



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

CIENCIAS DE LA TIERRA

***“CAPACIDAD DE RESISTENCIA DE
TUBERÍAS PETROLERAS”***

PRESENTA:

BRAVO VALLEJO CHRISTIAN ALEJANDRO

GARCÍA DE LA ROSA ITZEL

LEAL ORTA ALEJANDRO

MENDOZA VARGAS JORGE ALEJANDRO

SANTIAGO ÁVILA EDGAR ALEXIS

URIBE HERNÁNDEZ JOSE SALVADOR

PROFESOR:

ING. RENDÓN MATUS ULISSES



CONTENIDO

RESUMEN	4
ABSTRACT	5
CAPÍTULO I	6
CAPITULO I	6
INTRODUCCIÓN	7
IMPORTANCIA DEL ESTUDIO	8
JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	8
GENERALIDADES	9
ACERO	9
GRADO.....	9
LONGITUD	9
PESO.....	9
TUBERÍA	10
TIPOS DE TUBERÍAS	10
TUBERÍA DE PERFORACIÓN, REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO II	16
CAPITULO II	16
CAPACIDAD DE RESISTENCIA DE LAS TUBERÍAS	17
CEDENCIA	18
RELACIÓN DE GRADOS PARA TUBERÍA API	20
IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA.....	20
COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA.....	21
MODELO EXPERIMENTAL.....	22
RESISTENCIA AL COLAPSO	26
¿Qué es?	26
DEFINICIÓN	26
TIPOS DE COLAPSO.....	28
FACTORES CAUSALES DEL COLAPSO	31
RESISTENCIA AL ESTALLAMIENTO	35
ESTALLIDO	35
RESISTENCIA AL ESTALLAMIENTO	36
HIPÓTESIS PARA APLICAR LA ECUACIÓN DE BARLOW	36
PERFILES DE PRESIÓN INTERNA.....	37
DURANTE LA INTRODUCCIÓN DE LA TUBERÍA.....	38

DURANTE LA CEMENTACIÓN.....	38
PRUEBAS DE PRESIÓN.....	39
HIDRÁULICA DURANTE LA PERFORACIÓN	40
PERDIDA DE CIRCULACIÓN	40
LA CONDICIÓN DE UN BROTE	41
POR MIGRACIÓN DE GAS.....	41
FUGA EN EL TUBING.....	41
ESTIMULACIÓN O INYECCIÓN DE TUBERÍAS	42
PRODUCCIÓN DE FLUIDOS.....	42
CRITERIOS PARA EL DISEÑO PARA REVESTIDORES.....	43
GAS A LA SUPERFICIE	43
EJEMPLO DE REDISEÑO A LA PRESIÓN INTERNA.....	45
PRUEBA HIDRÁULICA	45
RESISTENCIA A LA TENSIÓN.....	46
TENSIÓN.....	46
RESISTENCIA A LA TENSIÓN	46
FALLAS EN LAS JUNTAS Y ROSCAS	48
FALLA A LA TENSIÓN	48
PREVENCIÓN DE FALLAS A LA TENSIÓN	49
MÉTODOS PARA CALCULAR LA TENSIÓN EN UNA TUBERÍA (TR).....	49
CARGAS AXIALES.....	50
COMPRESIÓN	52
ESFUERZOS BIAXIALES.....	52
RESISTENCIA A LA CORROSIÓN.....	54
CORROSIÓN.....	54
CORROSIÓN POR AGENTES QUÍMICOS.....	57
FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN	59
ESFUERZO DE CEDENCIA O DUREZA DE LA TUBERÍA.....	59
LIMPIEZA DEL ACERO.....	59
TEMPERATURA.....	61
RESISTENCIA LA TORSIÓN.....	62
TORSIÓN	62
ESFUERZOS DE TORSIÓN (τ)	62
ANÁLISIS TORSIONAL	65
ÍNDICE DE FIGURAS.....	67
ÍNDICE DE TABLAS	68
CONCLUSIÓN.....	69
REFERENCIAS	71

RESUMEN

El siguiente trabajo es un estudio de la capacidad de resistencia que presentan las tuberías empleadas en la industria petrolera, cuyo objetivo es reducir y eliminar en lo posible cualquier tipo de falla o deformación que es generado ante la combinación de diversas cargas.

Básicamente para conocer una tubería se fundamenta en dos factores principales: el conocimiento del material (capacidad de resistencia) y el conocimiento de las condiciones de esfuerzo (carga) a los que va a estar sujeta las tuberías.

El primer factor abarca desde su fabricación hasta el desempeño mecánico, siendo de esta manera la base para reconocer la capacidad de una tubería. El segundo factor significa el conocimiento teórico y experimental necesario para ser capaces de predecir las condiciones de trabajo o de carga que se presentaran en un pozo y en consecuencia, que soporte una tubería.

ABSTRACT

The following work is a study of resilience that have the pipes used in the oil industry, which aims to reduce and eliminate as far as possible any failure or deformation that is generated with the combination of various loads.

Basically to know a pipe is based on two main factors: the knowledge of the material (resilience) and knowledge of the conditions of stress (load) that will be subject lines.

The first factor ranging from manufacture to mechanical performance, thus being the basis for recognizing the ability of a pipe. The second factor means experimental and theoretical knowledge needed to be able to predict the working conditions or load to be presented in a well and therefore that a pipe support.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES



INTRODUCCIÓN

El diseño de tuberías de revestimiento y producción ha evolucionado en los últimos 50 años con el fin de propiciar el mejor aprovechamiento sobre estas y fortalecer la práctica de la ingeniería de perforación. De esta manera se ha ocasionado la respuesta a los retos de alcanzar mayores profundidades, lo que representa mayores presiones y temperaturas.

Como parte de los insumos que demanda un pozo, las tuberías representan un alto porcentaje en el costo del mismo. Se tienen estimaciones generales de que varía del 15 al 30% de la inversión total. Por lo tanto, es importante considerar el costo de las tuberías

Las bases de todo proceso de ingeniería recaen en los fundamentos técnicos. Sin embargo, se requiere observar sistemáticamente la disminución de los costos asociados en cada proceso. Por lo que en la práctica la ingeniería de perforación, se deben definir y optimizar los materiales tubulares que deben ser empleados en un pozo.

El diseño de un pozo requiere la aplicación y conocimiento de una diversidad de técnicas y procedimientos. Estos, bien aplicados y orientados con la premisa de minimizar costos, conducen a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos para aplicar un pozo. Como parte de este proceso, el diseño de las tuberías es una actividad que debe ser recurrente en la práctica de ingeniería de perforación. Cada pozo presenta un comportamiento diferente para su operación y construcción.

Cuando se diseñan las tuberías de revestimiento y de producción, uno de los parámetros que mayormente se toman en cuenta es el esfuerzo a la cedencia del acero, ya que es una de las variables directas en las ecuaciones de resistencia de los materiales en fenómenos como tensión, compresión, presión interna, y colapso.

IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

Durante las operaciones generadas en la industria petrolera es posible encontrar fallas o deformaciones en las tuberías empleadas. Estas son el resultado de la acción de diversas cargas a lo largo de las operaciones, así como la deficiencia de las garantías operativas como resultado del cumplimiento de su tiempo de vida (fugas o taponamientos). De esta manera, se busca disminuir y eliminar en lo posible dichos problemas, generándose así de manera satisfactorias las funciones esperadas y establecidas por las empresas o compañías.

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

En operaciones de campo, transporte así como después de su fabricación las tuberías de producción sufren una serie de daños, lo cual puede afectar a la productividad del pozo, definiéndose de esa manera el éxito o fracaso en una operación de campo dentro de una locación.

Es en este punto donde se hace énfasis en que la inspección de las tuberías, después de su fabricación, transporte y ubicación en el pozo es de suma importancia, así como la eficiencia de los profesionales que están a cargo de dichas operaciones de inspección.

GENERALIDADES

ACERO

El acero es un metal refinado. Se obtiene a partir de la fundición de un lingote de hierro combinado al mismo tiempo con otros elementos químicos. Los aceros se dividen en ordinarios y especiales. Los aceros ordinarios contienen tres elementos principales: hierro, carbono y manganeso y se consideran como aceros de bajo contenido de carbono. Los aceros especiales se hacen como los ordinarios; pero se les agregan otros elementos tales como: cromo, níquel, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno.

GRADO

Representa la calidad del acero. Depende de la cantidad proporcional de carbono, molibdeno, cromo y otros elementos presentes en la aleación.

LONGITUD

Es la terminología de la industria petrolera, la longitud de la tubería es referida como escala “range” de tubería. El Instituto Americano de Petróleo (API), establece que la tubería sea manufacturada en tres escalas de longitud.

Escala 1: 16-25 pies

Escala 2: 25-34 pies

Escala 3: > 34 pies

PESO

Una especificación de interés de la tubería es el peso. El peso de la tubería está determinada por el espesor de la pared, que al mismo tiempo determina la resistencia de la tubería. La tubería de un mismo diámetro exterior puede venir en pesos diferentes variando consecuentemente los espesores y diámetros internos a más de sus aleaciones metálicas en ciertos casos.

TUBERÍA

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud. Sin embargo, la realidad es que no existe una tubería perfecta geoméricamente. Adolecen de ciertas imperfecciones como la ovalidad y la excentricidad.

TIPOS DE TUBERÍAS

El uso de tuberías en un pozo es de vital importancia. Constituyen el medio por el cual garantizan el control del mismo y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo. Es importante mencionar que dentro de la ingeniería de perforación las tuberías juegan un papel fundamental y cumplen diversas funciones. Por ello, se maneja una clasificación tanto por su objetivo como por la función que deben de cumplir al ser utilizadas en el interior de un pozo.

1. Clasificación por objetivo

Una clasificación preliminar, pero importante, es la que permite definir en qué se va a utilizar la tubería. Es decir, la función de operación que debe cumplir, para ello, las tuberías se clasifican como:

- a. Tuberías de revestimiento:** Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va a perforar. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la

estabilidad del mismo, prevenir combinaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Además las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control, los empacadores y la tubería de producción.

b. Tuberías de producción: Las tuberías de producción son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

c. Tuberías de perforación: Las tuberías de perforación son los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

d. Otros tubulares: los elementos tubulares utilizados en las diferentes funciones mencionadas anteriormente pueden presentar variaciones colgadas como otros elementos tubulares muy específicos. En su mayoría se presentan para la actividad de perforación, sin embargo, su muy particular aplicación los hace de interés para mencionarlos:

a. Tuberías flexibles: Son conductos tubulares de gran longitud y flexibilidad que no requieren utilizar conexión o junta para conformar todo un tren o sarta de tubería. Es decir, la tubería es continua, a diferencia de las tuberías convencionales que requieren un elemento conector para unir tubo por tubo y lograr contar con una longitud apropiada para el trabajo a realizar. La tubería flexible es de dimensiones geométricas esbeltas, aunque actualmente existen de gran dimensión y la mayoría de las veces se utiliza como tubería de

trabajo en procesos de recuperación avanzada durante la vida productiva del pozo.

- b. Lastrabarrenas (drill collars): los elementos tubulares denominados lastrabarrenas son tuberías utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación a dar paso a la barrena durante las operaciones de perforación.
- c. Tubería pesada (heavy weight): La tubería pesada se compone de elementos tubulares de grandes dimensiones geométricas (espesor) que se utilizan como auxiliar entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas. Con esto se evita la fatiga de los tubos durante la perforación.

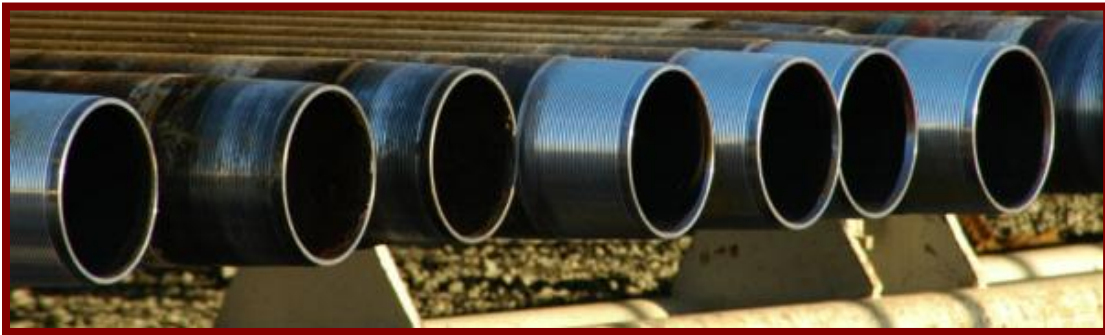


Figura 1 “Tuberías en la Industria Petrolera”

2. Clasificación por función

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo, esto es:

- a. **Conductora:** Es la primer tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada: sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación. Es la de mayor diámetro que se utiliza en el pozo, pues a través de ella pasan todas las tuberías de revestimiento que se utilizan. En el mar, es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta debajo del lecho marino.

- b. Superficial:** Es la tubería que sirve para asilar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Provee equipo de flotación, que permite realizar una buena cementación para continuar la perforación dentro de una zona de transición de alta presión. En pozos desviados, la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección construida para prevenir derrumbes de la formación durante la perforación profunda. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.
- c. Intermedia:** Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdidas de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal, la cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo. Algunos pozos requieren múltiples sartas intermedias.
- d. De explotación:** Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad, el bombeo mecánico, la inyección de inhibidores de aceite. El buen trabajo de cementado primaria es crítico para esta sarta.
- e. Tubería corta (liners):** Es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN, REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN

Los tubos empleados en la industria petrolera deben cumplir con ciertas características geométricas y mecánicas dependiendo de su uso. Es de esta forma que encontramos lo siguiente:

1. Tuberías de Revestimiento (TRs) y producción (TPs)

Las características principales que deben de observarse en las tuberías de revestimiento y tuberías de producción son: diámetro nominal, peso nominal, grado, Drift, resistencia a la tensión, resistencia al colapso, así como la resistencia al estallamiento.

Las propiedades antes mencionadas están controladas por la composición química del acero utilizado, la misma que los grados API tienen los siguientes valores.

- Para H-40, J-55, K-55, N-80, la especificación API-5A indica aceros fundidos en hornos eléctricos a crisol abierto, con una tolerancia de contenido máximo de fósforo de 0.040% y azufre al 0.060%.
- Para los grados C-75, L-80, y C-95 la especificación API-5AC presenta valores de Carbono entre 0.15% a 0.75%, Mn 0.30% a 1.90%, Mo de 0.15% a 1.10%, Cr de 0.8% a 14.0%, Ni entre 0.25% a 0.99%, Cu 0.25% a 0.35%, Fósforo (P_{\max}) 0.020% y Azufre (S_{\max}) 0.010% .
- Para grados P-105 y P-110, la especificación API-5AX establece P_{\max} 0.040% y S_{\max} 0.060% , Para grados Q-125 la especificación API-5AQ determinar los porcentajes de componentes como sigue: C entre 0.35% a 0.50%; Mn entre 1.00% a 1.90%; Mo entre 0.75% o más; Cr entre 1.20% o más; Ni 0.99%; P_{\max} 0.020% a 0.030%; S_{\max} 0.010% a 0.020%.

