

Importancia de la temperatura en la Ingeniería de Diseño de Pozos *Offshore*

Heberto Ramos Rodríguez¹ y David M. Hernández Morales²

1. *Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México. E-mail: hrr_betoramos@yahoo.com*
2. *TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail: dhernandezm@tamsa.com.mx*

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 exprofeso 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.

Palabras clave: Pozos petroleros, perforación, tuberías de revestimiento, esfuerzo a la cedencia.

ABSTRACT

In the oil industry, different operations are carried out in order to extract the hydrocarbons from the subsoil. The most significant are the drilling operations, with which depths greater than 7 000 meters are reached in environments where pressures and temperatures are high. To reach these depths, steel pipes of different characteristics are used, which are subjected to compression and tension efforts of longitudinal and axial type, as well as to internal and external pressures. It has been observed that even when the efforts and pressures to which the pipes are subjected are within specifications defined by the applicable standards, there have been deformations of the pipes, collapses and in some cases rupture of them, so it is asked if

any other parameter, such as temperature, has any effect on the modification of the properties of the steels used. Although there are some studies carried out expressly for the oil industry, in which temperature appears as a correlation factor against the efforts to yield, there are no definitive conclusions in this regard. On the other hand, in the information provided by the manufacturers, the design specifications of the pipes do not contemplate operating temperatures above 125 °C. In drilling operations, the temperatures that can be reached exceed those specified by the manufacturers for maximum conditions of linear stresses and axial stress compression, so it is likely that high temperatures modify the mechanical properties of steels used in pipes. To corroborate the above, a series of tests were designed with tubes steels of pipes commonly used in drilling operations, subject to the same conditions of stress at different temperatures, observing that the yield stress of all the specimens is modified to a 10 % in the presence of high temperatures. This requires the designers of applications of the pipes used in the various drilling operations, to consider these variations in the corresponding designs, in order to strengthen them and reduce the risk of a deformation, a collapse or a rupture of the pipe to use, when the operating temperatures exceed the values established by the manufacturers.

Keywords: Oil well, drilling, casing pipes, effort to yield.

RESUMO

Na indústria do petróleo, diferentes operações são realizadas para extrair os hidrocarbonetos do subsolo. O mais importante são as operações de perfuração com essas profundidades superiores a 7 000 metros alcançados em ambientes onde as pressões e as temperaturas são altas. Para alcançar estas profundidades tubos de aço de características diferentes, que estão sujeitos à compressão e tipo tensão longitudinal e axial, bem como as pressões internas e externas são utilizadas. Foi observado que, apesar de esforços e pressões a que os tubos são submetidos estão dentro das especificações definidas pelas regras, houve deformações tubos, entra em colapso e, em alguns casos degradação do mesmo, então ele pede se qualquer outro parâmetro, como temperatura, tiver algum efeito na modificação das propriedades dos aços usados. Embora existam alguns estudos realizados expressamente para a indústria de petróleo, onde a temperatura aparece como fator de correlação contra os esforços para cedência, sem

conclusões definitivas. Além disso, as informações fornecidas pelo fabricante, as especificações de concepção dos tubos não proporcionar temperaturas de operação superiores a 125 °C. Nas operações de perfuração, as temperaturas podem ir além dos especificados pelo fabricante para as condições de stress axiais de tensão de compressão linear máxima e, por isso, é provável que as temperaturas elevadas modificar as propriedades mecânicas dos aços utilizados nas tubagens. Para corroborar esta uma série de testes de amostras de tubos de aço comumente utilizados em operações de perfuração, sujeito às mesmas condições de stress a diferentes temperaturas são concebidos, notando que o esforço de cedência de todas as amostras é modificado para uma 10 % na presença de altas temperaturas. Isso requer aplicação designers tubos utilizados em diversas operações de perfuração, para considerar essas variações em projetos correspondentes, a fim de fortalecer-los e reduzir o risco de deformação, colapso ou ocorrer ruptura do tubo a ser utilizado, quando as temperaturas de operação excederem os valores estabelecidos pelos fabricantes.

