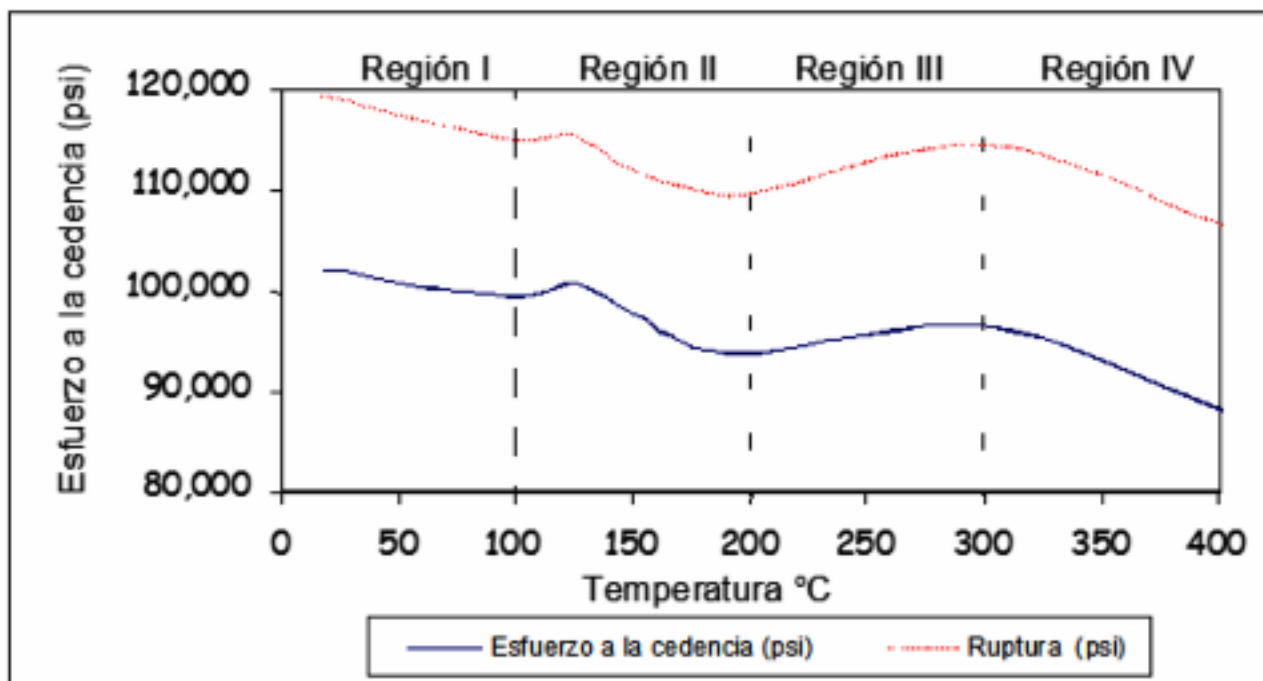
El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 103 669 a 102 619 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 102 619 hasta valores de 90 355 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 119 963 hasta 116 458 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 116 458 hasta 107 942 PSI.

Como se observa, el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 8 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después de las pruebas a diferentes temperaturas, van de 0.22 a 0.26 %. Sólo la deformación observada en el experimento a 20 °C mostró un valor de 0.28 % (**Figura 13**).

Figura 13. Comportamiento del acero TRC-95 con la temperatura



Acero de grado TAC-110

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los 138 188 a 130 169 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 130 169 hasta valores de 116 600 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 147 925 hasta 140 658 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 125 °C. Posteriormente, conforme la temperatura asciende de 125 hasta los 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 140 658 hasta 132 283 PSI.

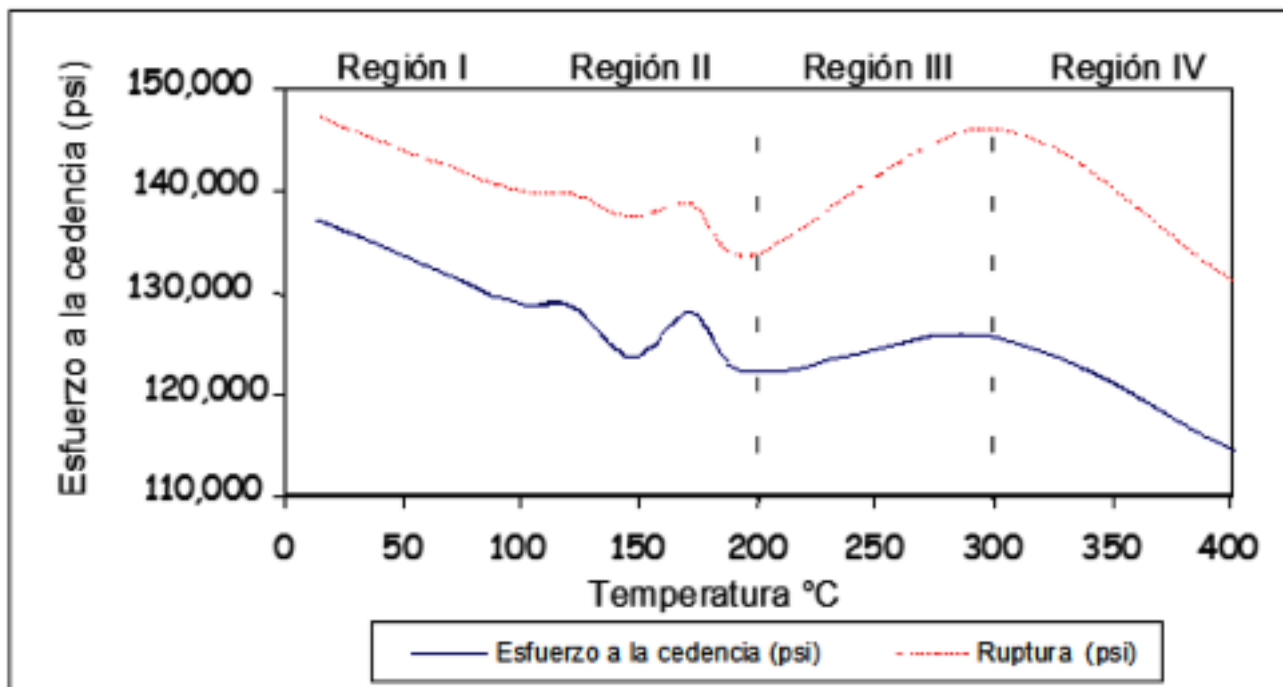
Como se observa, el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 10 % de su valor obtenido a temperatura ambiente, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después de las pruebas a diferentes temperaturas, fueron muy similares, con elongaciones que van de 0.22 a 0.24 %, con excepción de la prueba efectuada a 400 °C, que alcanzó 0.27 % (Figura 14).

Figura 14. Comportamiento del acero TAC-110 con la temperatura

Acero de grado TAC-140

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de manera uniforme desde los



168 463 a 157 832 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 100 °C. luego cuando la temperatura asciende de 100 hasta los 400 °C, el esfuerzo a la cedencia muestra un comportamiento aleatorio, variando desde los 157 832 hasta valores de 139 337 PSI.

El punto de ruptura en este acero se reduce de manera uniforme desde los 175 872 hasta 174 509 PSI, mientras la temperatura se incrementa de 20 a 100 °C. Conforme la temperatura asciende desde 100 hasta 400 °C, el punto de ruptura muestra un comportamiento aleatorio, desde los 174 509 hasta 152 452 PSI.

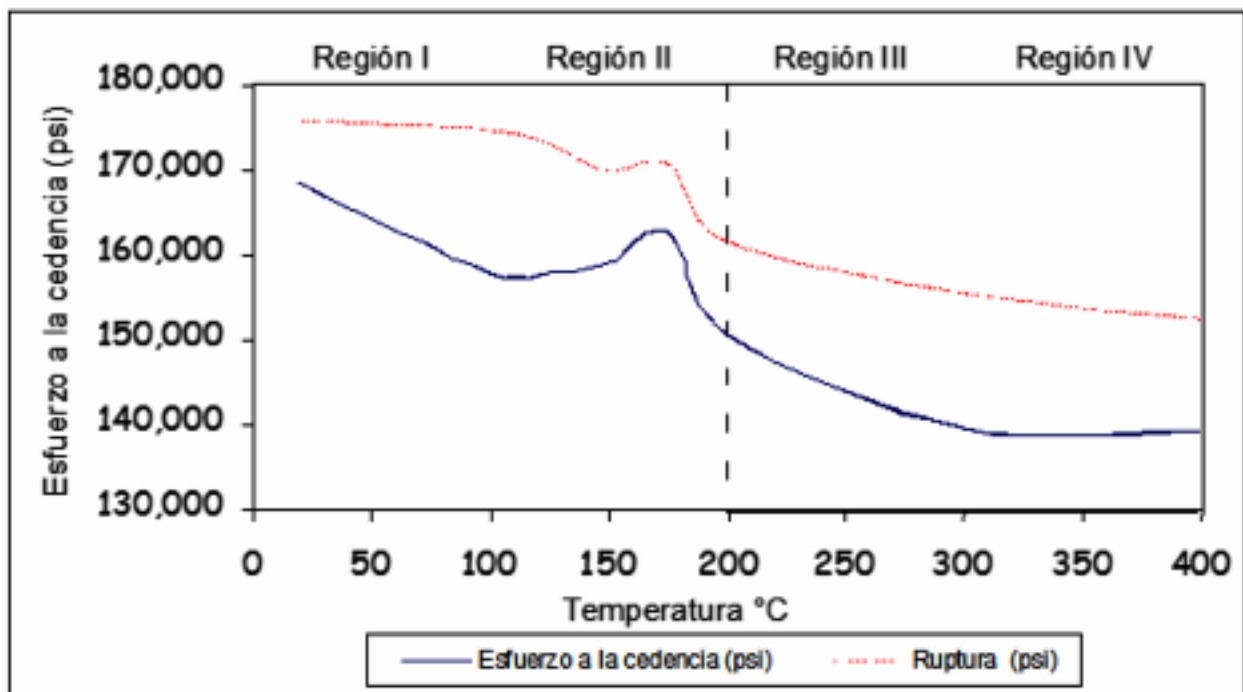
De esta manera, el esfuerzo a la cedencia se reduce en un 11 % de su valor obtenido a condiciones ambientales, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que prevalecen en los pozos petroleros.