2. Tubería de perforación

Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión, resistencia al colapso y resistencia a la torsión. La clase de tubo, hace énfasis en el grado de usabilidad que ha tenido el tubo. El API divide las tuberías en clase I (tubería nueva), II, III Y Premium.

La construcción del tubo de perforación es otro factor a considerar, ya que se realiza a partir de dos elementos, el tubo madre cuyo diámetro exterior determinara el tamaño del tubo, y la junta, cuya función es proporcionar la geometría necesaria para que se pueda labrar una determinada rosca.



Figura 2 “Tubería de perforación”

CAPÍTULO II

“CAPACIDAD DE RESISTENCIA”



CAPACIDAD DE RESISTENCIA DE LAS TUBERÍAS

La importancia de reconocer la capacidad de resistencia de las tuberías ha sido materia de muchas y fuertes discusiones, de extensos estudios y de diversas pruebas de laboratorio, que han permitido evolucionar en el conocimiento del comportamiento mecánico de las tuberías. Es por ello que diferentes instituciones se han abocado a la tarea de reconocer y recomendar prácticas para estandarizar tanto el proceso de fabricación como la medición de su desempeño mecánico o capacidad de resistencia, y hasta la práctica para el buen manejo de los mismos.

Para iniciar con la aplicación y explicación de cualquier método para diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de los diferentes elementos tubulares. Esto a la vez conduce a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías. La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

De tal manera, la capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

El término “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, en el estudio de la mecánica de materiales este no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar de manera satisfactoria la función para la cual estaba destinado.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ella propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente colapso, tensión, estallamiento y corrosión. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia en los materiales.

CEDENCIA

Para entender el comportamiento de falla iniciaremos por definir el concepto de cedencia o fluencia, que es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanentemente. Es decir, el material se comporta plásticamente o se dice que tiene afluencia.

Antes de esta deformación, al liberar la carga, el material recupera su estado original. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia.

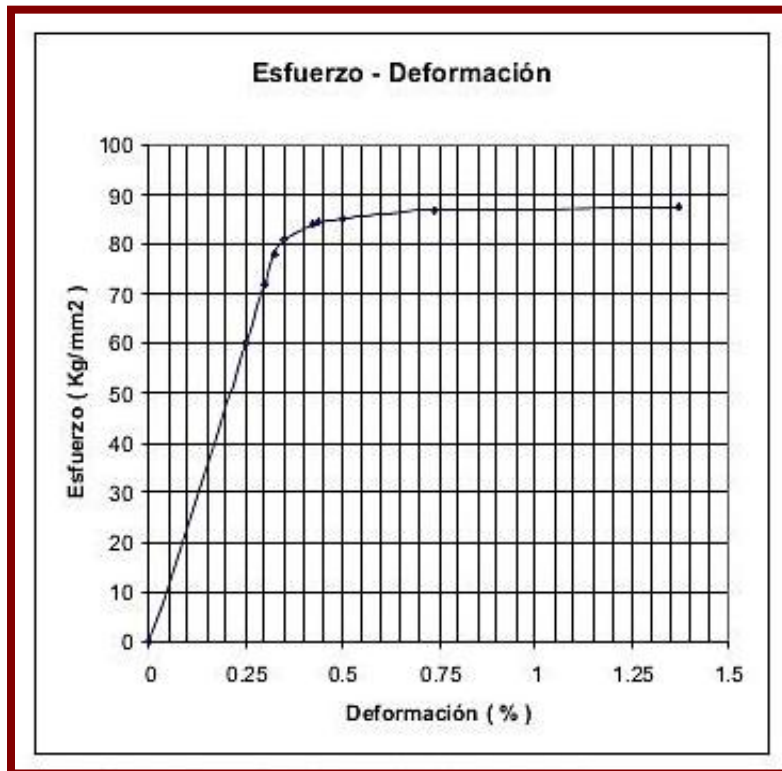


Figura 3 “Comportamiento elástico de un tubo”

El API como órgano normativo en el ámbito internacional, ha establecido estándares para medir la cedencia de los aceros con los cuales se fabrican los

tubulares denominados OCTG (Oil Country Tubular Goods), que no son más que las tuberías de revestimiento, tuberías de producción y sartas de perforación que se utilizan en la industria petrolera.

Como el material de fabricación de las tuberías es el acero, a nivel de fabricación se producen diferentes tipos de acero que están regulados por los estándares. Para establecer la cedencia de un acero, el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. .

Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando alcanza el 0.5% de deformación. Para tuberías de revestimiento, perforación y producción, el API considera una deformación del 0.65% para establecer la cedencia de estos materiales.

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para hacer ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida.

La nomenclatura recomendada por el API para identificar los diferentes tipos de acero se define por una letra seguida por un número. La letra simboliza el tipo de acero, y el número y la magnitud de la cedencia del material expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Ejemplificado: un acero denominado N-80 tiene una cedencia de 80000 psi mínima y una máxima de 95000 psi.

Debido a que se presentan significantes variaciones en la medición de la cedencia de tuberías, el API adoptó el criterio de “resistencia de cedencia mínima” en lugar de un valor promedio. La mínima resistencia de cedencia se calcula como el 80% del promedio de la cedencia observada en una gran cantidad de pruebas realizadas. Adicionalmente a la mínima resistencia a la cedencia, el API especifica la máxima resistencia de cedencia y la mínima ultima resistencia a la tensión. Estas quedan definidas bajo el mismo enfoque del 80% de pruebas realizadas para determinar la máxima cedencia y el valor de tensión última con la cual se fractura el material.

RELACIÓN DE GRADOS PARA TUBERÍA API

Grado	Cedencia Mínima	Cedencia Máxima	Grado	Cedencia Máxima
H-40	40000	60000	C-95	105000
J-55	55000	60000	Q-125	145000
K-55	55000	65000	E-75	95000
N-80	80000	95000	X-95	115000
L-80	80000	90000	S-135	155000
P-110	110000	125000	C-95	105000
C-75	75000	95000	P-105	120000
T-95	95000	105000	G-105	120000

Tabla 1 “Relación de grados para tubería”

Para fines de diseño, el criterio de mínima resistencia de cedencia es el que debe de adoptarse, a fin de garantizar, con un margen de seguridad, la resistencia del material. La nomenclatura API para los diferentes aceros tiene estipulado en el número la mínima resistencia a la cedencia, y es el valor nominal de cedencia que debe considerarse en todos los cálculos de evaluación de resistencia de las tuberías.

Existen aceros que se fabrican con especificaciones propias de los fabricantes y que no adoptan en su totalidad las especificaciones estipuladas por el API. A este tipo de aceros se les conoce comúnmente como aceros propietarios o grados propietarios, o simplemente grados NO-API. Sin embargo, tratan de seguir la misma nomenclatura adoptada por el API para especificar la cedencia del material. Tal es el caso de los grados propietarios que produce TAMSA como: TAC y TRC.

IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA

El diseño de tuberías de revestimiento y de producción para pozos petroleros y geotérmicos se basa, generalmente, en el cálculo de fuerzas mecánicas, tales como: colapso, presión interna, tensión y compresión.

En la mayoría de los casos, el efecto temperatura no es tomado en cuenta, ya que su variación no suele ser significativa en intervalos menores a los 150°C. Sin embargo, se sabe que muchos pozos pueden presentar temperaturas superiores a los 200°C, a partir de las cuales el esfuerzo a la cedencia se ve afectado.

COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA

En la perforación de pozos petroleros se han registrado temperatura de fondo del orden de los 216 °C, otros donde la temperatura de producción en superficie es de 130 °C a pesar de la pérdida de calor a lo largo de su ascenso a la superficie.

Para el caso de pozos geotérmicos se han registrado temperaturas de 350 a 400 °C en el fondo a profundidades de 3000 m.

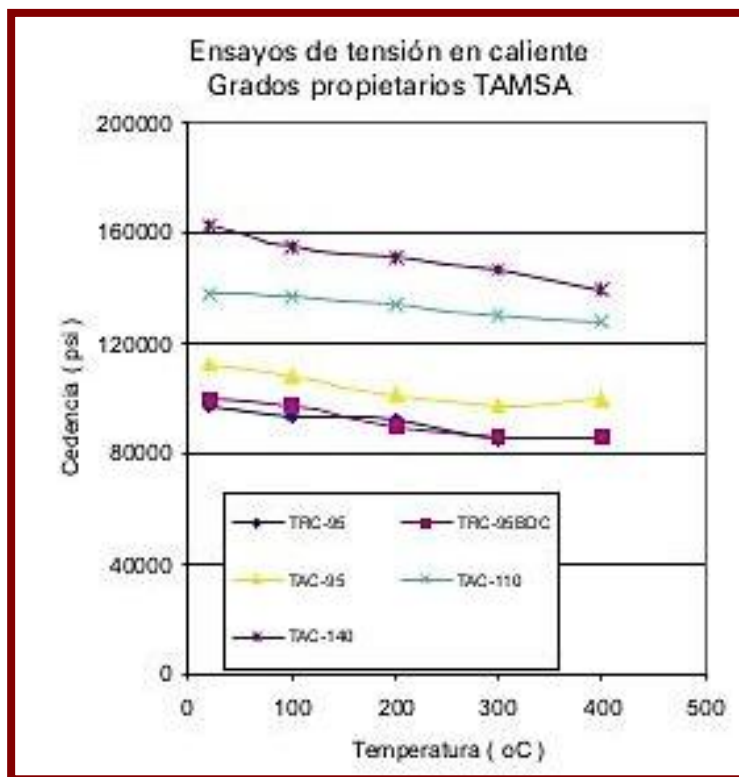


Figura 4 “Comportamiento térmico de la cedencia”

MODELO EXPERIMENTAL

Se llevó a cabo un modelo experimental donde se observó el comportamiento de diferentes grados de acero en función de la temperatura, desde la ambiental hasta los 400°C; posteriormente, se realizó un ajuste polinomial para cada curva correspondiente al grado de acero, y finalmente se manipularon las ecuaciones del API, a partir de las cuales se obtuvieron las nuevas ecuaciones ajustadas para la tensión, la presión interna y el colapso en función de la temperatura.

Con base en las observaciones del comportamiento de la temperatura descrita anteriormente, se diseñó un modelo experimental con el cual se simuló la temperatura de los yacimientos petroleros y geotérmicos.

Las figuras 5, 6 y 7 demuestran estos estudios, analizando yacimientos petroleros y geotérmicos con características diferentes en propiedades, tales como la temperatura y producción. Es posible de esta manera graficar los datos obtenidos, generándose las siguientes curvas.

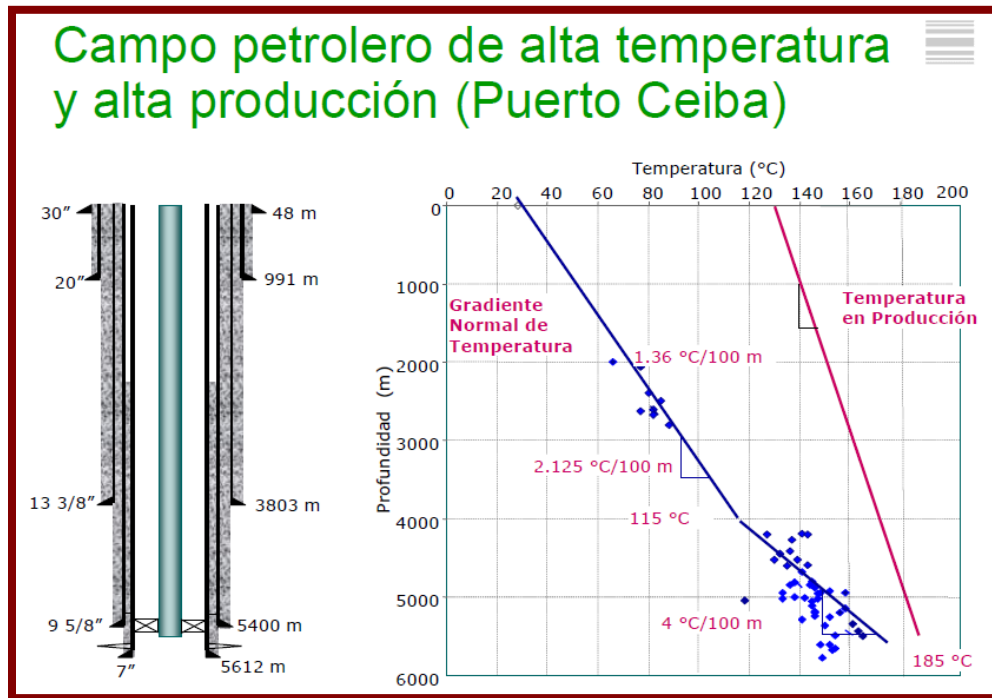


Figura 5 “Campo petrolero de alta temperatura y alta producción”

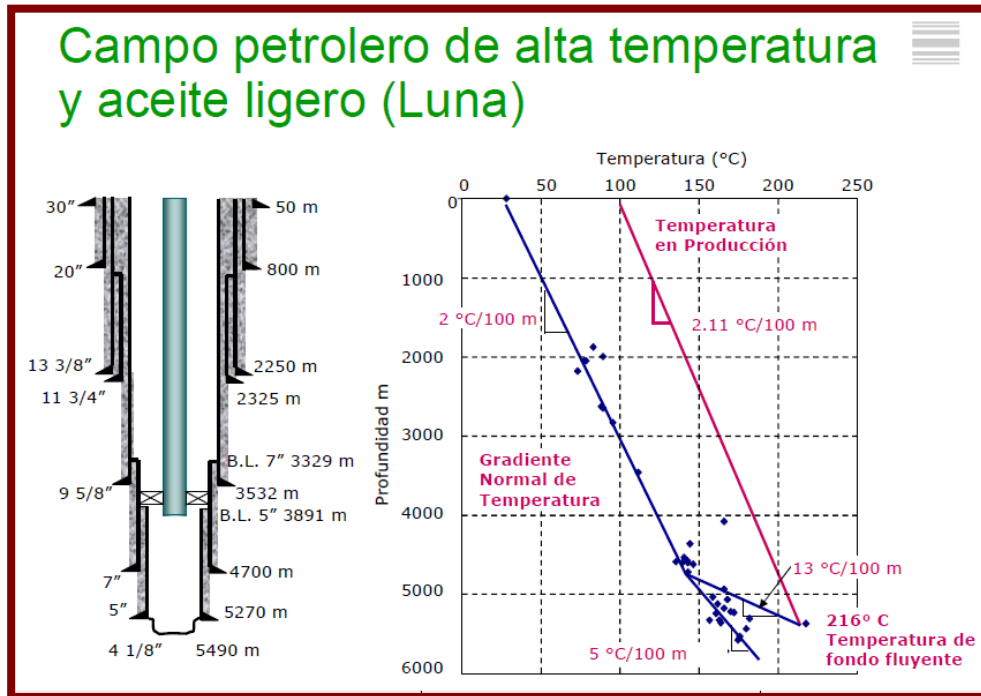


Figura 6 “Campo petrolero de alta temperatura y aceite ligero”