Palavras-chave: Poço de petróleo, perfuração, tubos de revestimento, esforço para ceder.

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.

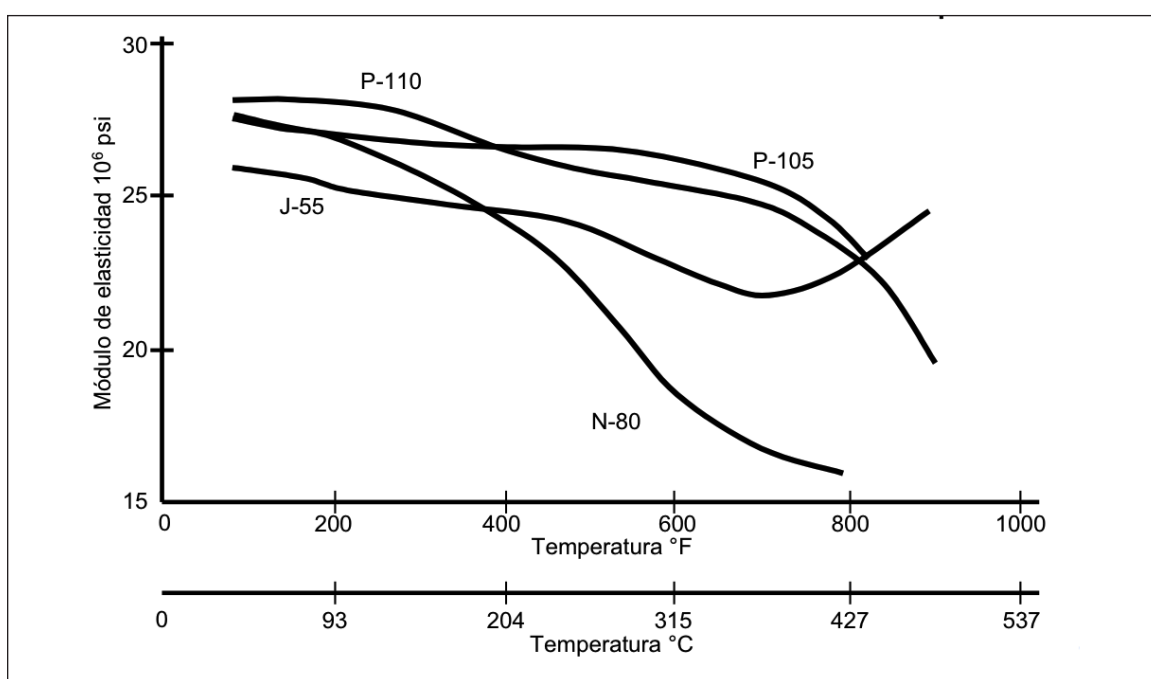


Figura 1. Módulo de elasticidad de la tubería de revestimiento vs temperatura

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 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 observarse 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**).

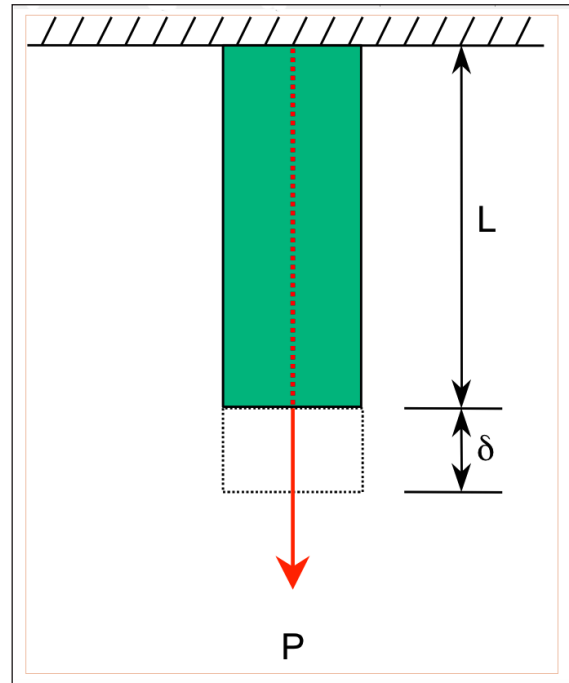


Figura 2. Barra de longitud L sometida a una fuerza de tensión P

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

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 región plástica causan deformaciones permanentes o residuales.