Los valores de la deformación observada en este material, medidos después del proceso de experimentación, fueron muy aleatorios, con elongaciones críticas de 0.38 % en la prueba efectuada a la temperatura de 175 °C (**Figura 15**).

CONCLUSIONES

Las temperaturas que se encuentran a las profundidades de los pozos petroleros en el sureste de México, se ubican en el rango de 120 °C a 190 °C. En este rango de temperaturas el comportamiento de los diferentes tipos de acero (el rango es superior a las temperaturas de operación especificadas para esas tuberías) no tiene un comportamiento lineal, de tal forma que el esfuerzo a la

Figura 15. Comportamiento del acero TAC-140 con la temperatura



cedencia no disminuye con el incremento de temperatura, éste se recupera y aumenta con respecto al aumento de temperatura. Este comportamiento puede ser la causa de la aparición de deformaciones, colapsos y rupturas de tuberías de perforación precisamente en el rango de temperaturas que se alcanzan en la mayoría de los pozos perforados. Para disminuir la probabilidad de ocurrencia de deformaciones, colapsos o rupturas por efecto de la temperatura en las tuberías utilizadas en las operaciones de perforación de pozos petroleros, se sugiere tomar en cuenta las siguientes recomendaciones a realizarse en las etapas de diseño y la ejecución de la perforación del pozo:

- Es importante que el diseñador tenga presente que existen variaciones en el esfuerzo a la cedencia, las cuales están bajo la curva estadística normal (*Gauss*), limitadas por valores de frontera (mínimos y máximos).
- El diseñador tendrá presente que existen fabricantes de tubería que sólo se preocupan por cumplir con el mínimo requerimiento de la norma API correspondiente, sin preocuparse por fabricar productos robustos desde el punto de vista de calidad. El criterio que debe prevalecer es el de utilizar productos que rebasen las especificaciones api, a fin de asegurar un buen desempeño de los aceros en condiciones muy extremas.
- Si el material por introducirse en el pozo se encuentra cerca de los límites mínimos del esfuerzo a la cedencia nominal, la diferencial del esfuerzo por efecto de la temperatura significará una reducción importante de las propiedades mecánicas del material, pudiendo generar problemas dentro de los pozos.
- Los aceros maleables con bajas durezas, tales como los grados N-80 y TRC-95, muestran una reducción promedio en el valor del esfuerzo a la cedencia del 8 al 10 % para temperaturas típicas de pozos petroleros profundos.
- Los aceros poco maleables y con alta dureza, tales como los grados TAC-110 y TAC-140, muestran una reducción promedio en el valor del esfuerzo a la cedencia del 10 % para temperaturas típicas de pozos petroleros profundos.
- Con base en los resultados de este estudio, el diseñador deberá considerar factores de seguridad en el diseño de la perforación y operación de los pozos, tomando en cuenta los cambios del esfuerzo a la cedencia por efecto de las altas temperaturas que se pueden presentar en los pozos y que tienen implicaciones en el detrimento de las propiedades mecánicas del acero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adams, Neal J.** 1985. «Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach», PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- API.** 1994. «Bulletin of Formulas and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties», api Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- API.** 2005. «Specification for Casing and Tubing (US Customary Units)», api Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: July 01.
- API .** 2013. «Deepwater Well Design and Construction», api Recommended Practice 96, First Edition, March.
- ASTM.** 1997. «Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials». ASTM/E8M.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering», SPE.
- ITBJ.** 1977. «Engineering Essentials of Modern Drilling», Energy Publications Division of itbj.
- Instituto Mexicano del Petróleo.** 1992. «Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Utilizados en Tubería de Revestimiento 'Casing' con el Aumento de Temperatura», Instituto Mexicano del Petróleo.
- Mitchell Bill.** 1995. «Advanced Oil Well Drilling Engineering», 10th edition, PSF revision.
- Rabia Hussain.** 1987. «Fundamentals of Casing Design, Petroleum Engineering and Development Studies», Vol 1.
- Tenaris - Tamsa.** 2013. «Prontuario» Tenaris-Tamsa.

Colapso de tuberías, aspecto a considerar en la ingeniería de diseño de pozos

RESUMEN

Cuando se diseñan las tuberías de revestimiento en pozos petroleros, uno de los aspectos que se consideran es el fenómeno del colapso de la tubería, que se presentan con variaciones de tensión, compresión y presiones internas y externas, que ocurren durante las operaciones de perforación y reparación de pozos. Los valores nominales de colapso para diferentes tipos de tuberías de acero utilizadas en las operaciones mencionadas están definidas en las normas emitidas por el American Petroleum Institute (api) relacionadas al tema, adicionalmente se han complementado algunas expresiones útiles para el cálculo de la presión de colapso en tuberías para diferentes rangos de elasticidad de los aceros, en las zonas elástica, de transición, plástica y de colapso. Los colapsos en tuberías suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida del pozo. Su estudio y caracterización como fenómeno mecánico ha sido de gran interés para la industria petrolera, sin embargo, hasta hace poco se han podido identificar los factores causales más significativos, lo que ha permitido definir medidas preventivas. De acuerdo con la naturaleza mecánica del fenómeno del colapso de tubería, en este artículo se presentan los conceptos generales más aceptados y se discuten los factores causales más atribuibles a su ocurrencia, se describen las pruebas de laboratorio efectuadas para conocer con mayor precisión las condiciones en que se producen los colapsos y se recomiendan algunas medidas preventivas que deben considerarse para el diseño de las tuberías de revestimiento.

INTRODUCCIÓN

Los colapsos en tuberías de revestimiento y de producción suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida de un pozo petrolero, y a pesar del interés en su estudio y caracterización como fenómeno mecánico para la industria petrolera y de su relativa persistencia y significado económico, los colapsos continúan presentándose sin que se pongan en práctica las medidas preventivas más adecuadas para evitarlos, lo que ocasiona un incremento en costos de operación.

El interés por conocer las causas que originan el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, se origina con la explotación petrolera comercial. Sin embargo, nunca como hoy se contó con tecnologías y sistemas de simulación que permitieran identificar los factores causales más atribuibles a tal fenómeno, facilitando su estudio y el desarrollo de medidas preventivas que ahorran importantes recursos económicos a la industria al prevenir la ocurrencia de accidentes mecánicos o problemas operativos de índole similar, que pueden llevar a la pérdida de un pozo.

Existen múltiples incidentes operativos que involucran el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, tanto en pozos terrestres como en pozos costa afuera. A partir de esas experiencias y el estudio de la literatura que existe al respecto, se dio a la tarea de caracterizar con mayor precisión la naturaleza mecánica de los colapsos, los factores causales más atribuibles a su ocurrencia, la simulación de las condiciones físicas que los generan, y el desarrollo de medidas preventivas tanto para el diseño de las tuberías de revestimiento (en especial las de explotación) y los aparejos de producción, incluyendo las operaciones relacionadas con la terminación de pozos y la inducción de éstos a producción.

MATERIALES Y MÉTODOS

Conceptos generales

El colapso es el efecto físico de aplastamiento de un tubo, causado por la aplicación de fuerzas externas que actúan sobre ese elemento tubular.

El colapso de tuberías es un fenómeno complejo al que contribuyen un gran número de factores y parámetros, de tal manera que es necesario apoyarse en uno de los principios de la teoría clásica de la elasticidad para determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

Si se considera un sistema de sección transversal, con una presión externa (P_e) y una presión interna (P_i) y se define la solución para cualquier radio (r), entre el radio interior (r_i) y radio exterior (r_o), se tiene:

Esfuerzo radial al radio r

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad \text{Ecuación 1}$$

Esfuerzo tangencial al radio r

$$\sigma_t = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

σ_r = Esfuerzo radial al radio r

σ_t = Esfuerzo tangencial al radio r

P_i = Presión en la pared interior

P_e = Presión en la pared exterior

r = Radio medio

r_i = Radio interior

r_o = Radio exterior

Para ambas condiciones de colapso y presión interna, el esfuerzo será máximo en la dirección tangencial. Si se asume que la tubería está sujeta solamente a una presión externa (P_e), entonces $r = r_i$, y considerando que el espesor t es igual a $r_o - r_i$, el diámetro exterior de la tubería D es igual a $2r_o$, y la presión de colapso P_c es igual a P_e , se obtiene la expresión general para el cálculo de la presión de colapso:

$$P_c = 2\sigma_t \left(\frac{\left(\frac{D}{t} \right) - 1}{\left(\frac{D}{t} \right)^2} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Tipos de Colapso

La norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hace mención de cuatro expresiones para calcular el colapso de acuerdo al tipo de falla: elástico, transición entre elástico a plástico, plástico y colapso de cedencia. Las expresiones permiten predecir estáticamente el mínimo colapso aceptable y no representan un valor promedio de colapso.