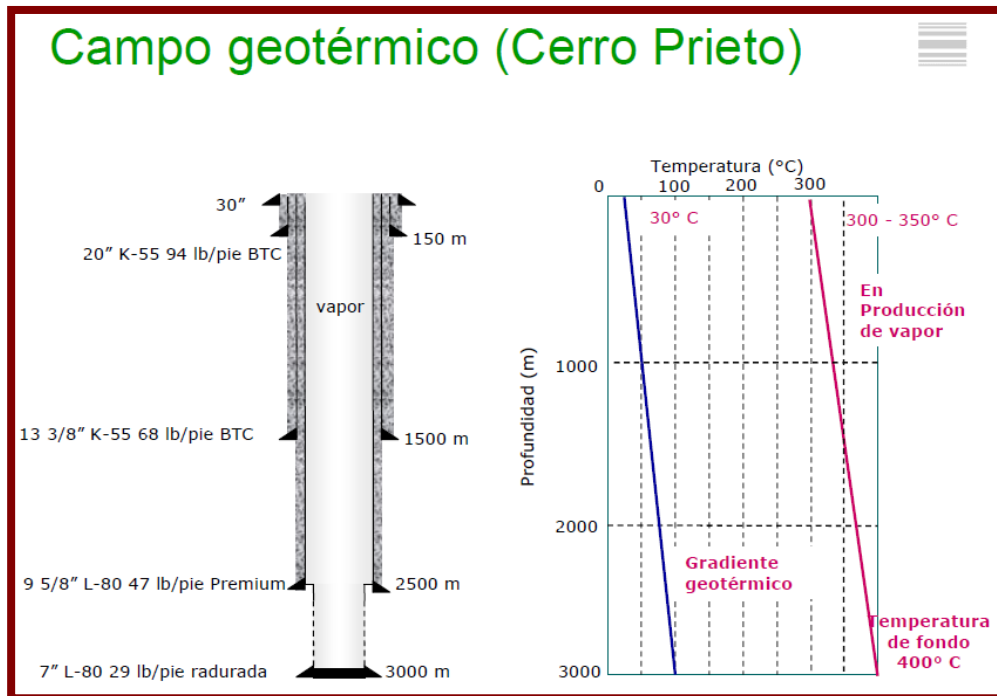


Figura 7 “Campo geotérmico”

Las pruebas se realizaron a los grados de acero N-80, TRC-95, P-110, TAC-110 y TAC-140; las cuales se efectuaron a las temperaturas de 20, 50, 75, 100, 150, 200, 300 y 400 °C y posteriormente, mediante el método de ajuste de Pearson, se determinó una ecuación polinomial para cada grado de acero.

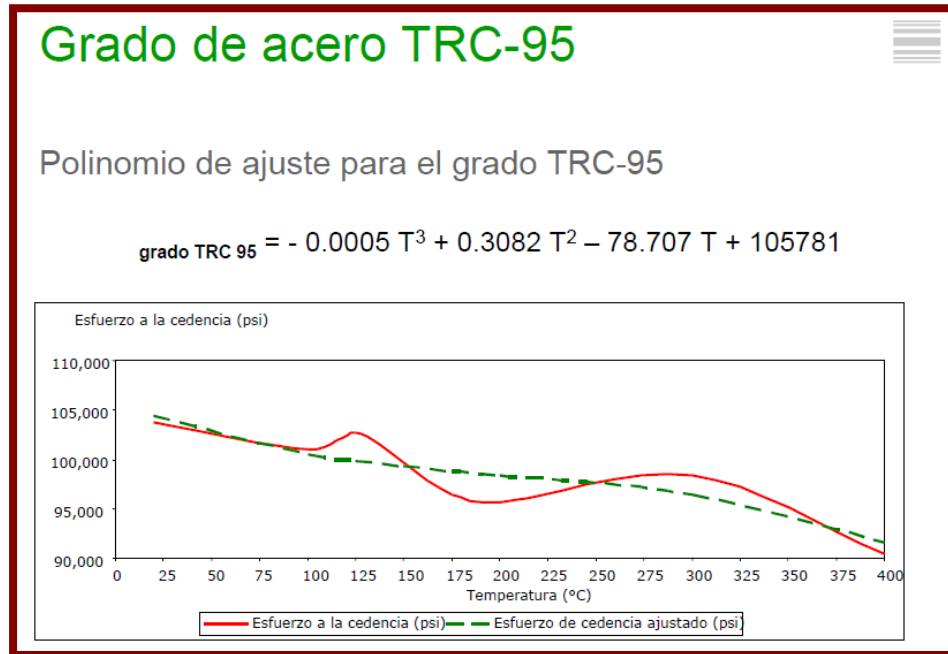


Figura 8 “Grado de acero TRC-95”

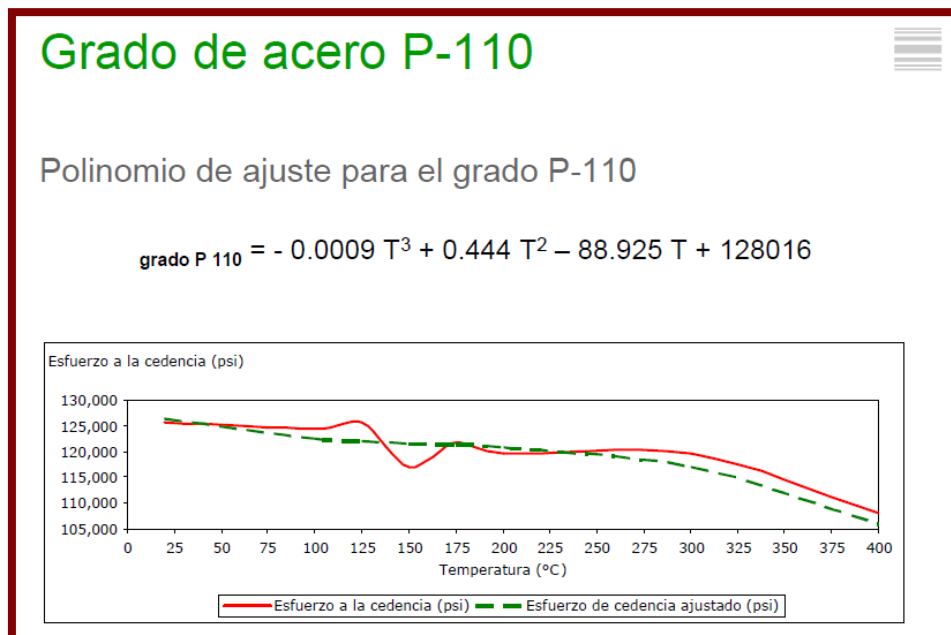


Figura 9 “Grado de acero P-110”

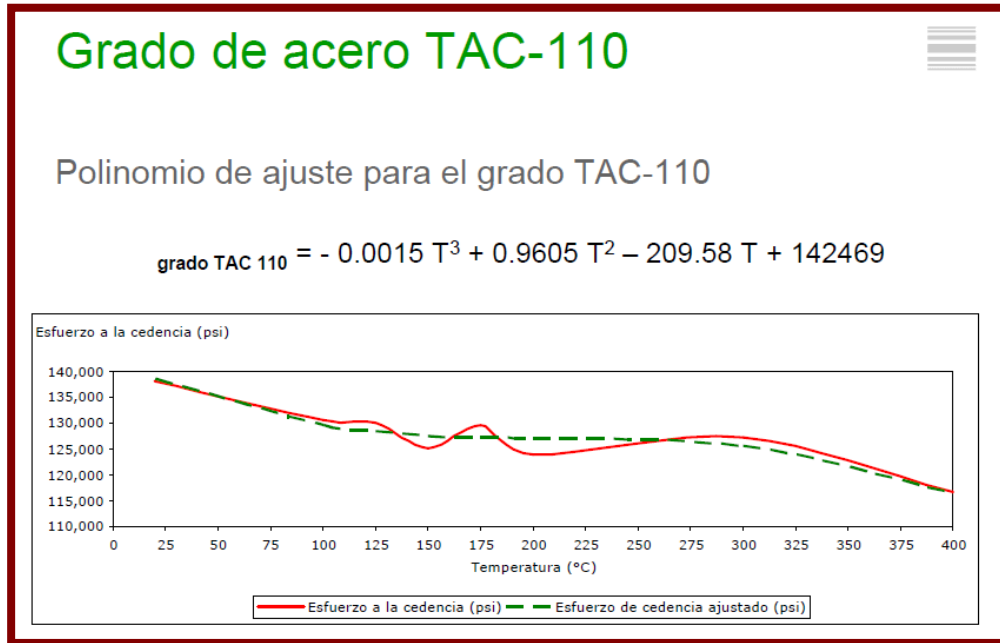


Figura 10 “Grado de acero TAC-110”

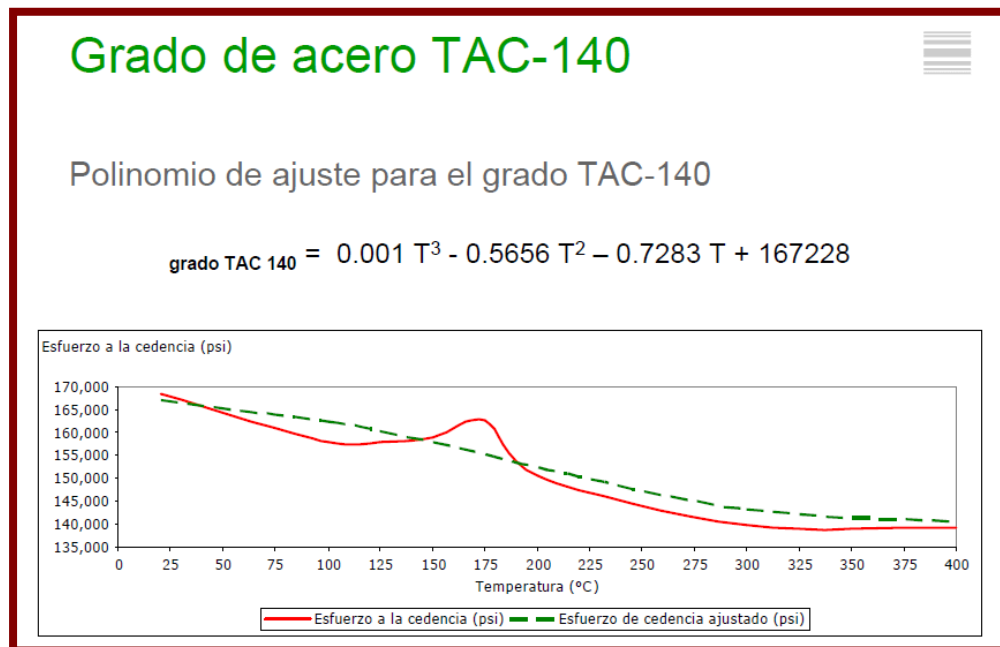


Figura 11 "Grado de acero TAC-140"

RESISTENCIA AL COLAPSO

¿Qué es?

La resistencia al colapso es la condición mecánica de una tubería (aplastada) originada por la aplicación de una carga, superior a su capacidad de resistencia a la deformación.

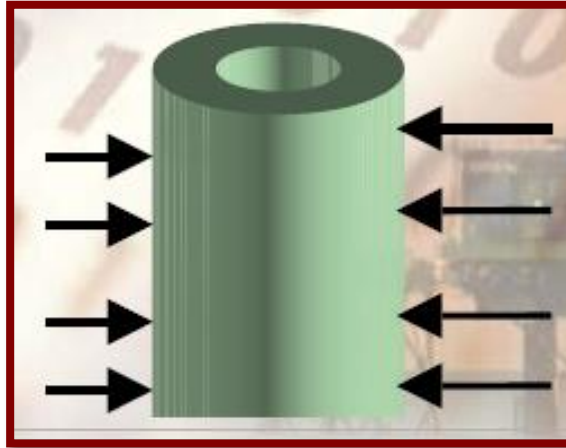


Figura 12 “Tubería sometida a una carga”

DEFINICIÓN

Fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La teoría clásica de la elasticidad nos permite determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

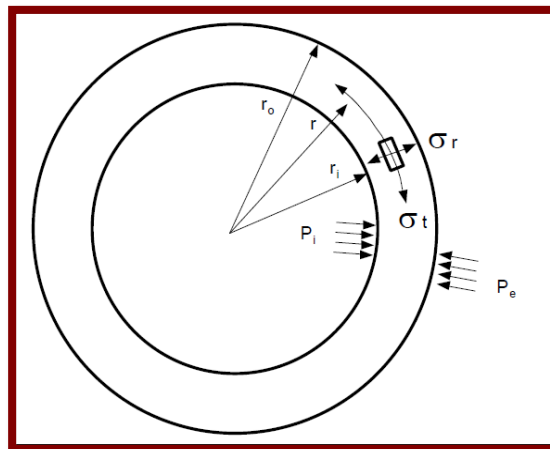


Figura 13 “Esfuerzo tangencial y radial de la tubería”

Consideremos un sistema de sección transversal, con una presión externa (P_e) y una presión interna (P_i), y solucionamos para cualquier radio (r), entre el radio inicial (r_i) y radio exterior (r_o), tenemos:

Esfuerzo radial al radio r .

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

Esfuerzo tangencial al radio r

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

Donde:

r = Esfuerzo radial al radio r

t = Esfuerzo tangencial al radio r

P_i = Pared interior

P_e = Pared exterior

r = Radio medio

r_i = Radio interior

r_o = Radio exterior

Es posible observar de esta manera que para ambas condiciones de colapso y presión interna, el esfuerzo puede ser máximo en la dirección tangencial.

Los colapsos en tuberías de revestimiento y tuberías de producción suelen ser problemas serios, que pueden derivar en la pérdida de un pozo y por lo tanto ocasionar incremento en los costos de operaciones.

El API 5C3 presenta cuatro fórmulas las cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material.