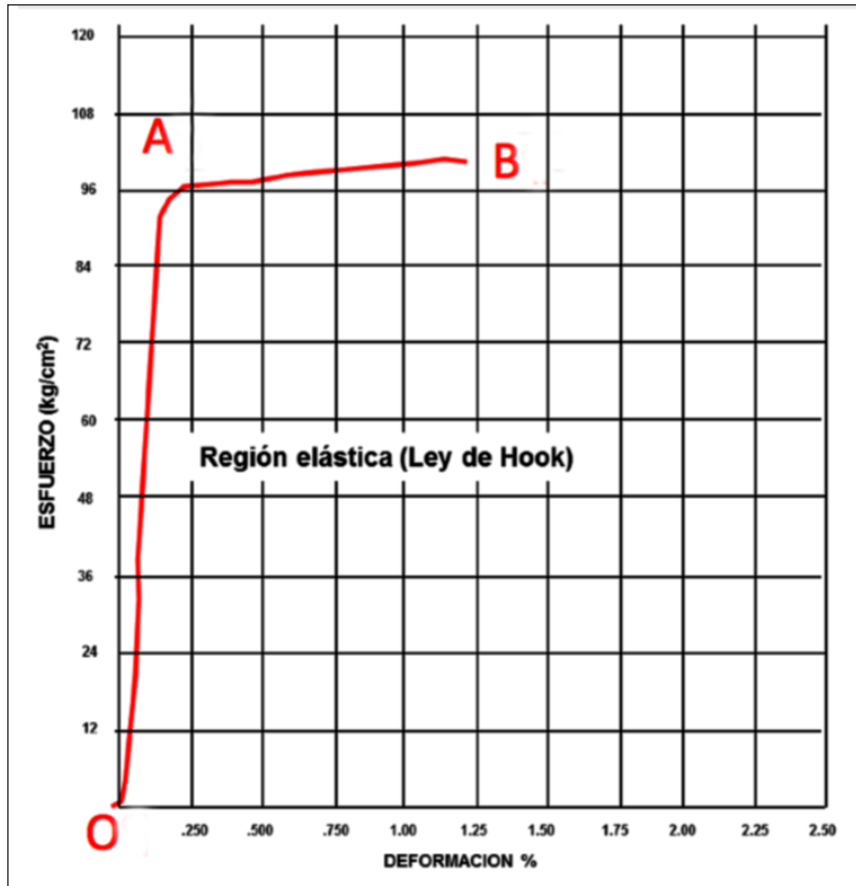


Figura 3. Carga aplicada a una barra contra la elongación de la barra

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

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.