Colapso Elástico

La fórmula de la mínima presión de colapso elástico se obtiene a partir de la teoría elástica desarrollada por W.O. Clinedinst, en su artículo «A Rational Expression for the Critical Collapsing Pressure of pipe Under External Pressure», presentado en la reunión anual del api en Chicago, en 1939. (**Ecuación 4**)

$$P_c = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{1}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

E = Módulo de Young para el acero (PSI).

ν = Relación de Poisson (adimensional).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

Para obtener una expresión de mayor utilidad práctica, se utilizan valores convencionales de módulo de Young $E = 30 \times 10^6$ PSI y de relación de Poisson $\nu = 0.3$. Adicionalmente, el American Petroleum Institute (API) recomienda el uso de un factor de ajuste que es igual al 71.25 % del valor teórico de la presión de colapso que se obtiene de la **ecuación 4**, por lo que:

$$P_c = \frac{(46.978) \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \quad \text{Ecuación 5}$$

En la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, se presentan varias tablas, una para cada tipo de colapso, con las relaciones D/t (Diámetro Externo contra Espesor), para diferentes tipos de acero y para un esfuerzo axial aplicado de cero.

Colapso de Transición

Cuando la tubería está expuesta a una presión externa intermedia entre el colapso elástico y el plástico, ocurre el fenómeno que se conoce como colapso transicional o de transición, y está definido por la expresión:

$$P_c = \sigma_y \left(\frac{F}{\left(\frac{D}{t} \right)} - G \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

F y G = Coeficientes empíricos, dados por las expresiones adimensionales que se muestran junto con las expresiones para los coeficientes A , B y C en el apartado de Colapso Plástico.

Colapso Plástico

La mínima presión de colapso en rango plástico se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_c = \sigma_y \left(\frac{A}{\left(\frac{D}{t} \right)} - B \right) - C \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

A, B, C = Coeficientes empíricos, dados por las siguientes expresiones (adimensionales).

$$A = 2.8762 + \sigma_y(0.10679)^{-5} + \sigma_y^2(0.21301)^{-10} - \sigma_y^3(0.53132)^{-16}$$

$$B = 0.026233 + \sigma_y(0.50609)^{-6}$$

$$C = -465.93 + \sigma_y(0.03086) - \sigma_y^2(0.10483)^{-7} + \sigma_y^3(0.36989)^{-13}$$

$$F = \frac{(46.95)^6 \left(\frac{\left(\frac{3B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} \right)^3}{\sigma_y \left(\frac{\left(\frac{3B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} - \left(\frac{B}{A} \right) \right) \left(1 - \frac{\left(\frac{3B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} \right)^2}$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

Colapso de Cedencia

El colapso de cedencia no es un colapso verdadero, pero se compara con una presión externa que genera un mínimo esfuerzo de cedencia sobre el interior de la pared del tubo. El colapso de cedencia se define por la expresión:

$$P_c = 2\sigma_y \left(\frac{\left(\frac{D}{t} \right) - 1}{\left(\frac{D}{t} \right)^2} \right)$$

Ecuación 8

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

FACTORES CAUSALES

Calidad de las Tuberías

Los estudios realizados para determinar la calidad de las tuberías consisten en efectuar pruebas de laboratorio a muestras de tuberías colapsadas que se han recuperado de los pozos petroleros. Las pruebas a las que se someten son las siguientes:

Análisis Químico

En términos generales, los materiales sujetos a pruebas cumplen con las normas api y propietarias, por lo que las fallas inherentes a la calidad de los productos tubulares no han contribuido sistemáticamente a los colapsos presentados. Por medio de un espectrómetro se determinan los elementos químicos que constituyen la muestra, lo que define con una gran exactitud el grado del acero. La composición del acero establece ciertas propiedades mecánicas que determinarán el uso que se haga de la tubería en cuestión.

Propiedades Mecánicas

A las muestras que se obtienen de tubulares colapsados se les evalúan las propiedades mecánicas siguientes: fluencia, resistencia, dureza, prueba Charpy, las cuales se efectuarán en condiciones de temperatura variables. Los resultados del análisis de propiedades mecánicas se ubican dentro de los rangos señalados por las normas api y propietarias, por lo que no se atribuirán fallas en las propiedades mecánicas como factores causales de colapso. El diseño y fabricación de productos tubulares para alto colapso, involucran un conjunto de cuidados más rigurosos en algunas etapas del proceso, tales como: rangos más estrechos en los límites de control de fabricación, parámetros adicionales a controlar, pruebas adicionales a las aplicadas tradicionalmente, y mayor frecuencia de inspección a lo largo del proceso. Los criterios más importantes que se consideran en la evaluación de propiedades mecánicas de los tubulares son: el aspecto geométrico y las dimensiones.

Aspecto geométrico

Tuberías con relaciones D/t mayores a 13, corresponden a tubulares con espesores de pared delgados y tendrán altas ovalidades, que bien pudiera favorecer el colapso. El espesor de la pared es el factor de mayor influencia en

la resistencia al colapso, dada su relación directa con la resistencia mecánica del tubo, por lo que la tubería especial para alto colapso se lamina con un espesor medio que varía entre el nominal y máximo, siendo el valor máximo el espesor de la tubería que permite la maquinaria utilizada para fabricarlo.

Ovalidad y redondez

La diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo, medido alrededor de una misma sección transversal, expresada en porcentaje con respecto al diámetro medio, se denomina ovalidad (valor relativo). A la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo (valor absoluto), se denomina redondez.

Entre mayor sea la diferencia entre espesor máximo y mínimo, habrá mayor probabilidad de colapso en esa sección de la tubería, probabilidad que es función de la forma de la sección transversal. Ovalidad no significa una forma oval de la sección transversal, sino la irregularidad del diámetro en esa sección. Entre más redonda sea una sección transversal, la distribución de los esfuerzos aplicados desde el exterior será más uniforme (efecto de arco), y por lo tanto habrá un mejor equilibrio que permita una mayor resistencia mecánica de la tubería. La tubería especial para alto colapso, se lamina con la mínima ovalidad posible, realizando una medición continua del diámetro exterior por sección y longitudinal, así como de la redondez (máximos y mínimos). Para esto último se utiliza un medidor de distancia que utiliza emisiones de rayos Laser.

Análisis Metalográfico

Las muestras del tubular colapsado se pulen hasta adquirir la apariencia de espejo, para ser visualizadas en un microscopio de alta resolución (500 veces), a través del cual se observan la martensita revenida, en cuya configuración se observa el adecuado tratamiento de temple y revenido. Como se mencionó en los casos anteriores, no se han reportado deficiencias en la martensita revenida que se asocien al colapso de tuberías de producción o de revestimiento.

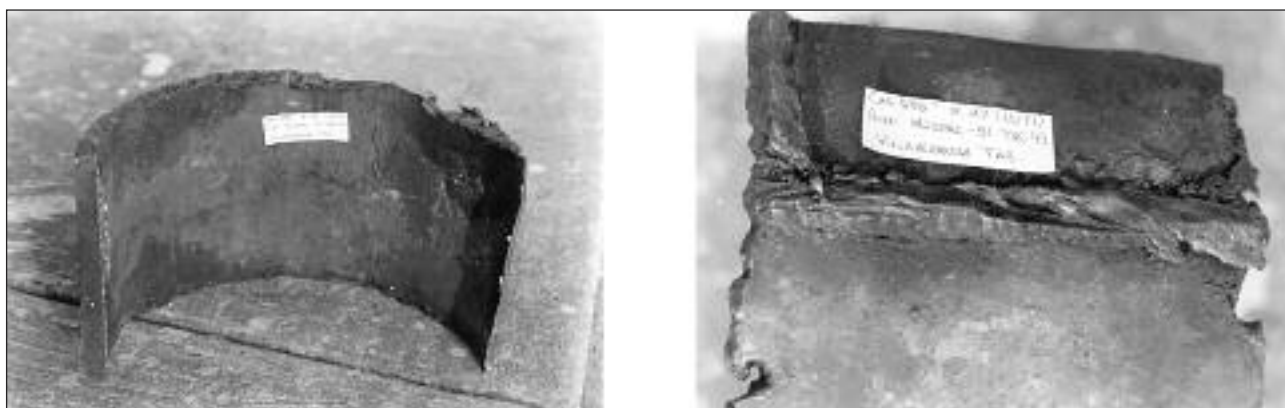
Desgaste de la Tubería de Revestimiento

El desgaste de la tubería de revestimiento está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes, incluyendo el desgaste producido por la fricción con las herramientas utilizadas para la obtención de registros de pozo. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada a la duración de la operación al contacto junta-TR. Se esperan desgaste severos cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay altas severidades (desviaciones extremas del pozo), cuando se realizan trabajos por pegadura (operaciones del área de perforación que consisten en aplicar tensión y torsión a la tubería para despegarla de la formación).

La reducción del espesor de la pared por los trabajos mencionados resultan en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo. El desgaste severo de la tubería de revestimiento ha causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdida de pozos.

Una experiencia de campo en el pozo A del sureste de México, permitió evaluar el desgaste que sufren la tubería de revestimiento al paso de las herramientas y la rotación de las mismas. El desgaste se presentó en la cabeza del pozo, debido a que el mástil se encontraba desnivelado, aunado a la falta del protector de los cabezales, lo que provocó un desgaste severo del primer tramo de tubería de revestimiento de 9 5/8" (**Figura 1**).