TIPOS DE COLAPSO

- Colapso de cedencia
- Colapso plástico
- Colapso elástico
- Colapso de transición

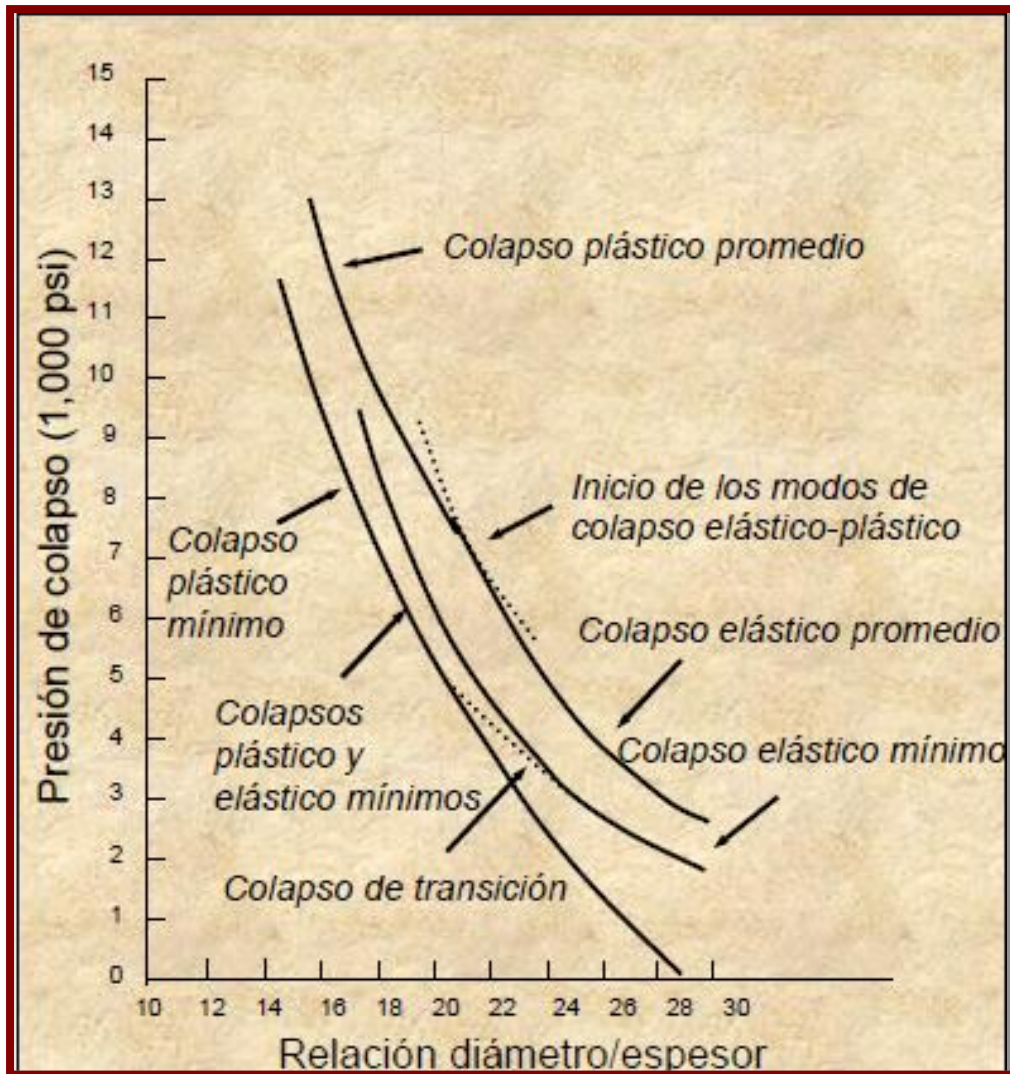


Figura 14 "Tipos de colapso"

1. COLAPSO DE CEDENCIA:

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

Dónde:

P_c = Presión de colapso (psi).

σ_y = Esfuerzo tangencial al radio r .

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

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

2. COLAPSO PLÁSTICO:

$$P_c = \sigma_y \left[\frac{A}{\frac{D}{t}} - B \right] - C$$

Dónde:

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

Los coeficientes empíricos A, B y C se encuentran dados por las siguientes ecuaciones (adimensionales).

$$A = 2.8762 + 0.10679x10^{-5} (\sigma_y) + 0.2130x10^{-10} (\sigma_y^2) - 0.53132x10^{-16} (\sigma_y^3)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609x10^{-6} (\sigma_y)$$

$$C = -465.3 + 0.030867 (\sigma_y) - 0.10483x10^{-7} (\sigma_y^2) + 0.36989x10^{-13} (\sigma_y^3)$$

3. COLAPSO ELÁSTICO:

$$P_c = \frac{2E}{1-\nu^2} \left[\frac{1}{\frac{D}{t} \left[\frac{D}{t} - 1 \right]^2} \right]$$

Dónde:

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).

4. COLAPSO DE TRANSICIÓN:

$$P_c = \sigma_y \left[\frac{F}{\frac{D}{t}} - G \right]$$

Dónde:

P_c = Presion 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

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)^3}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]}{\sigma_y \left[\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right] \left[1 - \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^2}$$

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

FACTORES CAUSALES DEL COLAPSO

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Desgaste por pandeo helicoidal.
- Incremento de presión exterior por temperatura.
- Depresionamientos inadecuados.
- Cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

1. Desgaste de la tubería de revestimiento

Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúan. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por:

- Mucho tiempo para perforar.
- Altas severidades de la pata de perro.
- Problemas de pegadura.

Al reducir el espesor de la pared de la tubería es posible observar que tienden a reducirse las propiedades mecánicas del tubo (tubería empleada para operaciones de ingeniería petrolera).

2. Desgaste por pandeo helicoidal.

Cuando las tuberías de revestimiento no son cementadas hasta la superficie, debe tomarse en cuenta la tensión requerida para asentarla adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y de temperatura de la siguiente etapa de perforación.

En la operación de anclaje deben conocerse el valor de la cima de cemento, determinar la tensión adicional y elongación, en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- Cambio en densidad de fluido interno externo.
- Cambio de presiones en la TR interno-externo.
- Cambio de temperatura.

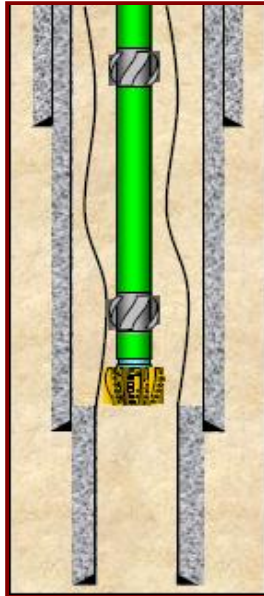


Figura 15 “Desgaste por pandeo helicoidal”

3. Desgaste por incremento de presión externa por temperatura

Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases, separando sólidos de líquidos.

El agua, puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si esta no es desfogada.

Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, la cual se puede presentarse una transferencia de calor a través de la

tubería de producción hacia el fluido empacante, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Ahora bien un incremento de presión en el espacio anular, puede alcanzar valores elevados que causando el colapsamiento de la tubería.

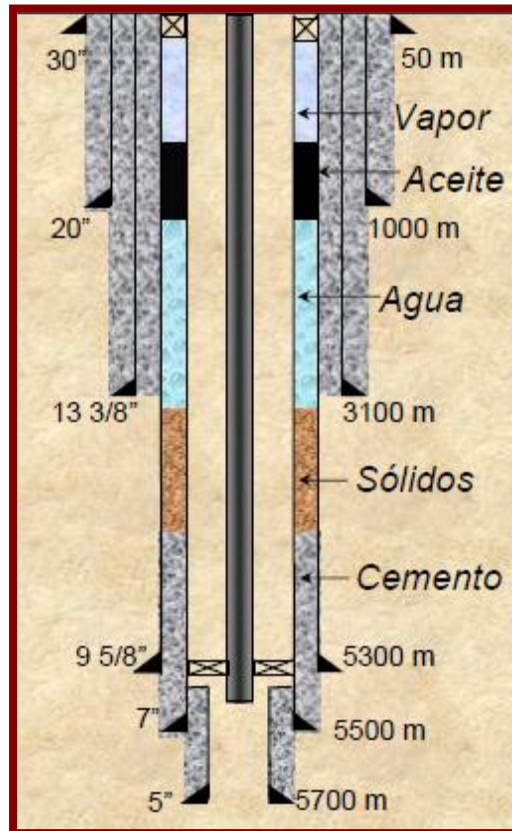


Figura 16 “Desgaste por incremento de temperatura”

4. Desgaste por depresionamientos inadecuados

Este fenómeno se presenta en las inducciones de pozo, cuando el espacio anular se encuentra con fluido empacante y por el interior de la tubería se maneja un gas a presión. El fenómeno se vuelve crítico especialmente cuando no se manifiestan los hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior (efecto succión).

Esto se conjuga con los depresionamientos inadecuados, que generan los denominados “golpes de ariete”, incrementando la fuerza exterior y por ende, el colapso.

Un golpe de ariete se genera cuando se abre y se cierra el estrangulador sin tener un control. Se debe de considerar un tiempo de 3 segundos por cada 1000 m de profundidad para esperar la reacción de la presión en el manómetro.



Figura 17 “Desgaste por depresionamiento inadecuado”

5. Desgaste por cargas geostáticas por flujo de formaciones plásticas actividad tectónica

Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y domos salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos (donde el material se extruye y fluye hacia el pozo), y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento

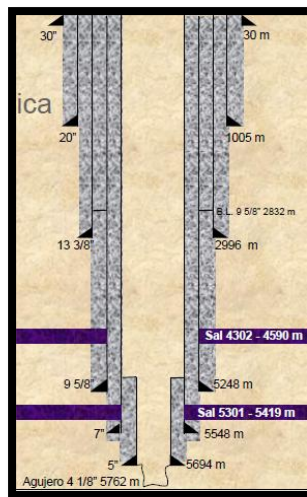


Figura 18 “Desgastes por cargas geostáticas”

RESISTENCIA AL ESTALLAMIENTO

OBJETIVO

Entender y analizar el comportamiento del efecto de las presiones internas sobre las diferentes tuberías empleadas durante la perforación, terminación y fase productiva de un pozo, estudiando de manera detallada la resistencia máxima de las mismas a los fenómenos de esfuerzo interno sobre la paredes de la misma con el fin de la correcta selección de características y tipos de tubería.

ESTALLIDO

La falla por estallamiento de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la misma. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento. Por efecto de las traducciones y el manejo del término burst, generalmente se le ha denominado como resistencia a la presión interna. Sin embargo, es claro anotar que este utilizado debido a que la presión interna es la carga y la propiedad del material es la resistencia. Esta opone el material a fallar por estallamiento o explosión debido a la carga a la que está sometido por la presión actúa en la cara interior del tubo.

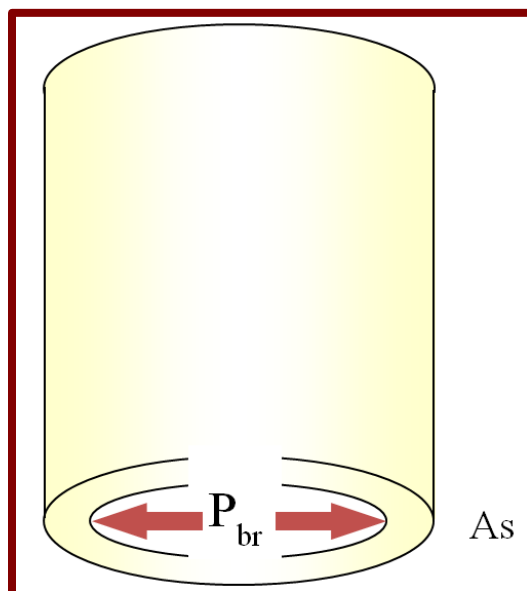


Figura 19 “Resistencia al estallamiento”

RESISTENCIA AL ESTALLAMIENTO

Para predecir la resistencia al estallamiento de tuberías se utiliza la ecuación de Barlow. Se recomienda para tubos de espesor delgado, y es avalada por el API como estándar en sus especificaciones.

$$P_{EST} = 0.875 \frac{2 \sigma_y}{d / t}$$

Donde

P_{EST} = Resistencia al estallamiento (psi)

σ_y = Cedencia (psi)

d = Diámetro nominal (pg)

t = Espesor nominal (pg)



Figura 20 “Tuberías vs Estallamiento”

HIPÓTESIS PARA APLICAR LA ECUACIÓN DE BARLOW

- Considera el mínimo espesor permisible en el cuerpo del tubo (87.5% del espesor nominal).
- Esfuerzo radial despreciable.
- Esfuerzo axial o carga axial = 0
- Esfuerzo tangencial considerando presión externa = 0
- Falla por cedencia (presión de cedencia interna).
- A temperatura ambiente de 20 grados centígrados.

La ecuación calcula la presión interna, en la cual el esfuerzo tangencial en la pared interior alcanza el esfuerzo de cedencia del material. El factor de 0.875 corresponde al 87.5% del total debido a la tolerancia permitida del fabricante en el espesor de la pared, la cual es igual a 12.5%. El resultado de esta ecuación debe ser redondeado a 10 psi para obtener el mismo valor que en las tablas.

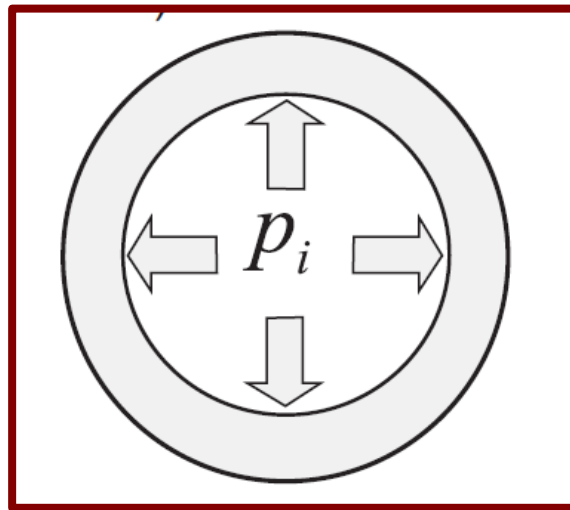


Figura 21 “Presión interna”

Efectos que causaría un exceso en la presión interna: **Ballooning** (aglobamiento) y **Buckling** (pandeo helicoidal).

PERFILES DE PRESIÓN INTERNA

Como se mencionó previamente, las condiciones de presión que se presentan durante la introducción, cementación, perforación, terminación y producción de un pozo corresponden más a cambios de presión por el interior de las tuberías. Lo anterior implica diferentes condiciones de flujo que generan un comportamiento de presión respecto a profundidad en el interior de las tuberías. Este perfil de presión interna determinado para cada caso u operación dentro del pozo, representa el estudio de por vida de las condiciones de presión a las que se va a someter la tubería. Por lo tanto, debemos evaluar todos los casos que represente un estado de cambio de presión en la tubería. A continuación, se presentan algunos de los casos más comunes y utilizados para representar la forma de evaluar los perfiles de presión en el interior de las tuberías.

DURANTE LA INTRODUCCIÓN DE LA TUBERÍA

El perfil de presión generado por el desplazamiento de los fluidos bombeados durante las operaciones de cementación, en el cual se consideran las caídas de presión por fricción y el fenómeno de caída libre en el interior de la TR. La representación generalizada para evaluar el perfil de presión es la siguiente:

$$P_i = h_z \rho_f / 10$$

Dónde:

P_i = Presión interna (Kg/cm²)

h_z = Profundidad de interés (m)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cm³)

DURANTE LA CEMENTACIÓN

El perfil de presión generado por el desplazamiento de los fluidos bombeados durante las operaciones de cementación, en el cual se consideran las caídas de presión por fricción y el fenómeno de caída libre en el interior de la TR. La representación generalizada para evaluar el perfil de presión es la siguiente:

$$P_e(h) = P_{wh} + \sum_{j=1}^{j-Nf} h_j \rho_j + \sum \sum \Delta H_l f_{lj} v_{ij}^2 \rho_j$$

Dónde:

P_i = Presión de circulación de fondo (psi)

P_{wh} = Presión en cabeza del pozo (psi)

h_j = Profundidad de interés (ft)

ρ_i = Densidad del fluido circulante (psi/ft)

ΔH_l = Tirante del fluido (ft)

f_{lj} = Factor de fricción (adimensional)

v_{ij} = Velocidad del fluido (j) en la geometría (i) (ft/seg)

La representación generalizada para evaluar el perfil de presión es capaz de relacionarse por medio de la siguiente imagen.