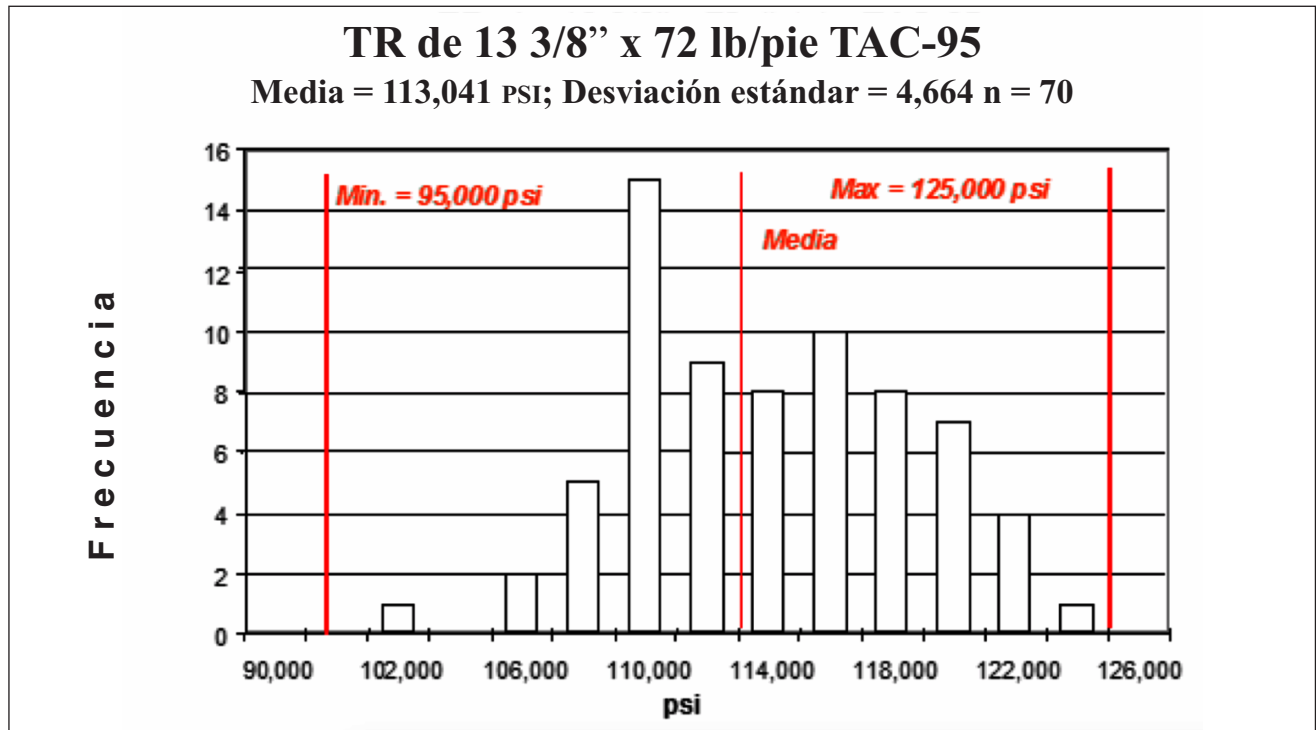


Figura 4. Variación del esfuerzo a la cedencia de muestras de tubería de 13 3/8" de diámetro exterior

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 re-

gistrado 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.