Después de haber cementado la tubería de revestimiento de 9 5/8", se



utilizó una barrena de 8 1/2" de diámetro para continuar la perforación de la siguiente etapa de 1 000 a 2 624 m, realizando nueve viajes largos, dos cortos y 180 horas de rotación. Durante las pruebas de hermeticidad en las conexiones superficiales, se observó un abatimiento de presión, debido a que se encontró una fisura en el tubo que se encontraba soldado al cabezal. Posteriormente, fue necesario levantar el conjunto de preventores y realizar operaciones de corte y soldadura al cabezal. La sección del tubo presentó un desgaste en el espesor del cuerpo del tubo de 0.472" (espesor nominal) hasta 0.088" en la sección que apuntaba hacia el muelle del equipo. Este desgaste disminuyó considerablemente las propiedades mecánicas y metalúrgicas del tubo.

Figura 1. Tubería de revestimiento de 9 5/8" de diámetro con un severo desgaste.

Depresionamiento Instantáneo

Este fenómeno se presenta cuando, en las operaciones de terminación se mantiene el espacio anular lleno de un fluido empacante y por el interior de la tubería el manejo de un gas a presión, tal como el nitrógeno. Al realizarse la inducción del pozo, esta combinación de factores se vuelve crítico cuando no se manifiestan hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería en su interior completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior. Esta

situación se conjuga con el manejo de presiones súbitas en superficie (depressionamientos instantáneos), que generan los denominados «golpes de ariete», incrementando la fuerza y por ende la presión sobre la tubería de producción, hasta el punto de ocasionar su colapso.

En otra experiencia de campo en el pozo B del sureste de México, se colapsó el primer tramo del aparejo de producción de 3 ½", armado con tubería grado TRC-95. El empacador del aparejo de producción se encontraba a la profundidad de 5 582 m, con una columna de agua que representaba una presión de 8 000 PSI. Luego, este pozo fue inducido con nitrógeno en el intervalo previamente disparado (5 935 - 5 915 m) (Figuras 2, 3 y 4).

Cargas Geostáticas por Flujo de Formaciones Plásticas

Durante la perforación, se atraviesan formaciones tales como la lutitas, domos arcillosos y salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos, y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual podría propiciar el colapso de la tubería de revestimiento. Este comportamiento es común en pozos, en zonas lutíticas del terciario, donde la lutita se extruye y fluye hacia el pozo, transmitiendo la carga geostática en forma radial, causando colapsos en las tuberías de revestimiento y de producción.

A manera de ejemplo de este caso, se cuenta lo ocurrido en el pozo C del sureste de México. Durante la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8" en la formación Jurásico Superior Kimerigiano, con fluido de perforación de 1.75 gr/cc, se presentó la influencia de una carga geostática de sal en el intervalo de 5 301 - 5 419 m. Este intervalo había sido cubierto con una tubería de revestimiento de 7". Sin embargo, la sal generaba una deformación en esta tubería (TAC-140 de 35 lb/pie), adicional a la presión hidrostática del fluido de 1.75 gr/cm³. Esto impedía el paso de la barrena de 5 7/8" para continuar la perforación.

El efecto máximo fue cuantificado en cerca de 30 000 PSI al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 gr/cm³ e introducir una tubería de revestimiento de 5" 18 lb/pie; TAC-140, quedando cubierta la zona de influencia de la sal por dos tuberías de revestimiento resistentes al alto colapso. Esto permitió alcanzar el objetivo del pozo con una barrena de 4 1/8" de diámetro. Si esto no se hubiera realizado es posible que el colapso de la tubería de revestimiento de 7" se presentara y hubiera propiciado la pérdida del pozo (Figura 5).

Figura 2. Tubería de 7" de diámetro, colapsada



Han ocurrido muchos otros casos en los que las formaciones lutíticas presentan cargas geostáticas en forma radial en las zonas de presiones anormales.

Pruebas de Laboratorio

Descripción del Equipo

Los laboratorios de la Compañía Tubos de Acero de México, ubicados en el puerto de Veracruz, cuentan con dos máquinas de pruebas de colapso tipo horizontal computarizadas. La primera denominada «Vessel grande» permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en un rango que va desde 9 5/8" hasta 13 3/8", con una valor máximo de presión de 20 000 PSI, y la segunda, denominada «Vessel chico», permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en el rango que va desde 5" hasta 8 5/8" con un valor máximo de presión de hasta 30 000 PSI.

La longitud de la muestra (probeta) debe de ser de 8 veces el diámetro exterior del tubo, para evitar la influencia de los extremos (apoyos) y obtener valores representativos bajo un esfuerzo axial de cero.

Ya dentro de la cámara de alguna de las máquinas, a la muestra o probeta de la tubería se le coloca, en cada extremo de la misma, un cabezal que tiene un conjunto de sellos (elastómeros), de esta manera queda perfectamente aislado el exterior de la tubería. Posteriormente a través de una bomba de alta presión se inyecta agua (fluido incompresible) incrementando la presión exterior de la tubería hasta alcanzar el colapso. El manejo de presiones se controla y registra por medio de software, y se obtienen valores muy precisos de presiones de colapso y tiempo.

Preparativos del Material

- Determinación del diámetro exterior real. Se hicieron mediciones del diámetro mínimo, máximo y promedio de cada tramo a cada 120 °C, para obtener un total de 9 mediciones del diámetro exterior por cada tubo. También se calculó la ovalidad de la tubería para cada conjunto de datos.



Figura 3. Tubería de 7" de diámetro fabricada con acero P-110, 26 Lb/pie, colapsada.



Figura 4. Tubería de 7" de diámetro, fabricada con acero tipo P-110, 26 Lb/pie, colapsada

- Determinación del espesor de la pared. Se realizaron ocho lecturas del espesor de la pared a cada 120 °C de la sección del tubo, obteniéndose 24 lecturas en total. También se obtuvieron los espesores mínimos, máximos y promedio, así como la excentricidad de la tubería.

RESULTADOS

Primera Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y de 53.5 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la siguiente tabla:

Segunda Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-140, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 2**.

Tercera Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 3**.

Cuarta Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se muestran en la

Tabla 4.

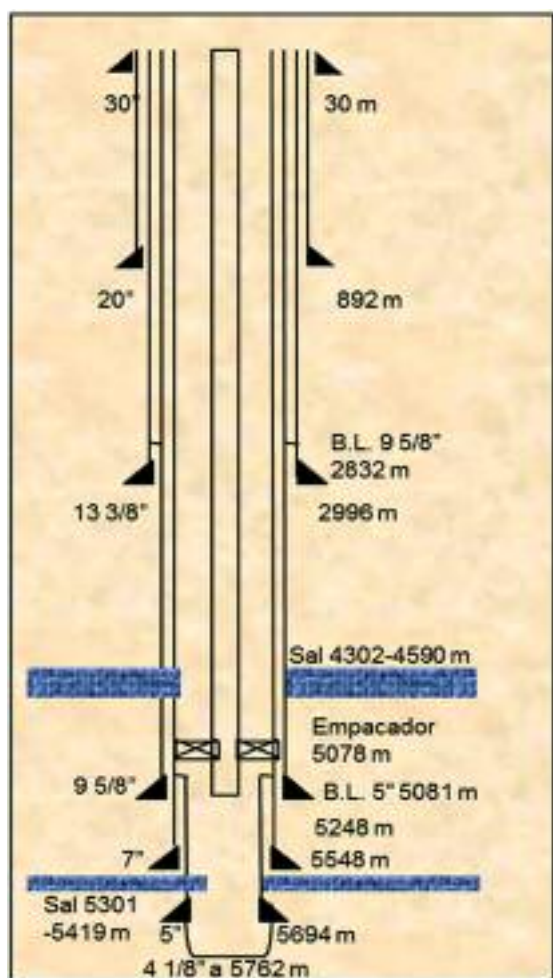
Quinta Prueba de Colapso

El paquete de tuberías de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie cementada con una tubería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 5**.

DISCUSIÓN

La primera prueba de colapso se realizó a la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" de 53.5

Figura 5. Estado Mecánico del pozo C, en el que se observa una tubería de revestimiento de 5" para evitar el colapso generado por la presión que ejerce la formación plástica (sal).



Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.709	9.7	9.7
Máximo	9.724	9.724	9.72
Promedio	9.717	9.713	9.711
Ovalidad (%)	0.16	0.24	0.2
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.565	0.56	0.574
Máximo	0.592	0.585	0.599
Promedio	0.581	0.576	0.586
Excentricidad (%)	4.64	4.34	4.27
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	7,950	10,520	11,779

Tabla 1. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.693	9.693	9.7
Máximo	9.713	9.709	9.709
Promedio	9.703	9.7	9.704
Ovalidad (%)	0.2	0.16	0.08
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.542	0.542	0.54
Máximo	0.552	0.558	0.559
Promedio	0.547	0.546	0.548
Excentricidad (%)	1.83	2.93	3.47
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	8,440	11,700	11,910

Tabla 2. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie.

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.043	7.039
Máximo	7.055	7.063	7.059
Promedio	7.047	7.053	7.049
Ovalidad (%)	0.22	0.28	0.28
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.498	0.498	0.498
Mínimo	0.506	0.504	0.51
Máximo	0.55	0.54	0.542
Promedio	0.528	0.519	0.522
Excentricidad (%)	8.33	6.94	6.13
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	13,020	15,230	15,285

Tabla 3. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.035	7.039
Máximo	7.051	7.055	7.055
Promedio	7.045	7.045	7.047
Ovalidad (%)	0.17	0.28	0.22
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.54	0.54	0.54
Mínimo	0.55	0.553	0.562
Máximo	0.59	0.585	0.581
Promedio	0.567	0.568	0.568
Excentricidad (%)	7.06	5.63	3.35
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	16,750	19,640	21,997

Tabla 4. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 7" y 38 lb/pie.

lb/pie, sometiéndola a una presión externa hasta alcanzar su colapso con 11 779 PSI, en un tiempo de 116 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 10 520 PSI. La diferencia entre el valor calculado y el obtenido en la prueba representó un 12 % por arriba del valor de colapso teórico.