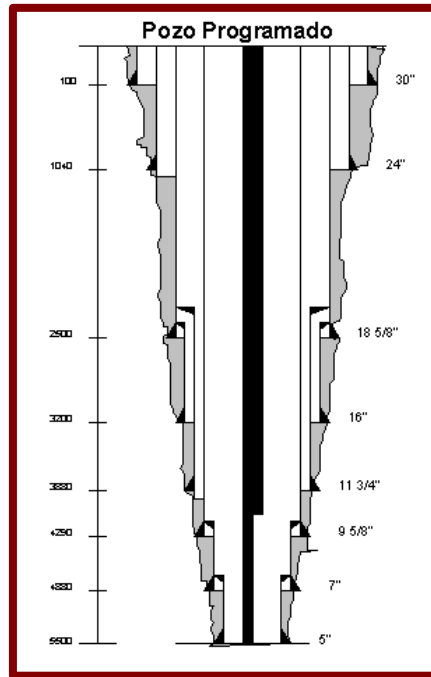


Figura 22 “Durante la cementación”

PRUEBAS DE PRESIÓN

Es el perfil de presión resultante de la aplicación de una presión de inyección en superficie, a través del uso de un fluido de densidad constante. El resultado es un perfil de presión lineal, desde la superficie hasta el punto de profundidad de la prueba.

$$P_i = P_{iny} + h_z \rho_f / 10$$

Donde

$$P_i = \text{Presión interna (Kg/cm}^2\text{)}$$

$$P_{iny} = \text{Presión de inyección (Kg/cm}^2\text{)}$$

$$h_z = \text{Profundidad de interés (m)}$$

$$\rho = \text{Densidad del fluido (gr/cm}^3\text{)}$$

HIDRÁULICA DURANTE LA PERFORACIÓN

La estimación del comportamiento de la presión de circulación durante las operaciones de perforación, conducen a considerar las caídas de presión por fricción en cada uno de los componentes de la sarta, tanto en el interior como por el espacio anular. La forma más común y convencional de obtener la presión de circulación en cada punto de profundidad queda representada por la siguiente fórmula:

$$P_i(h) = P_{wh} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \rho_i h_j + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m h_j f_{ij} v_{ij} \rho_i$$

Donde

$P_i(h)$ = Presión en el interior (psi)

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo (psi)

ρ_i = Densidad del fluido de perforación (psi/ft)

h_j = Profundidad de cambio de sección del flujo (ft)

f_{ij} = Factor de fricción para un fluido y cambio de sección geométrica

v_{ij} = Velocidad del flujo (ft/seg)

PERDIDA DE CIRCULACIÓN

Esta condición se manifiesta al considerar que la tubería de revestimiento se queda vacía por el interior. Esto se debe a una pérdida total o parcial del fluido de control al continuar con la perforación de la siguiente etapa. Las causas de la pérdida pueden obedecer a diferentes factores. Sin embargo, para determinar el perfil de presión por el interior de la tubería, se representa una presión equivalente de 1 atmósfera en el tirante vacío, y a partir de este punto, se considera la hidrostática del fluido de control. En el caso de una pérdida total, se considera la presión atmosférica en toda la longitud de la TR.

LA CONDICIÓN DE UN BROTE

La manifestación de gas durante la perforación de la siguiente etapa propicia que se modifique el perfil de presión en el interior de la TR. Al momento de controlar un brote, también se ve alterado el perfil de presión por el interior de la tubería.

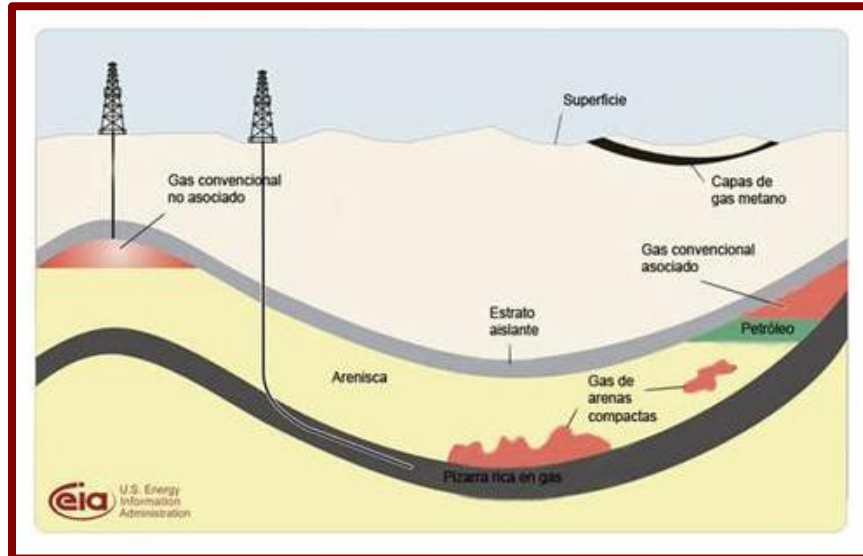


Figura 23 “Condición de un brote”

POR MIGRACIÓN DE GAS

Este caso de presión se manifiesta por la canalización del gas a una presión constante hasta la superficie. Propicia que la presión de poro al nivel del intervalo que produce el gas, se manifieste con la misma severidad o intensidad en superficie. Por esto se incrementa la presión en el interior de la TR al sumar la carga hidrostática del fluido de control.

FUGA EN EL TUBING

Este caso considera que la tubería de producción incurrió en una falla por fuga en las conexiones, transmitiendo la presión de producción o inyección hacia el espacio anular. Con esto se incrementa la presión de los fluidos contenidos en dicho espacio anular. El perfil de presión resultante es lineal al considerar la presión hidrostática del fluido en el Espacio Anular (EA) más la presión debida al fluido producido.

La siguiente formula nos permite el cálculo de fugas en el tubing

$$P_i = P_{gas} + P_{hea}$$

Donde

$$P_i = \textit{Presion interna}$$

$$P_{gas} = \textit{Presion de gas (psi)}$$

$$P_{hea} = \textit{Presion hidrostática en el espacio anular (psi)}$$

ESTIMULACIÓN O INYECCIÓN DE TUBERÍAS

El efecto de la inyección de fluidos al interior del pozo propicia una condición de cambio de presión en el interior de la TR. Si la inyección de los fluidos es por el espacio anular, el perfil de presión resultante es el generado por la presión de inyección y la dinámica de los fluidos inyectados en EA. Si la inyección es por el tubing, el efecto del cambio de temperatura en el espacio anular debe considerarse, ya que afecta al comportamiento de presión en EA, por efecto de la expansión térmica en el mismo.

$$P_i = P_{wh} + P_{hea} + \Delta P_f$$

Donde

$$P_i = \textit{Presión interna (psi)}$$

$$P_{wh} = \textit{Presión en la cabeza del pozo (psi)}$$

$$P_{hea} = \textit{Presion hidrostática en el espacio anular (psi)}$$

$$\Delta P_f = \textit{Caidas depresión por fricción en espacio anular (psi)}$$

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS

Las condiciones de producción ocasionan un cambio en las condiciones de temperatura en el espacio anular. Es importante evaluarlo para estimar el grado de afectación por expansión térmica. Los perfiles de presión y temperatura que se deben evaluar son función del comportamiento dinámico del flujo prevaleciente del

intervalo productor. Es decir, puede ser en condiciones de flujo multifario, de una sola fase o bifásico. Una manera formal de re-presentar la evaluación de esta condición es la siguiente:

$$P_i = P_{wh} + P_{hea} + \Delta P_f$$

Donde

P_i = Presión interna (psi)

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo (psi)

P_{hea} = Presión hidrostática en el espacio anular (psi)

ΔP_f = Caídas de presión por fricción en el espacio anular (psi)

CRITERIOS PARA EL DISEÑO PARA REVESTIDORES

El criterio para el Estallido se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al tomar un influjo durante la perforación de la siguiente sección del agujero.

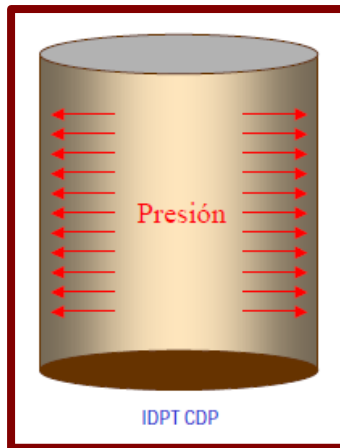


Figura 24 “Criterio para el diseño de revestidores”

GAS A LA SUPERFICIE

Este es el caso extremo. Para mayor Factor de Seguridad al estallido se supone que un influjo de gas ha desplazado por completo la columna de lodo dentro del pozo. Esto hará que el revestidor quede sometido a los efectos de estallido por la presión de formación actuando en su interior.

En el tope del agujero, la presión exterior ejercida por la columna de lodo es cero, por lo que la presión interna deberá ser soportada enteramente por el cuerpo del revestidor. Por lo tanto, la presión de estallido será máxima en el tope y mínima en la zapata del revestidor donde la presión interior es resistida por la presión hidrostática de la columna de fluidos en el anular exterior al revestidor.

En el diseño convencional del revestidor, se acostumbra suponer que el influjo es de gas lo cual constituye el caso más desfavorable para el sistema del pozo en términos de presión.

El gradiente del gas del influjo se supone de 0.1 psi/pie. Este gradiente causará un pequeño incremento en la presión de formación a medida que asciende dentro del pozo. Se deberá seleccionar un punto para el asentamiento para el revestidor tal que la presión impuesta en la zapata sea menor que la presión de fractura de la formación debajo de ella a esa profundidad

En pozos exploratorios en los que se desconoce la presión del yacimiento, la presión de formación de la siguiente sección del agujero se estima con base en el máximo peso de lodo.

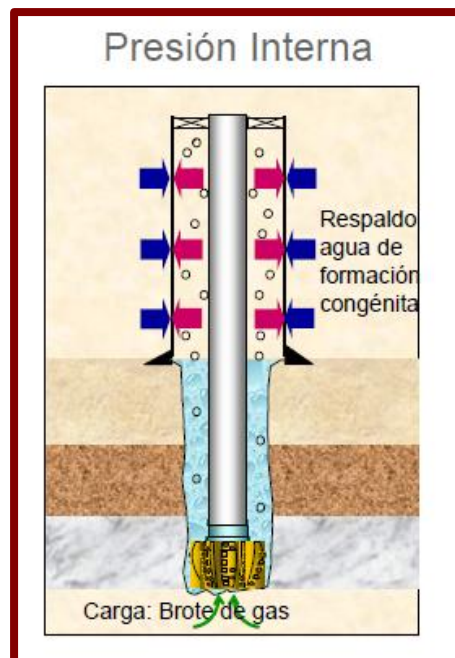


Figura 25 “Brote de gas”

EJEMPLO DE REDISEÑO A LA PRESIÓN INTERNA

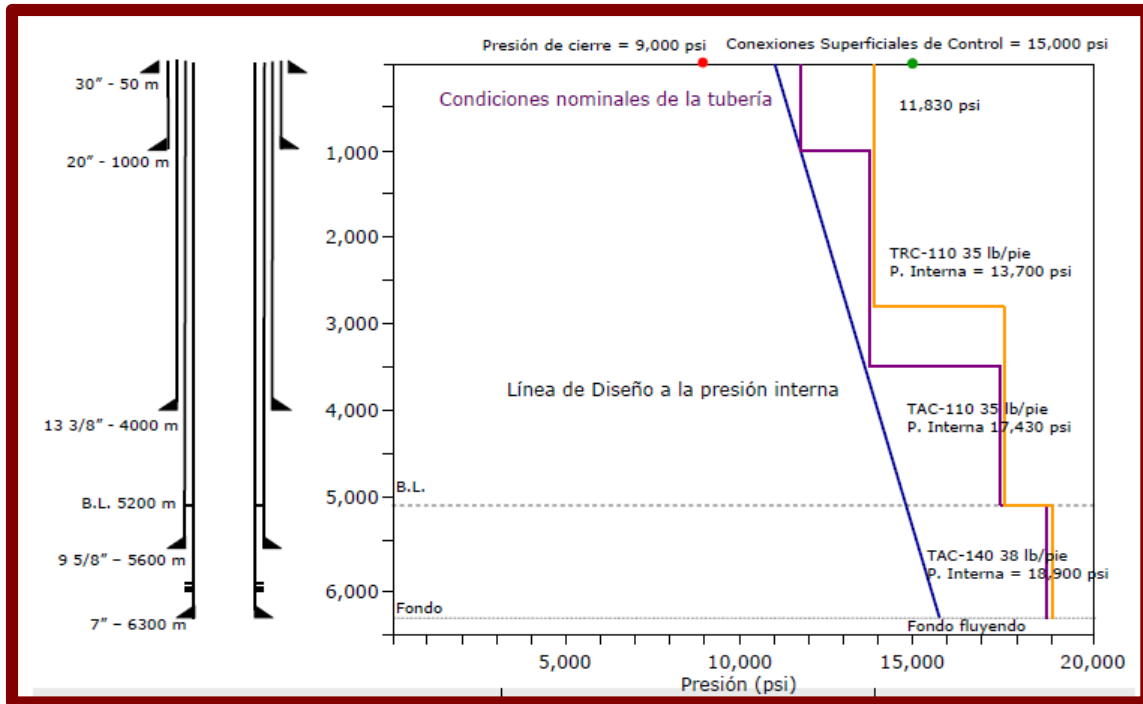


Figura 26 “Ejemplo de rediseño a la presión interna”

PRUEBA HIDRÁULICA

La prueba hidráulica se realiza a todos los tubos de acuerdo con las normas del API, el cual es del orden del 80% de su capacidad mecánica a la presión interna durante 5 seg.

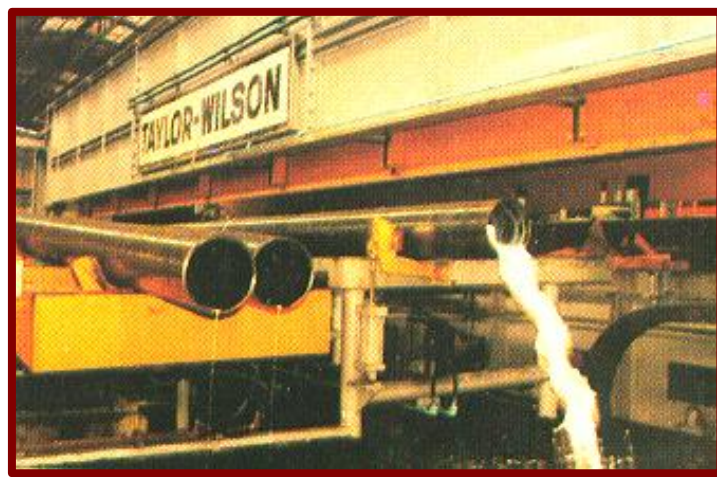


Figura 27 “Prueba hidráulica”

RESISTENCIA A LA TENSIÓN

TENSIÓN

La tensión es una condición mecánica (tensionada) de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales (fuerza axial) que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales.