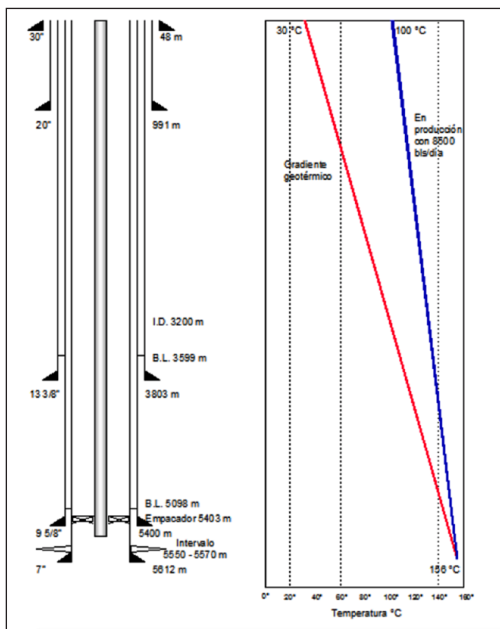


Figura 5. Estado mecánico de pozos con gradientes medios de temperatura

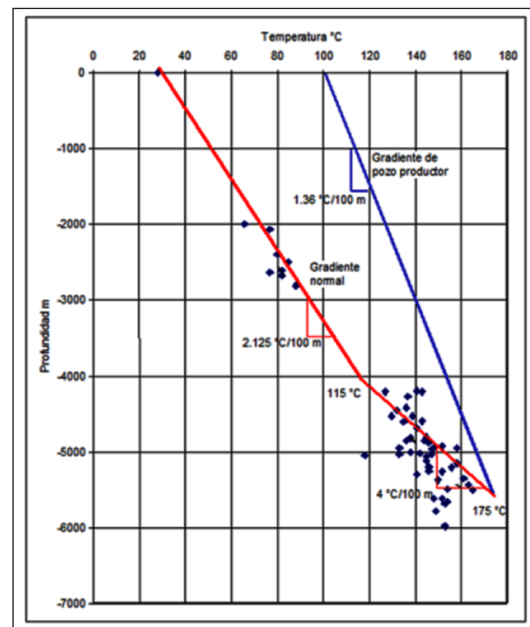


Figura 6. Gradientes medios de temperatura en pozos productores

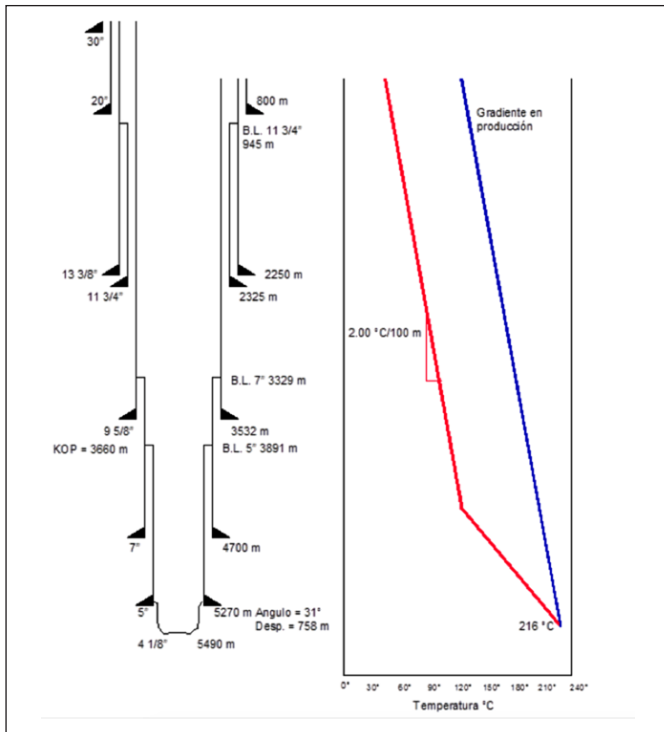


Figura 7. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

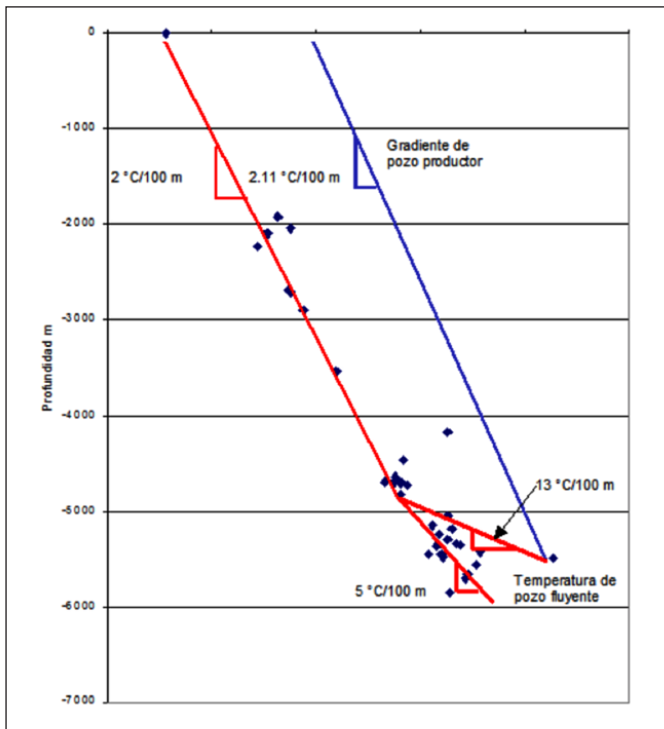


Figura 8. Estado mecánico de pozos con gradientes altos de temperatura

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



Figura 9. Máquina de tensión marca Tinius Olsen

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 tempe-

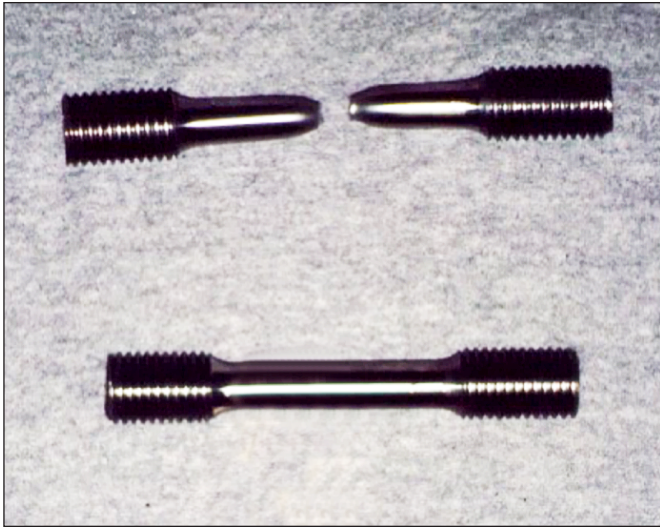