La segunda prueba de colapso realizada sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 9 5/8" de 53.5 lb/pie, consistió en someterla a una presión externa, hasta alcanzar el colapso a 11 910 PSI en un tiempo de 164 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 11 700 PSI. La diferencia representó un 2 % por arriba del valor de colapso calculado.

La tercera prueba de colapso se efectuó sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110 de 7" y 35 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta colapsar a 15 285 PSI en un tiempo de 52 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 15 230 PSI. Se observa en este caso que la presión medida de colapso es inferior a la presión calculada en un 0.3 %.

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	9.705	9.709	9.7
Máximo	9.724	9.716	9.716
Promedio	9.715	9.713	9.709
Ovalidad (%)	0.2	0.08	0.16
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.567	0.563	0.556
Máximo	0.589	0.591	0.59
Promedio	0.578	0.583	0.573
Excentricidad (%)	3.81	4.8	5.93
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	7,950	10,520	18,604

Tabla 5. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, cementada con una tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

La cuarta prueba de colapso se practicó a una tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta alcanzar su colapso a 21 997 PSI en un tiempo de 87 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía colapsar a 19 640 PSI. La diferencia representó un 12 % por arriba en el valor de colapso teórico de fórmula.

La quinta prueba de colapso se aplicó a un paquete cementado de tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, con un tubular interno de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie. Teóricamente, se consideraba que al llegar a la presión de 10 520 PSI (límite calculado de colapso) de la tubería de 9 5/8" se colapsaría, disipándose toda su energía y atrapando con su deformación a la tubería de 7". Sin embargo, durante la aplicación de la presión externa se observó que a los 400 segundos se alcanzaron 18 604 PSI y se estabilizó. La prueba se continuó hasta los 460 segundos sin que se presentara el colapso. Estos resultados determinaron que la prueba sobrepasó la presión de colapso (teórico) de la tubería de 9 5/8" en un 76 %, sin que llegara a presentarse dicho fenómeno. Es decir, el cemento formó un anillo excelente que funcionó como respaldo a esta tubería. Es importante comentar que la cementación del tramo se realizó correctamente, no se observó canalización y se utilizaron centradores durante dicha operación.

CONCLUSIONES

De las pruebas realizadas para determinar la presión de colapso en tuberías de revestimiento, las cuatro primeras se hicieron con tuberías de dos diferentes aceros de dos diámetros diferentes y la quinta prueba se llevó a cabo con un paquete conformado por dos tubos de acero grado TAC-110 de diferentes diámetros, cementados concéntricamente. La comparación de los resultados obtenidos de las pruebas para la determinación de la presión de colapso con los datos proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, y con el cálculo de la presión de colapso utilizando las expresiones descritas al inicio de este artículo, muestra que hay una enorme coincidencia entre los valores de presión de colapso calculados y los obtenidos en laboratorio, sin embargo, cuando los resultados anteriores se comparan con los valores proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hay una diferencia importante que va del 17 % al 48 %. Se observa también que los valores para la presión de colapso calculados y los encontrados en laboratorio, son superiores a los proporcionados en las normas mencionadas. En lo que respecta a la quinta prueba, que se lleva a cabo en condiciones competamente diferentes a las de las primeras cuatro, los resultados muestran que la cementación entre los tubos eleva prácticamente al doble la presión de colapso

medida con respecto a la calculada. De lo anterior es importante, entonces, tomar en cuenta las siguientes medidas preventivas y operativas para el diseño y aplicación de tuberías en la perforación y explotación de hidrocarburos, que coadyuven a reducir los riesgos de la ocurrencia de un colapso de tubería.

Para la etapa de diseño:

- Es importante seleccionar la tubería de revestimiento y de producción mediante el análisis de cargas máximas y esfuerzos biaxiales y triaxiales, incluyendo los aceros de diferentes grados y la selección de conexiones de acuerdo con las características de la tubería y su aplicación.
- Es conveniente que el diseñador conozca los resultados de las pruebas destructivas que se realizan a las tuberías para alto colapso que se emplearán tanto en las zonas de presiones anormales (Cretácico y Jurásico) como en el intervalo de explotación.
- El diseñador debe tener en consideración el factor compensación para el desgaste en la tubería de revestimiento, especialmente cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay muchas horas de rotación y viajes, cuando los pozos son direccionales (en especial los de tipo S) o cuando la perforación horizontal tiene altas severidades (desviaciones drásticas) que conlleva a tener alta probabilidad de pegaduras, y cuando se perfora en zonas depresionadas, donde la ausencia de fluido genera alta fricción, calentamiento, desgaste y alteración metalúrgica del acero, fenómenos que alteran sus propiedades mecánicas.

Para las operaciones en campo:

- Es recomendable la colocación del buje de desgaste en el cabezal del pozo, ya que ayuda a proteger las conexiones superficiales del pozo durante la introducción de las herramientas de perforación.
- Es importante que la apertura del espacio anular durante el manejo de presiones en superficie se realice de acuerdo con el procedimiento operativo establecido, y se evite el depresionamiento inadecuado que ocasiona incrementos súbitos de presión, que ponen en riesgo de colapso las tuberías.
- Considerar que en las operaciones de pesca, cuando se acciona el martillo para liberar la sarta, se produce un efecto de fricción en las partes alta y baja del pozo, debido a la tensión y compresión de la tubería, lo que produce desgaste sobre la tubería de revestimiento.
- Es muy importante que el recubrimiento (carburo de tungsteno) que se utiliza en tuberías de perforación de acero de grado E-75, que causa

mucho daño a las tuberías de revestimiento, se sustituya por un recubrimiento a base de cromo, que es muy utilizado por compañías operadoras internacionales, o bien, que se utilicen protectores de tubería de reciente tecnología.

- Es recomendable monitorear, durante la vida productiva del pozo, la presión en el espacio anular, para evitar incrementos de presión por temperatura mediante su desfogue.
- Para un adecuado manejo de las cargas geostáticas causadas por formaciones plásticas y actividad tectónica, es de vital importancia considerar la información y las experiencias de campos de correlación, a fin de determinar el flujo de formaciones lutíticas y salinas, las cuales, en determinadas condiciones de presión y temperatura, ocasionan deformaciones a la tubería de revestimiento, e incluso su colapso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Adams, Neal J.** 1985. «Drilling Engineering: a Complete Well Planning Approach», PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- API.** 1994. «Bulletin of Formulas and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties», Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- API.** 1999. «Specification for Casing and Tubing (US Customary Units)», Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- API.** 2013. «Deepwater Well Design and Construction», Recommended Practice 96, First Edition, March.
- API.** 2013. «Specification for Line Pipe», Specification 5L, 45th Edition, december 2012, Effective Date July 1.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering», SPE.
- Gatlin Carl.** 1960. «Petroleum Engineering: Drilling and Well Completion», Texas University.
- Instituto Mexicano del Petróleo.** 1992. «Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Utilizados en Tubería de Revestimiento 'Casing' con el Aumento de Temperatura».
- ITBJ.** 1977. «Engineering Essentials of Modern Drilling», Energy Publications Division.
- Mitchell Bill.** «Advanced Oil Well Drilling Engineering», 10th edition, PSF, July 1995.
- Prontuario de Tuberías, TENARIS-Tamsa,** 2013. marzo.
- Rabia Hussain,** 1987. «Fundamentals of Casing Design, Petroleum Engineering and Development Studies», Vol 1.

Fenómeno de corrosión en los aceros utilizados para la fabricación de tuberías de revestimiento y producción

RESUMEN

La corrosión de tuberías utilizadas en muchas de las operaciones de la industria petrolera, es un factor crítico que debe considerarse para el diseño y la selección adecuada de la tubería que se utiliza en muchas de las operaciones de la industria petrolera, con la finalidad de reducir o eliminar la probabilidad de ruptura por causas del fenómeno de corrosión. Para ello es importante conocer en qué situaciones se presenta la corrosión y los factores que influyen para su aparición, en particular las concentraciones de H_2S y el CO_2 en el entorno de operación de las tuberías, la presión y la temperatura en la que operan, el estado mecánico de las tuberías, las tensiones y esfuerzos a los que se someten y el tipo de aceros con los que se fabrican. Para la validación del diseño y selección de tuberías se realizan ciertas pruebas que se basan en el estándar de medición NACE TM0177 (2005) y en las condiciones en las que operarán las tuberías. El estándar tiene que ver con la realización de pruebas de metales para determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión en presencia de H_2S . Finalmente se lista una serie de recomendaciones que hay que tomar en cuenta para un buen diseño y selección de las tuberías.

INTRODUCCIÓN

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los

campos que se ubican en el sureste de la república mexicana. Estos compuestos estarán presentes en pequeñas o altas concentraciones.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, el estudio se enfoca a los comúnmente observados en tuberías usadas para la perforación y terminación de pozos, así como para la conducción de fluidos. Los tipos de corrosión que más se observan en las tuberías son:

- Corrosión por ácido sulfhídrico (amarga).
- Corrosión por bióxido de carbono (dulce).