La tensión de la tubería es la capacidad que tiene la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida. Durante el diseño de las tuberías deberá considerarse un valor adicional de tensión, debido a que durante la introducción pueden presentarse eventos operativos tales como pegaduras, derrumbes, fricciones, etc.

El factor de seguridad comúnmente utilizado en la Industria Petrolera y Geotérmica a la tensión es de 1.8 para conexión API y de 1.6 para conexión Premium.

RESISTENCIA A LA TENSIÓN

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. Se define como el esfuerzo axial que se requiere para superar la resistencia del material y causar una deformación permanente. Es decir “Ecuación de resistencia a la tensión.”

$$R_T = 0.7854 (de^2 - di^2)\sigma_y$$

Dónde:

R_T = Resistencia a la tensión en lb/plg^2 (psi).

De = Diámetro exterior en pulgadas.

Di = Diámetro interior en pulgadas.

σ_y = Mínimo esfuerzo de cedencia en lb/plg^2 (psi).

Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar un carga axial en forma incremental, la resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por el API, se mide en unidades de fuerza (libras) con un valor, resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras, al aplicar la ecuación de resistencia a la tensión.

Ejemplo:

Calcular la resistencia a la tensión de una tubería de perforación grado E75 con un diámetro exterior de 2 3/8" y un diámetro interior de 1.815".

$$R_T = 0.7854 (de^2 - di^2)\sigma_y$$

$$R_T = 0.7854 (2.375plg^2 - 1.815^2)\left(\frac{75000lb}{plg^2}\right)$$

$$R_T = 138214.69 \text{ lbf}$$

Datos de tensión, torsión y resistencia al colapso para tuberías de perforación API

Diámetro nominal (Pg)	Peso Nominal. (lb/pie)	Espesor de la pared (pg)	Código de peso Numero	Clase	Grado	Tensión (lbf)	Torsión (ft-lbf)	Resistencia al Colapso (psi)
2.3/8	4.85	0.19	1	I	E75	98000	4760	10500
	6.65	0.28	2	II	G105	151000	5810	11763
	8.45	0.371	3	Premium	X95	136000	6090	12155
3 1/2	9.50	0.254	1	I	G105	452000	29520	13344
	13.30	0.368	2	II	S135	382000	22160	13721
	15.50	0.449	3	Premium	E75	153000	11090	8703
4	11.85	0.262	1	I	X95	361000	29500	13721
	14.00	0.33	2	II	S135	404000	27740	15592
	15.70	0.38	3	Premium	G105	314000	25420	13866
4 1/2	13.75	0.271	1	I	E75	412000	36900	12546
	16.60	0.337	2	II	S135	581000	44030	18058
	20.00	0.43	3	Premium	G105	452000	40160	16042
5	16.25	0.296	1	I	X95	501000	52140	12039
	19.50	0.362	2	II	X95	395000	34460	9631
	25.60	0.5	3	Premium	S135	561000	58110	15636
5 1/2	19.20	0.304	1	I	S135	895000	101830	17626
	21.90	0.361	2	II	G105	548000	52370	119096
	24.70	0.415	3	Premium	E75	391000	44320	9051
6 5/8	25.20	0.33	2	I	E75	489000	70580	6542

Tabla 2 "Datos al colapso de tuberías de perforación API"

FALLAS EN LAS JUNTAS Y ROSCAS

Las conexiones roscadas o juntas de tuberías son elementos mecánicos con dimensiones geométricas variables que hacen difícil a diferencia de las tuberías establecer una condición de falla en las mismas. Sin embargo, se han detectado diferentes modos de falla en las juntas por efecto de la carga impuesta a continuación se menciona los diferentes tipos de fallas de roscas y estas se pueden ver en fotografías anexos.



Figura 28 “Fallas por tensión”

FALLA A LA TENSION

1. Las fallas por tensión ocurren cuando se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta de perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del agujero.
2. Ocasionalmente falla la junta si se le aplica torque por encima de lo recomendado.
3. La carga a la tensión es mayor que la resistencia máxima de tensión.
4. La tubería presenta un cuello junto a la fractura.

FALLA POR CARGA AXIAL

Las cargas axiales pueden dividirse en cargas de tensión y cargas compresivas. Las cargas de tensión generalmente son soportadas por la forma de la rosca de la conexión. Mientras que las cargas compresivas, se soportan por la forma de la rosca y por los hombros de paro o por ambos.

SALTO DE ROSCAS

Es una situación de falla originada por una carga de tensión en la que se presenta una separación de la rosca del piñón o de la caja con poco o sin ningún daño sobre los elementos de la rosca. En caso de una carga compresiva, el piñón se incrusta dentro de la caja.

FRACTURA

La carga de tensión genera la separación del piñón de la del cuerpo del tubo, que generalmente ocurre en la última rosca enganchada.

PREVENCIÓN DE FALLAS A LA TENSIÓN

1. La mayoría de las fallas por tensión se pueden eliminar utilizando un proceso efectivo de diseño y buenas prácticas en las inspecciones.
2. Seleccionar tubería de perforación capaz de soportar las cargas anticipadas más un margen de sobre tensión, más un factor de diseño.
3. Utilizar un sistema de identificación que muestre el peso y el grado.
4. Asegurar que el indicador del peso del equipo de perforación este calibrado correctamente y no excede de la carga a la tensión permitida.

MÉTODOS PARA CALCULAR LA TENSIÓN EN UNA TUBERÍA (TR)

De esta manera es posible encontrar métodos como:

- 1) Método del factor de flotación. \longrightarrow $\text{Peso flotado} = F.f * \text{Peso en el aire}$
- 2) Método de Presión-Área. \longrightarrow $\text{Peso en el aire} = Wn \text{ (lbs/pie)} * \text{Prof.}$

El factor de flotación es aquel usado para compensar la pérdida de peso de la sarta debido a su inmersión en el fluido de perforación. La flotabilidad la cual es la fuerza contraria a la gravedad, que mantiene los cuerpos a flote. La fuerza neta en dirección hacia arriba es igual a la suma del peso del fluido desplazado por el volumen del cuerpo u objeto sumergido.

En operaciones de perforación se necesita saber que tanto peso tiene la tubería de perforación cuando se introduce al agujero lleno de fluido de perforación. Por lo cual el factor de flotación es el valor que se requiere manejar y se tiene que estar en capacidad para calcularlo.

CARGAS AXIALES

Una de las principales causas de fallas en las tuberías es la acción de las cargas axiales en las operaciones de un pozo, las cargas axiales se producen inicialmente por la acción natural de los efectos gravitacionales, es decir el propio peso de los tubos, también se genera fallas por el contacto entre agujero y tubería y tubería-tubería.

También se presenta el efecto de choque que se genera por el paro súbito al momento de introducir, También se ven alterado por efecto de los cambios de presión y/o temperatura que se suscitan al cambiar de densidad del fluido de control y al efectuar operaciones que demandan presión.

- PESO

El primer efecto axial a considerar que experimentan las tuberías es el peso propio de la sarta de tuberías. Se utiliza el peso nominal del tubo y conexión en las tuberías de revestimiento y en las tuberías de producción. Mientras que para tuberías de perforación, es práctica común utilizar el denominado peso ajustado, que significa considerar el peso nominal del cuerpo del tubo, más el peso de la conexión. Lo anterior se debe a que la sarta de perforación generalmente cuenta con conexiones recalcadas de mayor peso unitario que el cuerpo del tubo.

- **PESO FLOTADO**

El peso de una sarta de perforación o de una de revestimiento puede exceder a las 200 toneladas. Estos enormes pesos representan un gran esfuerzo para los equipos de perforación; sin embargo, estos pesos son parcialmente soportados por el efecto de flotación del fluido de perforación, el cual se reduce a una fuerza. La fuerza de flotación está en función de la presión ejercida por el fluido y del área de la sección transversal sobre la cual actúa esta presión, al considerar el efecto de flotación por los fluidos presentes en el pozo mediante el método denominado presión-área.

- **CHOQUE**

Una fuerza puede generarse por la aceleración y desaceleración instantánea durante la introducción de la tubería en el pozo (corrida). La magnitud de la fuerza axial generada puede ser de importancia para fines de diseño. Por esto debe estimarse basándose en la teoría elástica. Es de observarse que en la medida que se aumente la velocidad de introducción, la tubería se expone a una carga de choque elevada. Esta se considera como medida de seguridad.

- **FRICCIÓN (ARRASTRE)**

Las tuberías experimentan una carga axial por efecto del contacto que tienen con el agujero en el fondo del pozo (TRs) o por el contacto que se tiene entre tuberías, TRs con la sarta de perforación o TP con TRs. Por el contacto entre los materiales la estimación de esta fuerza axial actuante se realiza considerando la fuerza normal de la carga axial presente a una profundidad dada.

Por efecto del contacto, cuando la tubería se jala o se levanta, la fuerza axial debe considerarse como positiva (incremento en la tensión). Es decir, se incrementa la carga axial de tensión por la fuerza de fricción contraria al movimiento de la tubería al pozo, esta fuerza axial de contacto se presenta como una fuerza compresiva (negativa). Esto es porque la fuerza de contacto sirve de apoyo para soportar la carga axial presente en la tubería.

COMPRESIÓN

La fuerza de compresión es generada por el empuje del fluido (lodo, cemento, etc.) sobre el área de la sección transversal de la tubería, cuando esta es introducida.

La fuerza de compresión desaparece después de que el cemento haya fraguado. Sin embargo, se han observado casos en que la tubería queda sometida a esfuerzos de compresión cuando las cementaciones son defectuosas.

Altos valores de compresión se presentan cuando la tubería de revestimiento es introducida en altas densidades del fluido de perforación.

Los diseñadores deben tener presente este fenómeno, principalmente en la selección de la conexión; puesto que la resistencia de la conexión a la compresión se ven reducida por sus características y diseño, principalmente en las conexiones integrales lisas.

Es importante revisar y comparar el valor de compresión a la que será sometida la sarta de tubería de revestimiento contra la resistencia de la conexión a la compresión.

ESFUERZOS BIAXIALES

Los esfuerzos biaxiales se definen como el cambio en el comportamiento de sus propiedades mecánicas que sufren los tubulares cuando son sometidos a las combinaciones de esfuerzos.

Durante las operaciones que se realizan con los tubulares durante la introducción, cementación de la tubería y durante la vida productiva del pozo, las tuberías se encuentran sujetas a diferentes cargas combinadas.

- Tensión
- Compresión

Tensión:

Cuando la tubería se encuentra a tensión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento a la presión interna se incrementa, mientras que en el colapso disminuye.

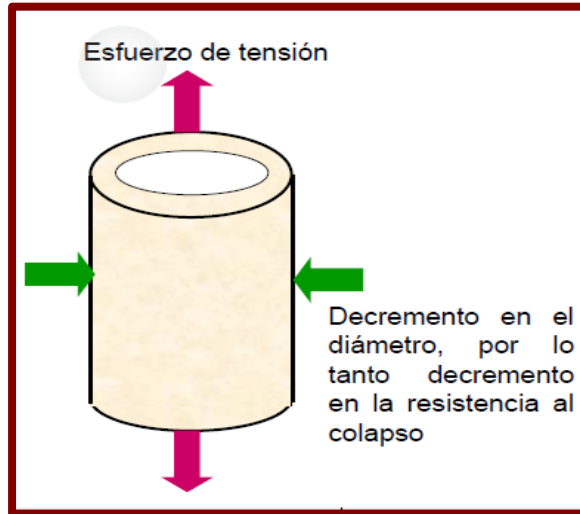


Figura 29 “Esfuerzo de tensión”

Compresión:

Cuando la tubería se encuentra a compresión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa, mientras que la presión interna disminuye.

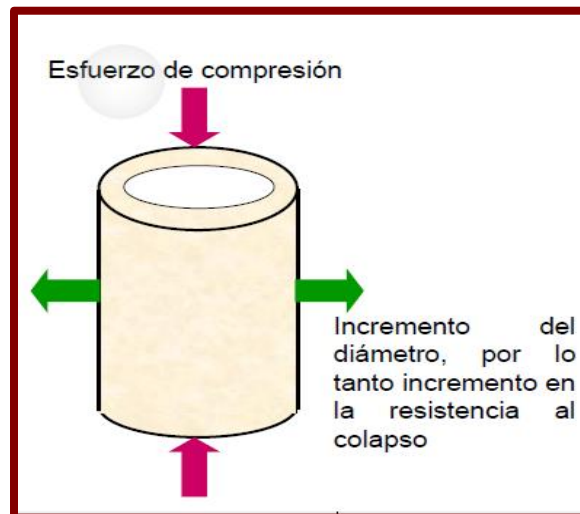


Figura 30 “Esfuerzo de compresión”

RESISTENCIA A LA CORROSIÓN

CORROSIÓN

La corrosión es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque químico por su entorno. Los fenómenos corrosivos que cuantitativamente son más frecuentes en la práctica son los que se denominan de corrosión húmeda, es decir en presencia de agua en estado de condensación, aunque sea en forma de simple humedad atmosférica. La corrosión húmeda puede ser de tipo generalizada o localizada.

Existen cinco tipos de corrosión húmeda localizada.

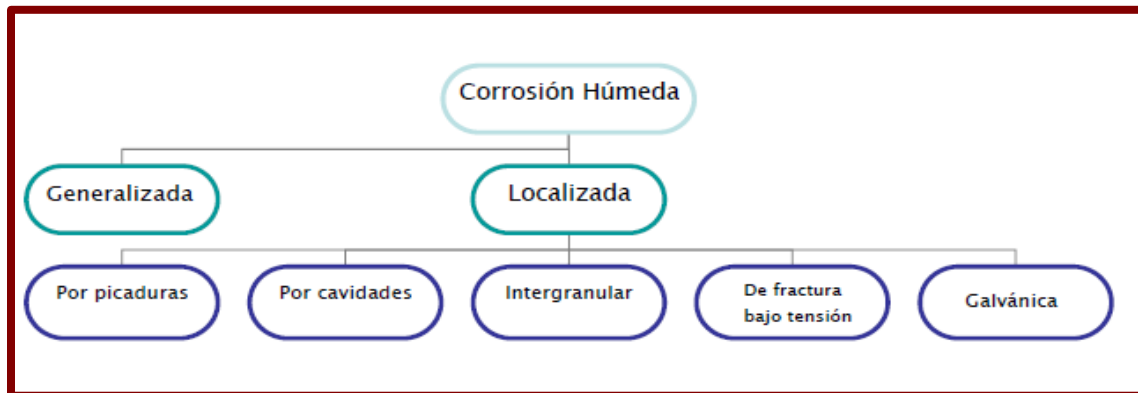


Figura 31 “Esquema tipos de corrosión”

1. Corrosión Generalizada

La corrosión generalizada se presenta en la totalidad de la superficie expuesta del metal en forma de agresión progresiva y a una velocidad constante.

2. Corrosión Localizada

Existen varias causas posibles para este tipo de ataque (corrosión localizada), en general se trata de variaciones en las condiciones locales de la superficie de ciertos metales.