Figura 10. Probetas con los extremos maquinados

ratura deseada, el horno se mantiene durante 20 minutos a esa temperatura, con la finalidad de homogeneizarla en todo el cuerpo de la muestra. Después 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 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. Posterior-



Figura 11. Colocación de la probeta en la máquina de tensión

mente, 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, 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 tem-

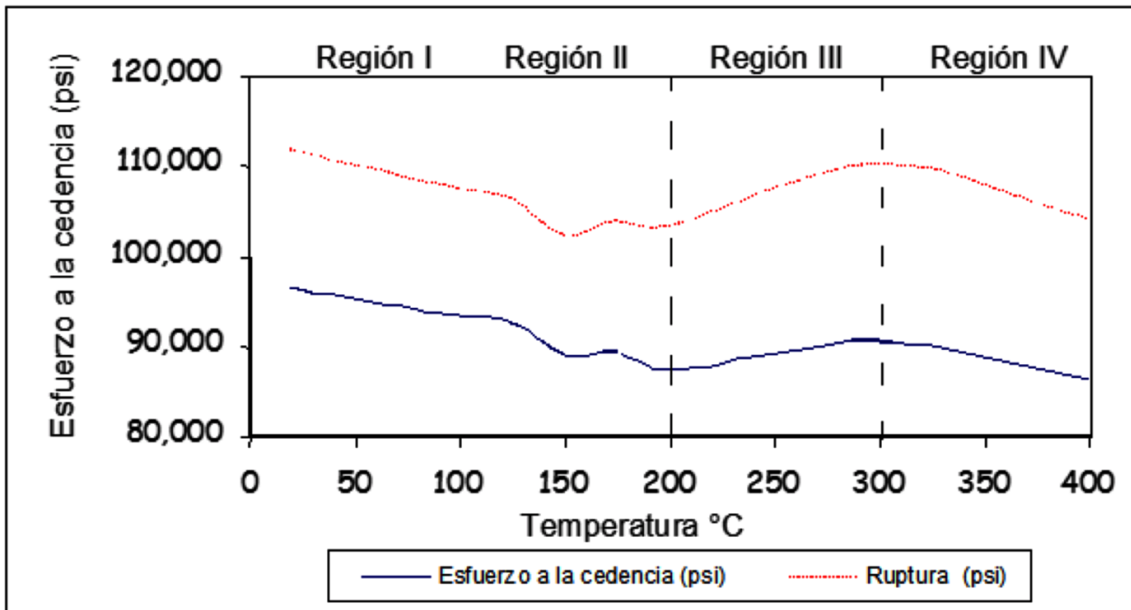


Figura 12. Comportamiento del acero N-80 con la temperatura

peratura 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).

