

Congreso de Producción del Bicentenario

“El desafío de producir mas energía”

18 al 21 de Mayo del 2010

Ciudad de Salta, Argentina

“Diseño de Tubing de Producción: cuales son las cuestiones técnicas que lo caracterizan?”

Fabián Benedetto - Tenaris (fbenedetto@tenaris.com)

Sinopsis

Es bien conocido en la industria que, entre los elementos mas importantes para favorecer a la producción de un pozo se encuentra el Tubing de producción, ya que es, ni más ni menos el conducto que permite conectar los fluidos del reservorio con las instalaciones de superficie. Con lo cual, dentro del proceso de diseño de un pozo, al establecer la arquitectura del mismo, la selección del Tubing de producción es determinante para definir el resto de las tuberías, de allí que su importancia en el esquema final del pozo es fundamental.

Ahora bien, definido el pozo en términos de su profundidad, trayectoria y diámetros, vemos que se trata de una construcción muy particular, compuesta en su totalidad por elementos tubulares que denominamos como Casing y Tubing para establecer una diferenciación. Pero, desde el punto de vista técnico, cuales son las cuestiones de diseño que diferencian a un Tubing del resto de los tubulares?

En este trabajo mencionaremos por lo tanto, no solo las hipótesis de carga para diseño que caracterizan a este tipo de tubería, sino también otros factores tales como erosión, tipo de packers, pandeo, fluidos de empaque, etc. son claves a la hora de determinar y definir el tipo de Tubing a instalar, en lo que se refiere a su grado de acero, tipo de unión roscada y espesor de pared.

INTRODUCCION:

El Tubing de Producción es la tubería a través de la cual se conducen los fluidos desde el reservorio hacia las instalaciones de superficie. Como es bien conocido en la Industria, esta tubería se compone de tramos de aproximadamente 30 pies unidos a través de conexiones roscadas que pueden ser del tipo Premium o bien uniones API. Esta tubería, al igual que la porción de Casing (o Liner) debajo del packer, deberá tolerar las condiciones corrosivas de los mencionados fluidos de manera simultánea con las condiciones termodinámicas del reservorio.

Por lo cual, los materiales seleccionados, deberán satisfacer de igual modo criterios del tipo mecánico y requerimientos de resistencia a la corrosión, en definitiva, un ingeniero responsable de la selección de un Tubing deberá obtener, al final de su tarea, una tubería que asegure como mínimo, los siguientes objetivos primarios:

- Diámetro necesario para la producción óptima.
- Peso métrico adecuado, el grado de acero y las conexiones para asegurar integridad en servicio.
- Procedimientos operativos claros para correr la tubería.
- Certeza sobre las máximas cargas esperadas y los valores máximos admisibles de resistencia de la instalación.

Mencionados estos puntos, la cuestión es determinar el proceso de selección con el que se puede asegurar el diseño correcto de un Tubing de producción. En este proceso habrá cuestiones de diseño que asemejan a este tipo de tubería a las demás existentes en el pozo (es decir los diferentes tipos de Casing), y habrá otras cuestiones que le confieren un carácter distintivo.

En que es similar a un Casing?

Existen numerosos puntos de coincidencia en el enfoque de diseño de un Tubing respecto de un Casing, entre los cuales vale la pena mencionar:

- Las teorías de resistencia de los materiales son las mismas:
 - Estallido: API 5C3, próximamente ISO 10400.
 - Colapso: API 5C3, Tamaño, etc.
 - Multiaxial: Análisis de Von Mises.
 - Axial: API 5C3, próximamente ISO 10400.
- Los conceptos de diseño son los mismos:
 - Generalmente el diseño se basa en las tensiones de trabajo (Working Stress Design) aplicando el límite de fluencia de los materiales como criterio de falla.
 - Correcta definición de las Condiciones de Carga.

- Correcta especificación de la resistencia de los tubulares y las conexiones.
- Predicción del posible deterioro con el tiempo y su influencia en la resistencia del tubo.
- Las consideraciones respecto de los materiales son las mismas.

En que es diferente a un Casing?