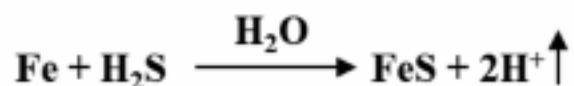
Estos tipos presentan mecanismos químico-mecánicos diferentes y la forma de tratamiento para su solución es distinta.

En este trabajo se presenta el fenómeno de la corrosión y el impacto que tiene en las tuberías utilizadas para la perforación de pozos petroleros y producción de petróleo y gas, así como la previsión que debe considerar el diseñador y el operador tomando a la corrosión como un factor a tomar en cuenta en las etapas de diseño, selección, ejecución y operación de la perforación, la terminación de pozos y la producción de hidrocarburos, y finalmente, como aportación, una serie de recomendaciones para el diseño y operación que resultan de la experiencia de los autores en esas áreas de la industria petrolera.

DESARROLLO

Reacción química del H₂S

El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocida como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:



El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escamas.

Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, lo que genera la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo (**Figura 1**).

La difusión del hidrógeno atómico continuará si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, como el sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO_3)⁻² o la alúmina (Al_2O_3), por lo que el hidrógeno atómico se detiene y empieza a acumularse (**Figura 2**).

El hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, dando origen a fisuras también intergranulares (**Figura 3**).

Las fisuras intergranulares se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos (**Figura 4**).

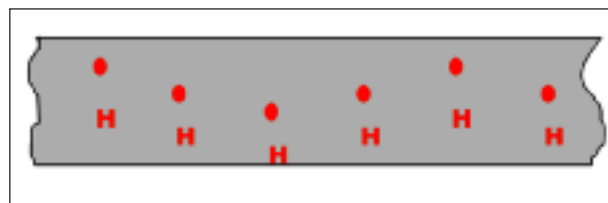


Figura 1. Efecto del hidrógeno en el espesor del cuerpo del tubo

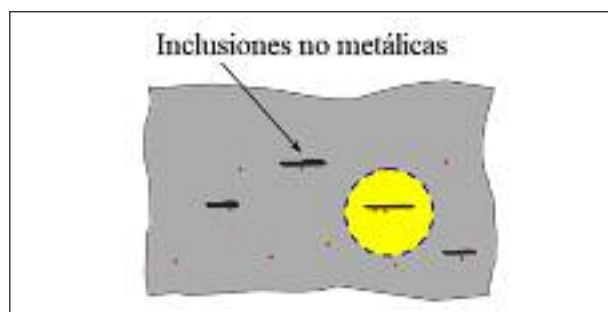


Figura 2. Inclusiones no metálicas

Antecedentes sobre corrosión de CO_2

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono se conoce como corrosión dulce. El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado en un pozo de gas en Texas, eua, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas y gas condensado.

Reacción química del CO_2

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO_2 en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO_2 es:

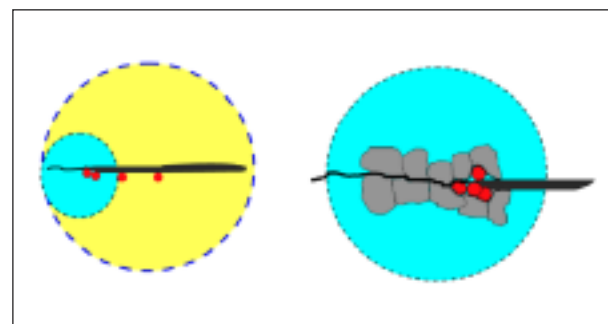
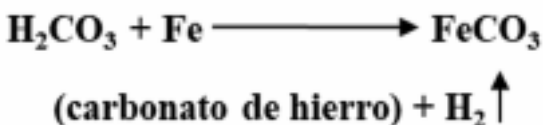
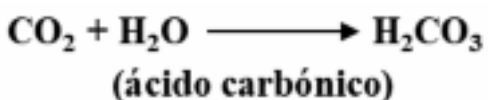


Figura 3. Fisuras intergranulares

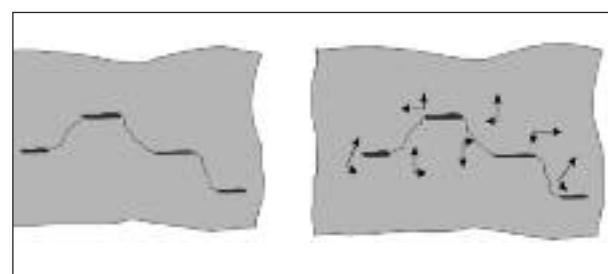


Figura 4. Fisuras intergranulares provocan la separación del acero por planos

Fenómeno de la corrosión por CO₂

La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero por el agua de la formación. Al incrementarse el porcentaje de mojamiento, se espera que la posibilidad de corrosión se incrementa, de tal manera que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H₂S y CO₂, el efecto corrosivo sobre el acero se incrementa.

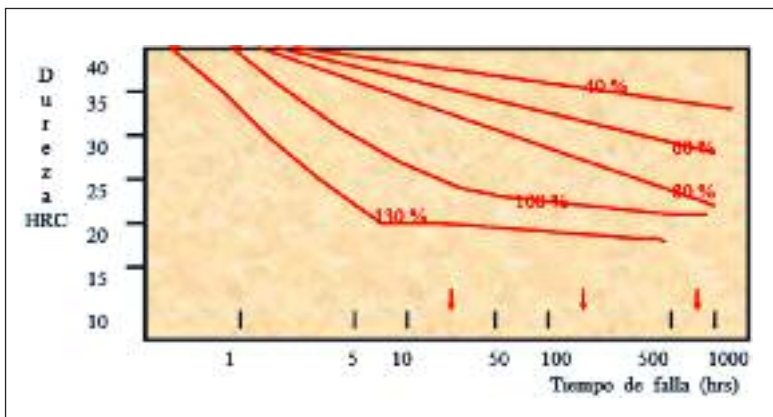
Factores que influyen en la corrosión

- Resistencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados.
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (fluidos utilizados o agua de la formación).
- Temperatura.
- Presiones parciales del H₂S y CO₂.

Resistencia o dureza de la tubería

Investigaciones recientes han demostrado que aceros con esfuerzos de cedencia del orden de 90 000 PSI, son inmunes a los ambientes corrosivos. Esto lleva a durezas del orden de 22 HRC (especificación Hardness Rockwell C) (Figura 5).

Figura 5. Dureza de la tubería contra tiempo de falla



Limpieza del acero

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento sobre la base de calcio y silicio, que atrapa las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esférica tipo globular que impide la acumulación de hidrógeno (Figura 6).

La limpieza del acero es importante para lograr una homogeneidad microestructural, que se refleja en la consistencia de las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil de la tubería en ambientes hostiles (Figuras 7 y 8).

Durante la solidificación del acero, algunos elementos químicos, tales como: S, P, Mn, Cr, tienden a concentrarse en el centro del material, para luego precipitarse y formar una zona más dura. Este fenómeno se denomina segregación central.

La zona de segregación central es de menor limpieza, pero durante el proceso de perforado y laminado de barras para la fabricación del tubo, esta zona se redistribuye dando lugar a un material más homogéneo. Esta característica hace que el desempeño de la tubería sin costura sea superior con respecto a la tubería con costura cuando se opera en ambientes amargos.

Para el caso de la fabricación de tubería con costura bajo el proceso de soldadura en placa de acero (chapa), esta zona dura de segregación central, permanece inalterada durante la fabricación del tubo.

pH del agua de formación

La función del pH es logarítmica $\text{pH} = -\log(\text{H}^+)$, por lo que, en una solución con un pH de 6, 5 o 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1 000 veces con respecto a una solución con un pH de 7 (**Figura 9**).

En algunas intervenciones en los pozos, se han utilizado fluidos ácidos como el (HCl) con un pH=1, para la limpieza de los intervalos, especialmente en formaciones carbonatadas. El manejo de estos productos se harán adecuadamente, puesto que algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pudieran quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a estas tuberías (**Figura 10**).

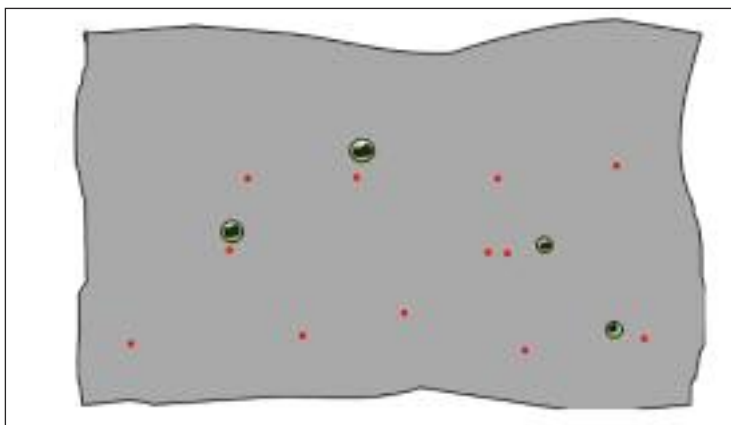


Figura 6. Inclusiones no metálicas



Figura 7. Inclusiones ampliadas 100X de una muestra de acero in tratamiento con calcio-silicio

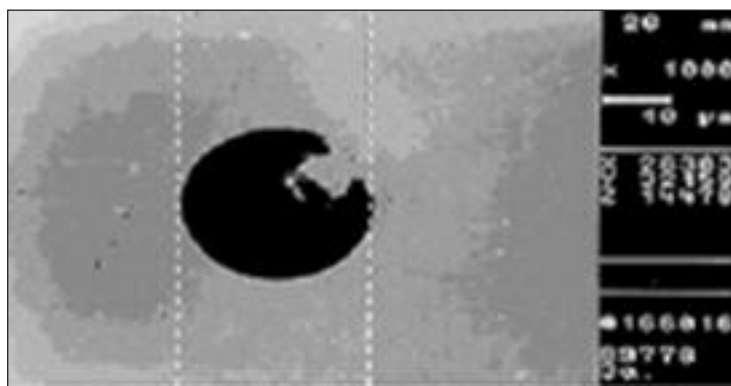


Figura 8. Inclusiones globulares ampliadas 1000X de una muestra de acero tratado con calcio-silicio (48 % de Al_2O_3 y 52 % de CaO).