Acero de grado TAC-110

El esfuerzo a la cedencia en este acero se reduce de ma-

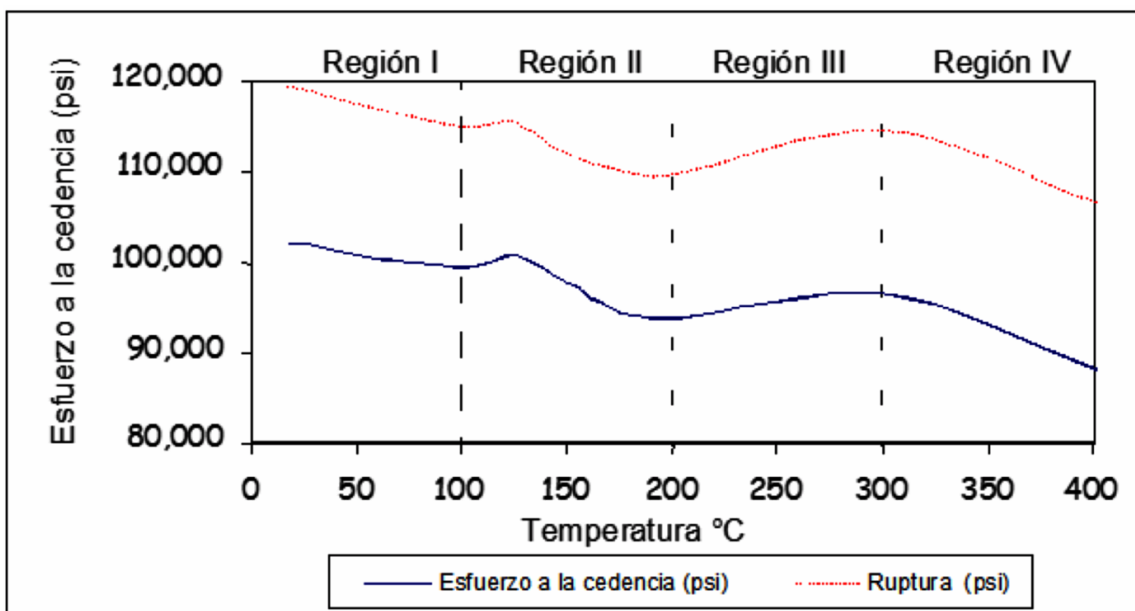


Figura 13. Comportamiento del acero TRC-95 con la temperatura

nera 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 compor-

tamiento 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).