De esta manera es posible mencionar que existen cinco tipos diferentes de corrosión localizada, los cuales constan en:

a) Corrosión por picaduras

El picado es un tipo de corrosión frecuentemente observado en los aceros inoxidable, es una forma de corrosión localizada muy peligrosa, ya que en ocasiones el avance del debilitamiento en el material puede no ser observable. Se caracteriza por la presencia de pequeñas perforaciones localizadas en una superficie que por otro lado presenta áreas no afectadas.

Los ambientes típicos capaces de desarrollar corrosión por picaduras son el agua marina y en general las aguas que contienen iones cloro (estancadas)

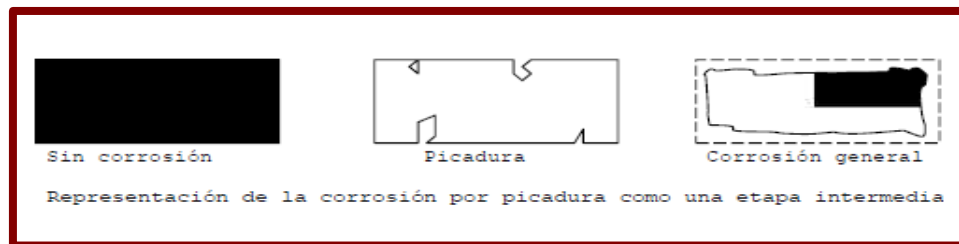


Figura 32 “Corrosión por picaduras”

b) Corrosión por Cavidades.

Esta corrosión se puede presentar cuando se presenten intersticios entre dos superficies acopladas de piezas metálicas del mismo o diferente tipo, o bien entre piezas metálicas y depósitos de cuerpos extraños, incluso no metálicos (microorganismos u otros depósitos de materiales).

Este tipo de corrosión ataca la superficie metálica que se encuentra oculta, por ejemplo, debajo de arandelas o cabezas de tornillo, en las roscas de tornillos o en accesorios de tubería en contacto con juntas, bajo sedimentos o sólidos asentados, o bajo la flora marina.

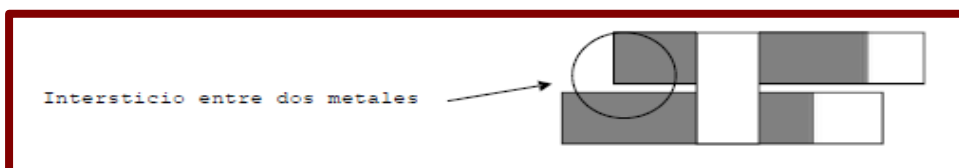


Figura 33 “Corrosión por cavidades”

c) Corrosión Intergranular

Es una corrosión localizada a escala microscópica en los límites de grano de la aleación. En el acero inoxidable regularmente es resultado del agotamiento del cromo sobre los límites de grano en zonas sensibilizadas por procesos térmicos.

d) Corrosión de Fractura Bajo tensión.

Toma la forma de fractura ramificada en un material aparentemente dúctil. Para que la corrosión de fractura bajo tensión ocurra, se requiere de la interrelación de dos factores esenciales: la superficie del material expuesto al medio corrosivo deberá estar bajo esfuerzo de tensión y el medio corrosivo deberá específicamente ser causa de la corrosión bajo tensión.

El esfuerzo de tensión puede ser el resultado de cargas aplicadas, presión interna en el sistema o esfuerzos residuales provenientes de soldaduras anteriores o combadura. El medio corrosivo que puede provocar este fenómeno corrosivo es aquel que tiene presencia de cloruros, sosa cáustica y sulfuros bajo condiciones de alta temperatura.

La corrosión de fractura bajo tensión rara vez tiene lugar si la temperatura es menos a 50°.

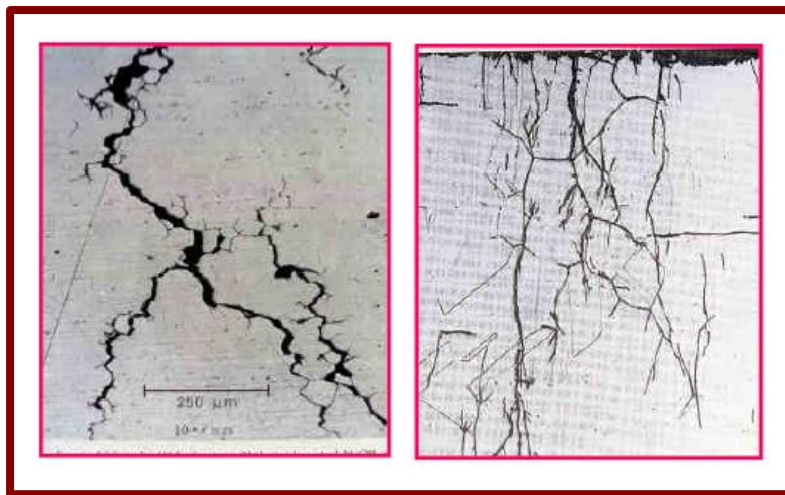


Figura 34 “Corrosión de fractura bajo tensión”

e) Corrosión Galvánica

Este tipo de corrosión ocurre cuando dos metales distintos están en contacto eléctrico y sumergido en el mismo electrolito (incluyendo la humedad atmosférica). El material más activo de los dos, denominado ánodo, se corroe a una velocidad mayor. El más pasivo, denominado cátodo queda protegido y su velocidad de corrosión será menor que la normal.

Al utilizar el mismo tipo de material o al evitar el contacto eléctrico entre los dos materiales diferentes a unir, se evita este tipo de corrosión.

Los metales y aleaciones pueden ser ordenados de acuerdo a su comportamiento activo (anódico) o noble cuando se encuentran en un determinado electrolito. A esta clasificación se le conoce como serie galvánica

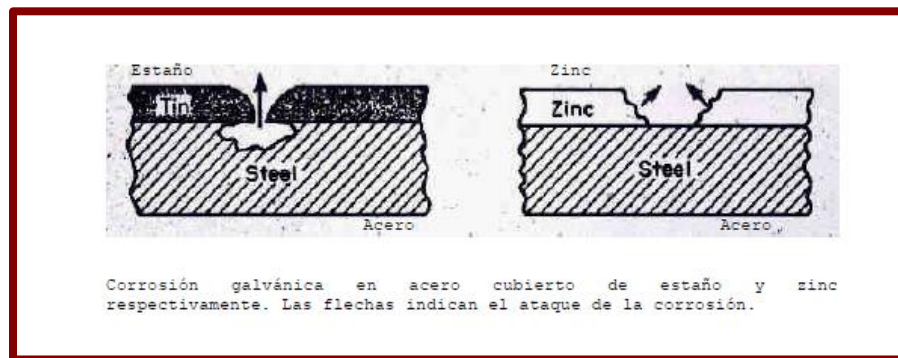


Figura 35 “Corrosión galvánica”

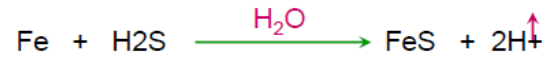
CORROSIÓN POR AGENTES QUÍMICOS

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, en este trabajo nos enfocaremos principalmente a las comúnmente observadas en tuberías usadas en las operaciones de perforación y terminación de pozos; así como en las tuberías de conducción (línea), las cuales son:

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

a) Corrosión por H_2S

Reacción química:



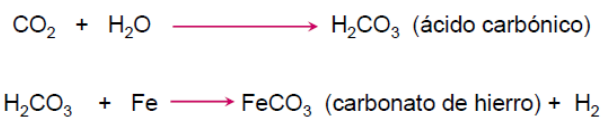
El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escama.



Figura 36 "Corrosión por ácido sulfhídrico"

b) Corrosión por 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.



Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H_2S y CO_2 , hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.

FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN

- Esfuerzo de cedencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados (Tensión).
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (Fluidos utilizados o agua de la formación).
- Temperatura
- Presiones parciales del H_2S y CO_2 .

ESFUERZO DE CEDENCIA O DUREZA DE LA TUBERÍA

Investigaciones han demostrado que aceros con esfuerzo a la cedencia de mínimos de 90,000 psi, sin inmunes a los ambientes corrosivos. En términos de dureza son de 22HRC.

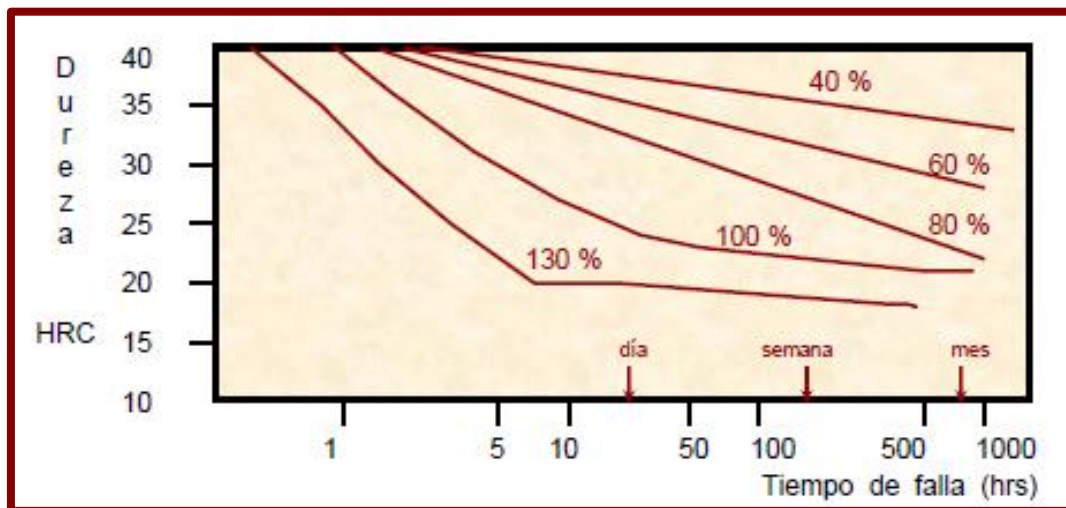


Figura 37 “Esfuerzo de cedencia de la tubería”

LIMPIEZA DEL ACERO

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento a base de calcio y silicio, los cuales atrapan las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esférica tipo globular que impiden la acumulación de hidrógeno.

Con un buen proceso de limpieza del acero se logra una homogeneidad microestructural, donde se ven favorecidas las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil del producto en ambientes corrosivos.

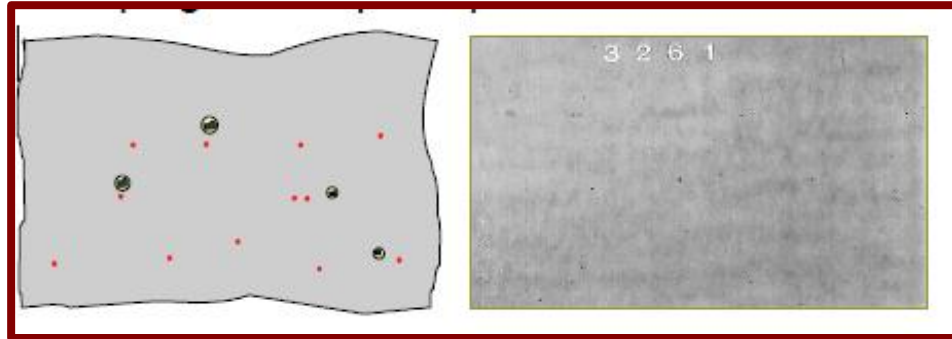


Figura 38 "Limpieza del acero"

PH DE LA SOLUCIÓN (FLUIDOS UTILIZADOS O AGUA DE LA FORMACIÓN)

Las soluciones se miden por el pH, donde es una función logarítmica $pH = -\log(H^+)$. En una solución con un pH de 6, 5 y 4 ésta es más ácida entre 10, 100 y 1000 veces con respecto a un pH de 7.

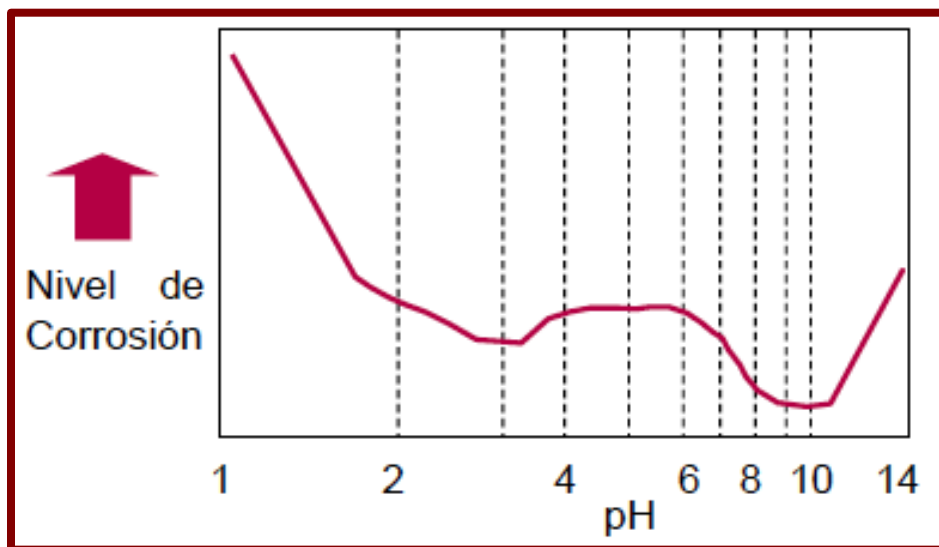


Figura 39 "PH DE LA SOLUCIÓN"

En las terminaciones o intervenciones en los pozos se utilizan fluidos ácidos, tales como el HCl con un $pH=1$, para la limpieza de los intervalos, principalmente para las formaciones carbonatadas.

Cuando se manejen este tipo de productos, deberá ponerse atención a las operaciones, porque algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pueden quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a las tuberías.

TEMPERATURA

Cuando la temperatura se incrementa, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye la solubilidad del H_2S en el agua de formación, así como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en un rango de temperaturas de 70 a 80 °C. Para temperaturas menores, la solubilidad del $FeCO_3$ con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a proteger a la tubería

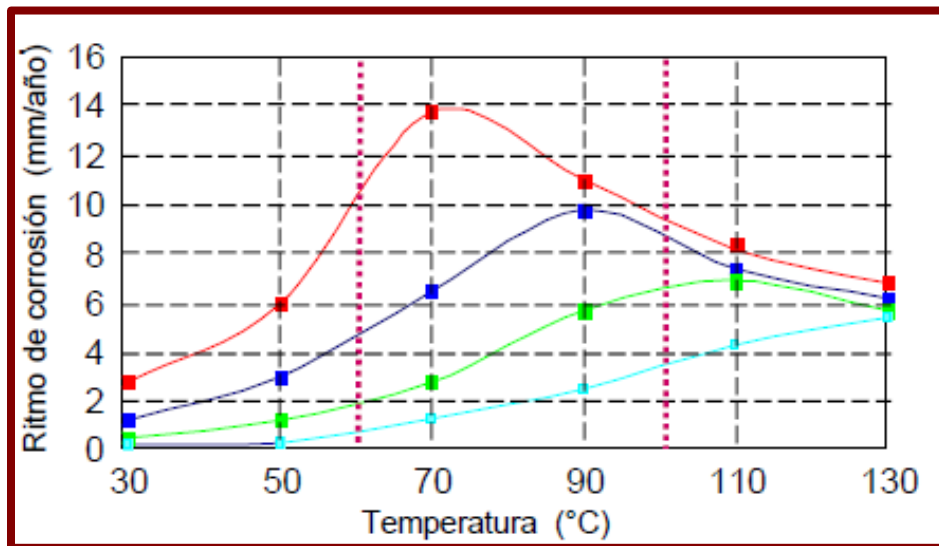


Figura 40 “Temperatura vs Corrosión”

RESISTENCIA LA TORSIÓN

TORSIÓN

En ingeniería, torsión es la sollicitación que se presenta cuando se aplica un momento sobre el eje longitudinal de un elemento constructivo o prisma mecánico, como pueden ser ejes o, en general, elementos donde una dimensión predomina sobre las otras dos, aunque es posible encontrarla en situaciones diversas.