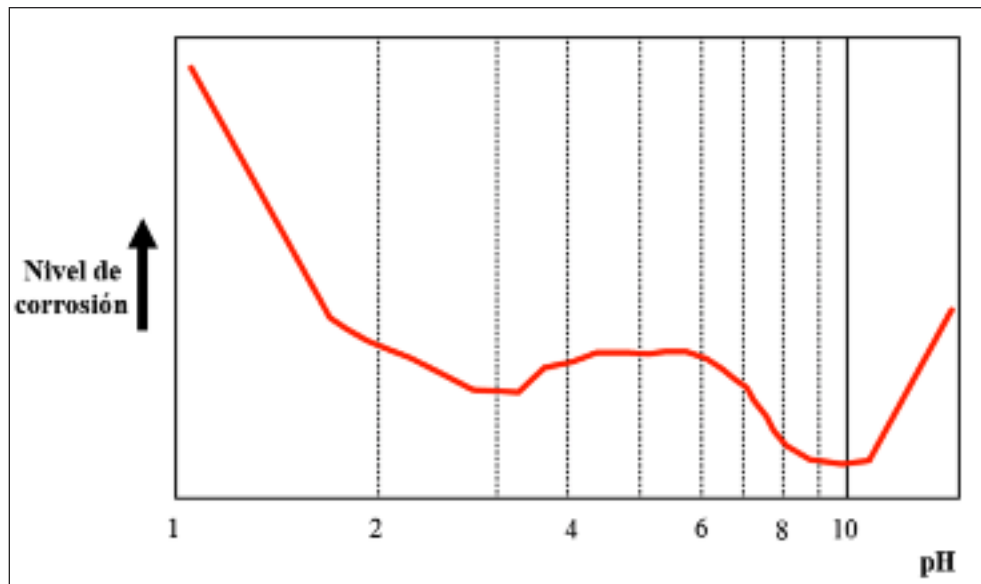


Figura 9. Nivel de corrosión contra el pH del entorno

Temperatura

Aplicando el estándar NACE TM0177 (2005) emitido por la National Association of Corrosion Engineers (es un estándar sobre pruebas de metales en laboratorio para determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión a temperatura ambiente o mayor en presencia de H_2S), en estudios realizados a probetas de diferentes tuberías, se observa que la corrosión por presencia del H_2S se inicia a temperaturas cercanas a los $65^\circ C$. Al incrementarse la temperatura, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye tanto la solubilidad del H_2S en el agua de formación como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. El comportamiento es semejante al que se muestra en la **Figura 11** para el CO_2 .

Autores reconocidos internacionalmente, como Neal Adams, recomiendan que para evitar problemas de corrosión por efecto del H_2S , en los diseños de tuberías se considere una temperatura máxima de $93^\circ C$. Sin embargo, en México, en condiciones reales de operación se tiene el ejemplo del rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H_2S , a una temperatura cercana a los $100^\circ C$.

En cuanto al CO_2 , aplicando el mismo estándar NACE TM0177 (2005), el máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en el rango de temperaturas de 70 a $80^\circ C$ y va disminuyendo en presencia de temperaturas superiores a los $80^\circ C$ (**Figura 11**). Para temperaturas mayores de $80^\circ C$, la solubilidad del $FeCO_3$ (producto de la reacción con el agua de formación y con el hierro de la tubería) decrece y se forma una película cristalina que tiende a proteger la superficie metálica.

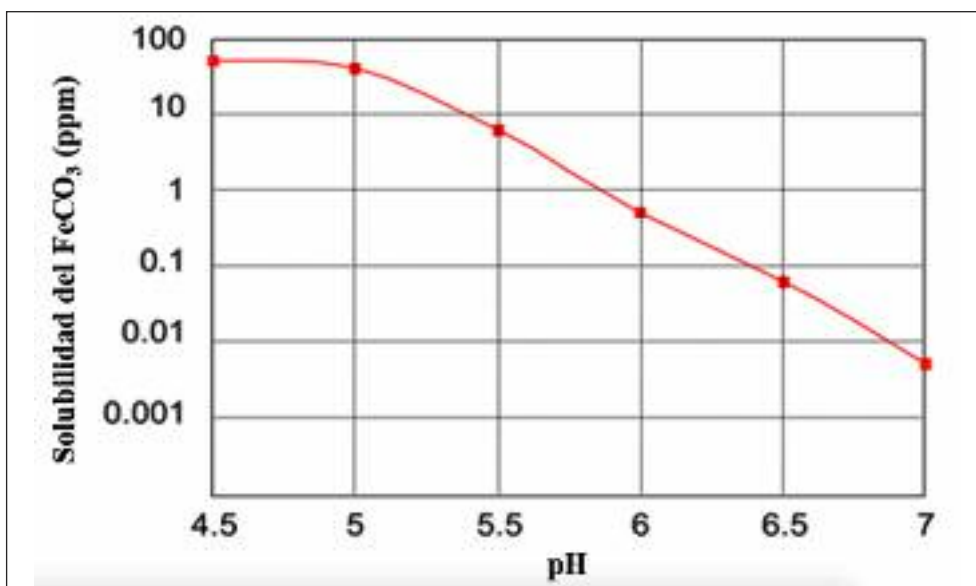


Figura 10. Solubilidad contra pH

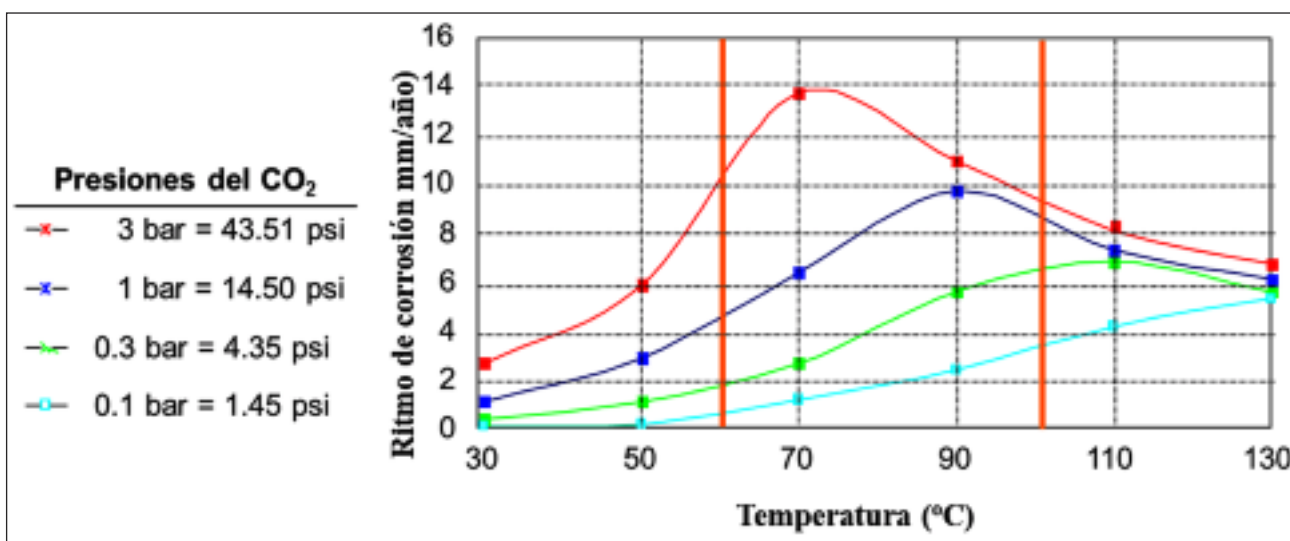


Figura 11. Ritmo de corrosión

Presiones parciales

Las presiones parciales (PP) se utilizan como un indicador del grado de corrosión que ocurrirá en una tubería de acero utilizada para funciones de revestimiento o producción y se establecen en función de la presión en el pozo (en psi o unidad equivalente) a una profundidad determinada y la cantidad de H₂S o CO₂ presentes (en % mol). En cualquiera de los casos, a una temperatura y presión en el pozo, un porcentaje mayor de esas sustancias indica una corrosión esperada alta (Tabla 1). Las presiones parciales están definidas por:

$$PP \text{ H}_2\text{S} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de H}_2\text{S})$$

$$PP \text{ CO}_2 = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de CO}_2)$$

La presencia de ambos reactivos tiene un efecto incremental que depende de sus concentraciones, lo que obliga a seleccionar determinado tipo de aceros (**Figura 12**). En la **Tabla 2** se presentan las características de fabricación de los diferentes tipos de acero más utilizados en la industria para operaciones de perforación y producción de hidrocarburos.

Reactivo	Presiones Parciales (psi)	Corrosión esperada
CO ₂	PP ≥ 30	Alta
	3 ≤ PP < 30	Media
	PP < 3	No se presenta
H ₂ S	PP ≥ 1.5	Alta
	0.05 ≤ PP < 1.5	Media
	PP < 0.05	No se presenta

Tabla 1. Corrosión esperada de acuerdo con las Presiones Parciales de CO₂ o H₂S.