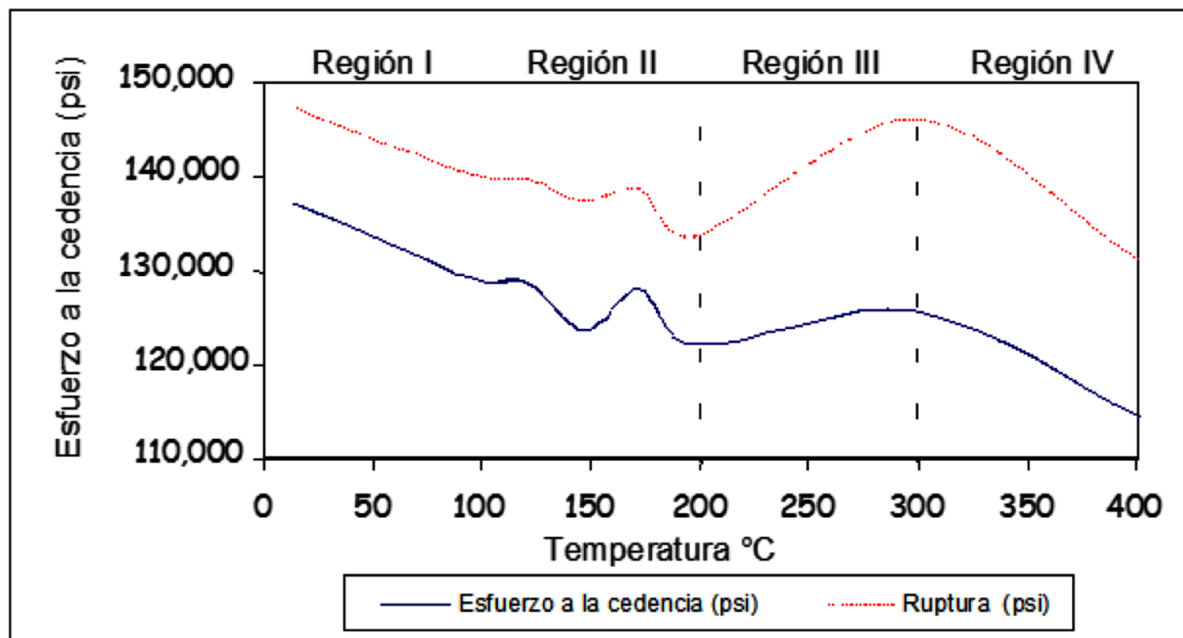


Figura 14. Comportamiento del acero TAC-110 con la temperatura

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 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:

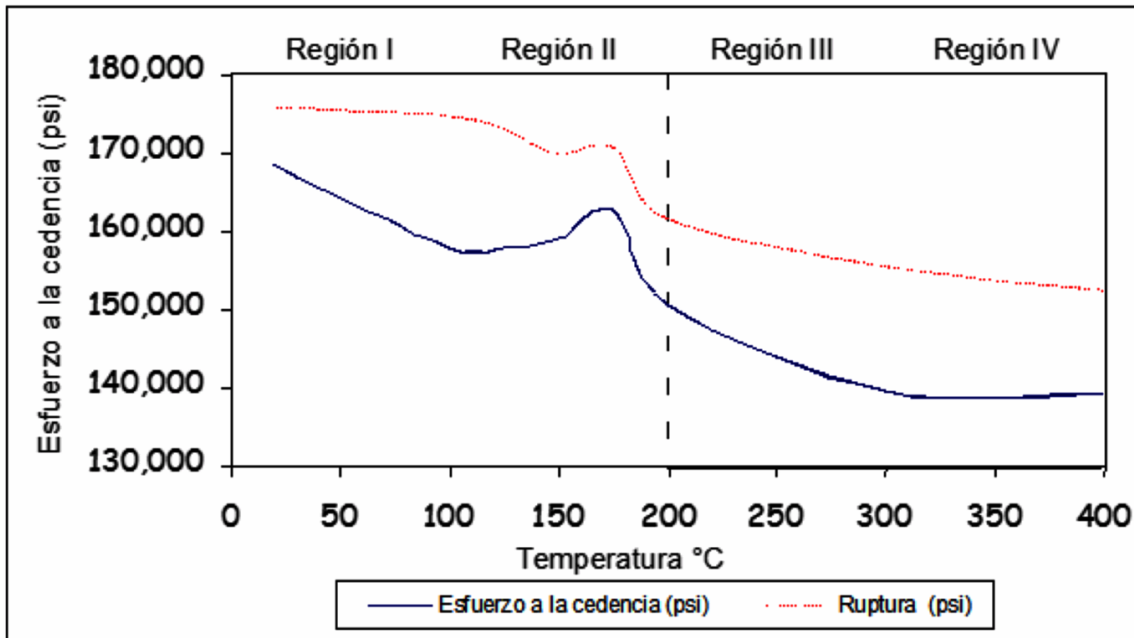


Figura 15. Comportamiento del acero TAC-140 con la temperatura

- 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.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 15 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 17 de noviembre de 2018