ESFUERZOS DE TORSIÓN (γ)

Se producen cuando, se somete un eje a un torque o un par en un extremo y en el otro extremo esta fijo.

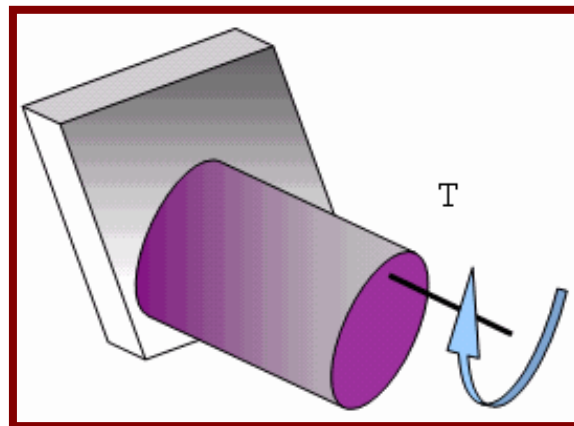
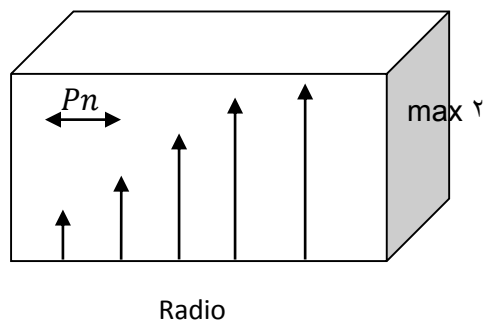


Figura 41 “Esfuerzo de torsión”

Otra definición puede quedar definida como la relación interna del material a oponerse al torque.

Deducción de la ecuación:

1.



Si el esfuerzo es 0 no hay Torsión, por lo tanto:

$$\frac{T_n}{P_n} = \frac{T_{max}}{\gamma}$$

Entonces:

$$T_n = \frac{P_n \cdot T_{max}}{\gamma}$$

2. Ley de Hook

$$T_n = \frac{dP_n}{dA}$$

$$dP_n = T_n dA = \frac{P_n \cdot T_{max}}{\gamma} \cdot dA$$

3. Torque

El torque es el producto de la fuerza por la distancia, cabe mencionar que ambos deben ser perpendiculares. Están dados en N-m.

De lo anterior podemos deducir lo siguiente:

$$dT_n = dP_n \cdot P_n = \left(\frac{P_n \cdot T_{max}}{\gamma} \cdot dA \right) P_n$$

$$\frac{T_{max}}{\gamma} \cdot P_n^2 dA$$

Integrando:

$$\int dT_n = \frac{T_{max}}{\gamma} \int P_n^2 dA$$

$$\int P_n^2 dA = J$$

Donde J es el momento Polar de inercia entonces:

$$J = \int P n^2 dA$$

$$J = \int r^2 dA (2\pi r dr)$$

$$J = 2\pi \int r^3 dr$$

$$J = 2\pi \left[\frac{r^{4D/2}}{4} \right]$$

$$J = \frac{\pi}{32} D^4$$

Para la ingeniería Petrolera el momento de inercia de interés es el que aplicamos en las tuberías cuyo equivalente sería el siguiente:

$$J_{tuberia} = \frac{\pi}{32} (De^4 - Di^4)$$

Entonces cuando tenemos considerado todo lo anterior, la ecuación final queda definida de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{T \cdot r}{J}$$

Dónde:

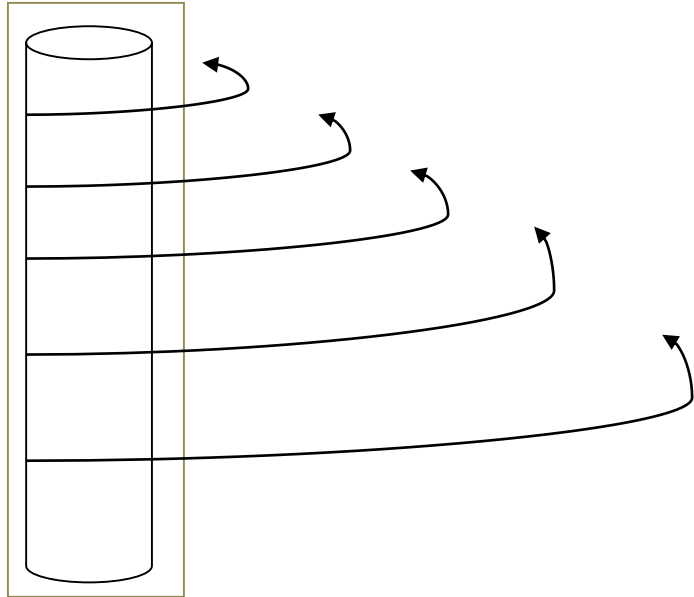
$$T = \text{Torque (N - m)}$$

$$r = \text{Radio (m)}$$

$$J = \text{Momento Polar de Inercia (m4)}$$

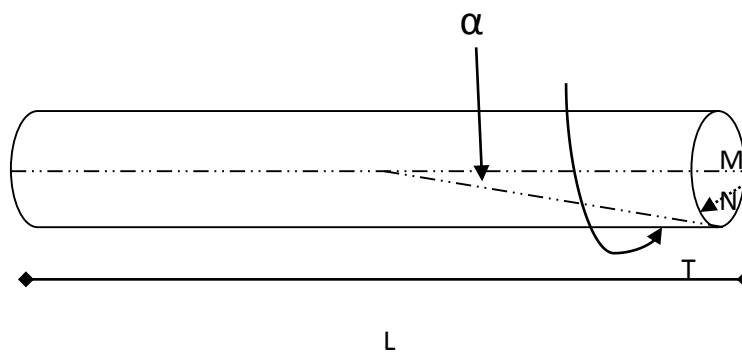
ANÁLISIS TORSIONAL

Este análisis se realiza para saber que torque se le puede aplicar a la TP sin dañar a la misma y a sus conexiones.



A mayor Profundidad el torque será mayor, debido a que las paredes oponen fricción torsional.

Deformación Torsional o Angulo de Torsión



$$\tan \alpha = \frac{N \cdot M}{L}$$

$$\tan \theta = \frac{N \cdot M}{r}$$

Entonces:

$$\theta = \frac{N \cdot M}{r} \rightarrow N \cdot M = \theta \cdot r$$

$$\alpha = \frac{N \cdot M}{L} \rightarrow N \cdot M = \alpha \cdot r$$

$$\theta r = \alpha L$$

Sabemos que:

$$T = \delta \cdot \alpha$$

$$\theta r = \frac{T}{\delta} \cdot L$$

Se conoce también:

$$\gamma = \frac{Tr}{J}$$

Igualando ecuaciones:

$$\theta r = \frac{Tr}{J\delta} \cdot L$$

Entonces:

$$\theta = \frac{TL}{JG}$$

La ecuación anterior solo se cumple para diseñar un eje con un ángulo menos a 3 grados. Para obtener la resistencia a la Torsión despejamos T de la ecuación del esfuerzo de torsión quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$\text{Resistencia a la Torsion} = \gamma = \frac{T \cdot r}{J}$$

$$Rt = \frac{\gamma \cdot J}{r}$$

En la industria Petrolera el cálculo de este factor es muy importante ya que interviene en varias etapas del proceso para perforar, en el diseño de la sarta de perforación, para saber que diámetros de tubería son convenientes de usar en el pozo.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
Figura 42 “Tuberías en la Industria Petrolera”	12
Figura 43 “Tubería de perforación”	15
Figura 44 “Comportamiento elástico de un tubo”	18
Figura 45 “Comportamiento térmico de la cedencia”	21
Figura 46 “Campo petrolero de alta temperatura y alta producción”	22
Figura 47 “Campo petrolero de alta temperatura y aceite ligero”	23
Figura 48 “Campo geotérmico”	23
Figura 49 “Grado de acero TRC-95”	24
Figura 50 “Grado de acero P-110”	24
Figura 51 “Grado de acero TAC-110”	25
Figura 52 “Grado de acero TAC-140”	25
Figura 53 “Tubería sometida a una carga”	26
Figura 54 “Esfuerzo tangencial y radial de la tubería”	26
Figura 55 “Tipos de colapso”	28
Figura 56 “Desgaste por pandeo helicoidal”	32
Figura 57 “Desgaste por incremento de temperatura”	33
Figura 58 “Desgaste por depresionamiento inadecuado”	34
Figura 59 “Desgastes por cargas geostáticas”	34
Figura 60 “Resistencia al estallamiento”	35
Figura 61 “Tuberías vs Estallamiento”	36
Figura 62 “Presión interna”	37

Figura 63 “Durante la cementación”	39
Figura 64 “Condición de un brote”	41
Figura 65 “Criterio para el diseño de revestidores”	43
Figura 66 “Brote de gas”	44
Figura 67 “Ejemplo de rediseño a la presión interna”	45
Figura 68 “Prueba hidráulica”	45
Figura 69 “Fallas por tensión”	48
Figura 70 “Esfuerzo de tensión”	53
Figura 71 “Esfuerzo de compresión”	53
Figura 72 “Esquema tipos de corrosión”	54
Figura 73 “Corrosión por picaduras”	55
Figura 74 “Corrosión por cavidades”	55
Figura 75 “Corrosión de fractura bajo tensión”	56
Figura 76 “Corrosión galvánica”	57
Figura 77 “Corrosión por ácido sulfhídrico”	58
Figura 78 “Esfuerzo de cedencia de la tubería”	59
Figura 79 “Limpieza del acero”	60
Figura 80 “PH de la solución”	60
Figura 81 “Temperatura vs Corrosión”	61
Figura 82 “Esfuerzo de torsión”	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 “Relación de grados para tubería”	19
Tabla 2 “Datos al colapso de tuberías de operación API”	48

CONCLUSIÓN

La variación del esfuerzo a la cedencia por efecto de temperatura es un fenómeno físico que sufre cualquier material cuando es sometido a condiciones extremas.

La variación del esfuerzo a la cedencia no suele ser significativa en intervalos menores a los 150°C. Sin embargo, en pozos con temperaturas superiores el esfuerzo a la cedencia se ve afectado considerablemente.

Con base en los resultados de este estudio, el diseñador deberá considerar los cambios del esfuerzo a la cedencia por efecto de temperatura, a fin de considerar en su proyecto la reducción de las propiedades mecánicas del acero, lo cual puede ser a través del manejo de las nuevas ecuaciones de presión interna, colapso y tensión o bien considerarlo dentro de un factor de seguridad en función del grado de acero y de la temperatura.

El conjunto de resultados señalan que la calidad de las tuberías no es un factor que contribuya sistemáticamente al problema de los colapsos.

Este fenómeno está más relacionado con: desgaste de tuberías, pandeo helicoidal, incrementos de presión exterior por temperatura, depresionamientos inadecuados, cargas geostáticas por flujo de formaciones plásticas y actividad tectónica.

Conviene enfatizar la importancia de seguir los procedimientos operativos adecuados clave de perforación a fin de minimizar los factores causales del colapso.

Dentro de la industria petrolera, los tubulares son una parte esencial para llevar a cabo el proceso de perforación, ya que cumplen funciones desde mantener la estabilidad del pozo con la formación hasta ser el medio de transporte de los fluidos de formación hacia la superficie.

Es por ello que se debe de tener una buena inspección para evitar fallas o fracturas de los tubulares. Dentro de este apartado manejamos dos tipos de esfuerzos o cargas que pueden ocasionar dicha falla, las cuales son la tensión y compresión. Estos dos tipos de cargas axiales se relacionan al momento de introducir la tubería y se producen por efectos gravitacionales para el caso de la tensión. Al igual que todas las capacidades de resistencia que sufren los tubulares, se debe de tener en cuenta un diseño adecuado que considera factores de seguridad, para mantener en condiciones óptimas las tuberías y maximizar el proceso de perforación con un beneficio a la inversión.

REFERENCIAS

- DRILL MANUAL. Tuberías, Tomo 5.
- Archivo PDF.- Efecto de la temperatura en el esfuerzo a la cedencia del acero. Ecuaciones para calcular presión interna, colapso y tensión para pozos de HP-HT. Tenaris Tamsa (12-02-09)
- Archivo PDF.- Investigación del fenómeno del colapso en tuberías de revestimiento y producción. Tenaris Tamsa (21-01-09)
- Archivo PDF.- Análisis de falla por fractura en tuberías de conducción de petróleo. HECTOR HERNANDEZ A. Profesor Asociado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional
- Archivo Power Point.- Colapso de Tuberías de Pozos Petroleros provocados por Esfuerzos Tectónicos. Jornadas de perforación. Ing. Héctor Giordano. Instituto Argentino del petróleo y del gas.
- Archivo PDF.- Corrosión en tuberías por H_2S y CO_2 . Factores a considerar para el diseño y selección de tuberías. Tenaris Tamsa (21-01-09).
- Sacoto S César (1990). *CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, REVESTIMIENTO, Y PRODUCCIÓN UTILIZADA EN POZOS PETROLEROS*. Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador.
- Jairo Mideros (1996) *INSPECCIÓN DE TUBERÍAS Y DISEÑO DE UN EQUIPO ROTATORIO DE PERFORACIÓN*. Tesis de Grado, Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito-Ecuador.

- INSEPECA CIA. LTDA (2005-03-04) *PROCEDIMIENTO PARA INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACION.*
- Hernández Morales, David (2009). *DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.* Tenaris
- Archivo Power Point. - M.I. David Hernández Morales. (2013). Conceptos generales sobre las propiedades de las tuberías.-Normas API-. (Servicios Petroleros). Tenaris Tamsa.
- Archivo PDF.- PEMEX Exploración y Producción. (2008). Guía de diseño de aparejos de producciones. PEMEX UPMP.
- Archivo PDF.- David Hernández Morales. (2009). Investigación del fenómeno del colapso en tuberías de revestimiento y producción. (Servicios Petroleros). Tenaris Tamsa.
- Archivo PDF.- David Hernández Morales. (2009). Diseño de tuberías de revestimiento. (Servicios Técnicos Petroleros). Tenaris Tamsa
- Archivo PDF.- Schlumberger. Programa acelerado para supervisores. (Fundamentos de diseño de revestidores). IPM