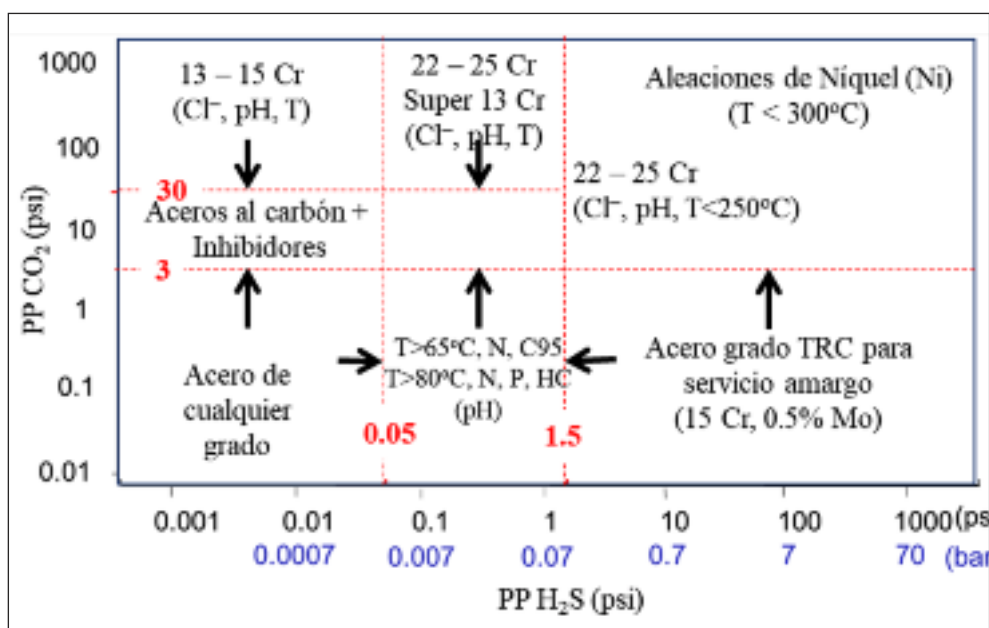


Figura 12. Presiones Parciales de H₂S y CO₂ y tipo de acero recomendado.

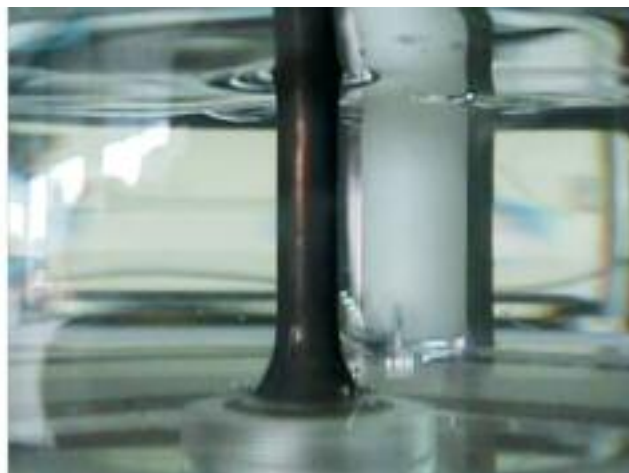
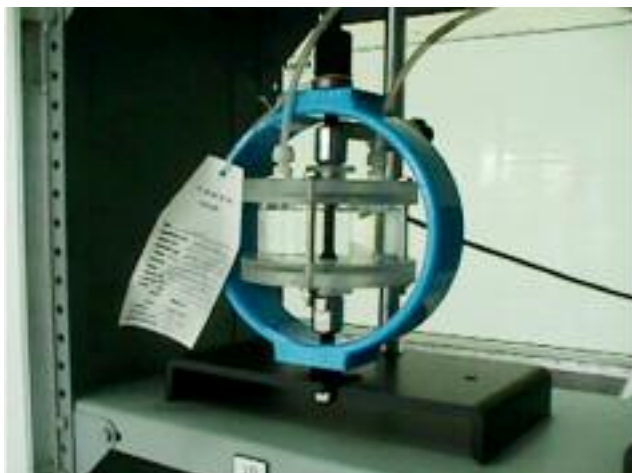
Concepto	Aceros		
	Grado N - 80	Grado L - 80	Grado TRC - 95
No. de elementos API 5CT	2	7	9
Uso de Cromo	No	No	Si
Proceso de limpieza del acero	Indirecto	Directo	Directo
Uso de degasificador en vacío	No	No	Si
Tipo de tratamiento	Enfriamiento	Tratamiento Térmico	Tratamiento Térmico
Grano del acero	Austenita	Martensita revenida	Martensita revenida
Máxima dureza	No se indica	23 HRC	21 HRC
Control de dureza	No se indica	Si	Si
Prueba NACE	No	No	Si
Costo	1	1.05	1.30

Prueba NACE TM0177

Para la realización de las pruebas con probetas de diferentes aceros utilizados para tuberías de revestimiento o producción en presencia de H_2S , se utiliza un equipo de carga constante que sujeta los extremos de la probeta y una cámara transparente sellada a la probeta que se satura con una solución que contiene H_2S (Figura 13) y se sigue el procedimiento que marca el estándar NACE TM0177 (2005) para pruebas de tensión. La susceptibilidad a la ruptura por efectos ambientales se determina por el tiempo de falla. Para este caso, la probeta de acero se somete a una solución de agua destilada, cloruro de sodio y ácido acético glacial, saturada con 2 500 a 3 500 PPM de H_2S y un pH de 2.70. La muestra permanece en esta solución durante 720 horas (1 mes) bajo una carga de tensión constante del 85 % de la fluencia característica para el tipo de acero de la probeta.

Tabla 2. Características de fabricación de diferentes aceros utilizados para tubería de revestimiento o producción.

Figura 13. Equipo utilizado para la realización de las pruebas y determinar la corrosividad. A la izquierda está el equipo de carga-tensión constante, a la derecha, la celda transparente y la probeta en su interior.



CONCLUSIONES

Los diseños de las tuberías para la perforación, terminación, mantenimiento de pozos y de conducción, deben realizarse bajo los procedimientos establecidos, pero ahora involucrando todos y cada uno de los factores que influyen en el fenómeno de la corrosión de manera integral y no aisladamente.

Las presiones parciales deben de determinarse para cada pozo, ya que representan una de las variables de mayor importancia y que a su vez depende de las condiciones de flujo y tiempo. Como aportación de los autores se lista una serie de recomendaciones a tomar en consideración por diseñadores y operadores. Se considerarán como condiciones importante para el buen diseño, las siguientes:

- Medir las concentraciones de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de la producción.
- Medir el pH en los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, así como del agua de formación y su composición química.
- Determina el pH y la composición química de los fluidos a inyectar, para el caso de pozos inyectoros.
- Calcular las presiones parciales del H_2S y CO_2 , de acuerdo al comportamiento del yacimiento en el tiempo.
- Calcular los gradientes de temperatura durante los diferentes eventos de perforación, terminación, mantenimiento de pozos y su vida productiva.
- Seleccionar el tipo de conexión acorde con las necesidades del pozo.
- Seleccionar la soldadura y la técnica de aplicación para el caso de tubería de conducción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Specification for Casing and Tubing (US Costumary Units)**, 1999. API Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- Bulletin of Formulas and Calculation for Casing**, 1994. Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties, api Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering». SPE.
- Engineering Essentials of Modern Drilling**, 1977. Energy Publications Division of ITBJ.
- Prontuario, TENARIS-Tamsa**, marzo de 2013

Deepwater Well Design and Construction, 2013. API Recommended Practice 96, First Edition, March.

Laboratory Testing of Metals for Resistance To Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments, NACE Standard TM0177-2005.

Specification for Casing and Tubing, api Specification 5CT, 9th Edition, June 2011.

Aspectos a considerar en la ingeniería de diseño de pozos offshore:
Temperatura, Corrosión y Colapso
De Heberto Ramos Rodríguez y
David M. Hernández Morales

Fue editado por la
Universidad Olmeca, A.C.

Se concluyó en la ciudad de
Villahermosa, Tabasco, México
en abril de 2021,

Para la composición de los textos se utilizó la fuente Book Antiqua.

David Manuel Hernández Morales

Ingeniero petrolero por el Instituto Politécnico Nacional (1984), maestro en ingeniería petrolera por la UNAM y maestro en Calidad y Productividad por la Universidad la Salle; además realizó estudios de Terminaciones y reparaciones de pozos, en Houston, Texas.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1985 donde desempeñó diversas funciones, entre las que destacan: Auxiliar de tecnología de perforación, Auxiliar de operaciones de perforación, Coordinador de barrenas, Instructor en el centro de entrenamiento para la detección y control de brotes (pozo escuela) y auxiliar de Ingeniería de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos de la Región Sur.

En 1996, ingresó a la Compañía Tubos de Acero de México, S.A. y a la fecha pertenece al área de ventas técnicas del Centro Industrial Tenaris Tamsa.

Es autor de varios trabajos técnicos, los cuales han sido presentados en México, Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia, Ecuador y Perú; es autor de la sección de tuberías en el libro de *100 años de la perforación en México*.

En el año de 2005 fue distinguido, junto con el Ing. Heberto Ramos Rodríguez, con la Medalla Lázaro del Cárdenas del Río por el mejor trabajo técnico presentado en XLII Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México de 2004 en Acapulco, Guerrero, México. Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.



UNIVERSIDAD OLMECA
Raíz de sabiduría



Centro de Desarrollo de Competencias
Energéticas y Sostenibilidad
(CIDECS)