Por otro lado tenemos otros tópicos que requieren mayor énfasis en los diseños de este tipo de tuberías como por ejemplo:

- El Tubing se trata de un consumible (es decir, siempre es posible la sustitución mediante workovers). La excepción se da en instalaciones de aguas profundas.
- El Tubing se encuentra mayormente expuesto a los fenómenos erosivos si el pozo es de caudal importante.
- Necesita un enfoque distinto respecto de la resistencia a la corrosión. Requiere total compatibilidad con el fluido de empaque cuando se utilizan materiales resistentes a la corrosión.
- Las hipótesis de carga que se consideran son diferentes:
 - Los esfuerzos axiales se tornan muy importantes.
 - La temperatura es muy importante.
- Las consideraciones de diseño dependen de su vinculación al Casing en el fondo del pozo, esto es del *tipo de Packer* con el que se lo instala y por ende, con su *capacidad de movimiento*.
- Finalmente, como un tema muy importante, las tensiones de pandeo y post-pandeo deben tener una especial atención ya que, por su condición de tubería esbelta, posee una marcada tendencia a la pérdida de estabilidad.

En las secciones siguientes de este trabajo se muestra los factores arriba mencionados que hacen característico a diseño de Tubing relacionado con cuestiones como hipótesis de cargas típicas, resistencia a la corrosión, erosión, tendencia al pandeo y los movimientos resultantes.

RESISTENCIA A LA CORROSIÓN:

Establecer un programa de tuberías para un pozo incluye la selección del producto adecuado desde el punto de vista técnico-económico tomando en cuenta la performance de los materiales y requiriendo de la evaluación minuciosa del ambiente en donde se van a utilizar. El Tubing, por supuesto, no está ajeno a este proceso y un factor que será de vital importancia es contar con información previa respecto de las experiencias de uso en el yacimiento o en instalaciones similares. Esta información va a ser muy útil al momento de tomar una decisión sobre los materiales a utilizar.

Es bien sabido que los aceros al carbono son menos resistentes a la corrosión en comparación con los materiales mas aleados o CRA's (Corrosion Resistent Alloys) pero su uso puede dar buenos resultados bajo condiciones específicas, por ejemplo, acompañados por programas de inhibición química y procedimientos de monitoreo. En este marco las ventajas del acero al carbono frente a los productos mas sofisticados son obvias y directas: Menor costo, mayor facilidad para soldar y fabricar, no requieren técnicas ni equipamiento especial para su manipuleo, son ampliamente conocidos y fácilmente disponibles en el mercado.

El uso de estos aceros tiene un impacto significativo en la viabilidad económica de los proyectos, sobre todo en campos marginales o depletados, pero existen situaciones de severidad en el ambiente, sobre todo en campos de alta presión y temperatura con presencia de gases corrosivos, que tornan inviable la utilización de los materiales convencionales.

El proceso de selección para determinar que grado es el que corresponde va a estar gobernado por cuatro aspectos técnicos que son:

- a) Seguridad (evitar fallas catastróficas).
- b) Características del ambiente al que se exponen los materiales (deterioro en el tiempo).
- c) Propiedades de los materiales.
- d) Vida útil requerida para servicio.

Como objetivo final de este proceso, el material que se haya escogido deberá poder satisfacer, al menor costo posible, dos grandes objetivos finales como son los Requerimientos Estructurales y de Resistencia a la Corrosión en la selección final del Tubing, para lo cual el diseñador tiene las siguientes alternativas:

Alternativas disponibles en el diseño	Tipos de Requerimiento	
	Estructurales	Corrosión
Incremento del espesor ^(a)	•	•
Incrementar resistencia ^(b)	•	
Utilizar aceros especiales	•	•
Utilizar recubrimientos	•	•
Utilizar inhibidores		•
Alterar el medio ambiente		•

(a) No recomendado por Eurocorr cuando hay corrosión

(b) Limitado en ambientes con H₂S

Tabla 1: Alternativas para hacer frente a los ambientes corrosivos

Definición del ambiente de Servicio:

Conociendo estas alternativas se propone, en forma general, una metodología de cinco pasos fundamentales para definir un Proceso de Selección (cada situación por supuesto estará gobernada por alguna condición en especial) según se resume en la Tabla 2:

Etapa del Proceso	Incumbencia
1.- Definición del ambiente de servicio	Identificar y evaluar todas las <i>condiciones que pueden afectar la integridad de los materiales elegidos</i> • Condiciones operativas tales como: Caudal, Temp, Presión, etc. • pH “in situ” (los materiales son muy dependientes del pH) • Efecto de la velocidad de flujo • Gases y especies disueltas: H₂S, CO₂, Cl⁻, H⁺, etc.
2.- Definición de la performance requerida	Establecer los <i>Factores de Diseño</i> : Resistencia mínima de los Tubulares Vs. Máxima carga anticipada en servicio Establecer <i>Corrosión Aceptable Vs. Corrosión No Aceptable</i> : Determinar la cantidad y tipo de corrosión que puede ser tolerada.
3.- Definición de los métodos de Monitoreo	• <i>Calipers</i> • <i>Sensores</i> • <i>Cupones</i> • <i>Inspecciones con Ultra sonido</i>
4.- Definición de la Forma de Control	<i>Control preventivo</i> : Tomar medidas para reducir o demorar la corrosión a niveles aceptables antes de tener un evento. <i>Control correctivo</i> : Tomar medidas una vez que el proceso corrosivo se produjo, realizando un detallado análisis de falla, con el propósito de modificar materiales o condiciones para evitar un nuevo evento en el futuro.
5.- Definición de la performance de materiales y elección de los mismos.	• Experiencia previa de servicio (generalmente los más exitosos) • Datos basados en aplicaciones similares • Datos provenientes de literatura • Selección basada en ensayos de corrosión • Normas de aplicación (ISO 15156, otras, etc.) • Costos

Tabla 2: Simplificación del proceso de selección en 5 pasos

En este trabajo nos vamos a concentrar fundamentalmente en los puntos 1 y 5 de la tabla anterior. De allí que dos factores muy importantes van a ser las presiones parciales de los gases corrosivos H₂S y CO₂ las cuales se calculan de la siguiente manera:

$$p\text{CO}_2 \text{ (presión parcial) [psi]} = \text{Presión Total [psi]} \frac{\text{Contenido CO}_2 \text{ [\% mol]}}{100}$$

$$p\text{H}_2\text{S (Presión parcial) [psi]} = \text{Presión Total [psi]} \frac{\text{Contenido H}_2\text{S [ppm]}}{1000000}$$

En términos generales, para pozos de gas y condensado la presión máxima de cierre en boca (“shut-in”) puede ser adoptada como la Presión Total, o bien utilizar la presión de reservorio (Bottom hole pressure) si se pretende un enfoque mas conservador. Para pozos de petróleo la *Presión de Burbuja* del reservorio puede ser adoptada como la Presión Total.

Dentro de lo que es la química del agua hay tres elementos que son muy relevantes para el estudio: la concentración de Cl⁻ (o NaCl) es el contenido en mg/l que se obtiene del análisis de agua → NaCl (%) x 0,603 = Cl⁻ (%); la concentración de bicarbonatos y la presencia de ácidos como el acético por ejemplo.

Seguidamente, el otro factor de mucha preponderancia es el pH, dado que la severidad corrosiva del ambiente aumenta con la disminución del pH (se vuelven más ácida), esto es importante de determinar ya que, por encima de ciertos valores de pH, agentes protectivos se pueden formar en la superficie de acero y frenar la velocidad de corrosión. Nuestra recomendación, para el proceso de selección de materiales, se debe trabajar con “pH in situ” calculado en vez de pH medido. Entre las fuentes para determinar pH sugerimos:

- Fórmula de Oddo
- Predictores de Corrosión (ECE, MATSEL, NORSOK)
- Gráficos MR0175_ISO 15156-2 (Annex D – Pg 34)

Simplificando, en la Tabla 3 se indica los parámetros que nos van a permitir caracterizar con bastante certeza las características del ambiente de servicio:

Definición del ambiente de Servicio	Enfoque	Alternativas
Entorno corrosivo	-Presiones parciales de H ₂ S y CO ₂ -Temperatura -Tipo de oil y química del agua -Corrosividad del Servicio -Desechar fallas catastrófica (H ₂) -Minimizar corrosión localizada -Controlar corrosión generalizada -Controlar corrosión bacteriana	-Utilizar Aceros al carbono y no hacer nada (Control Correctivo) -Usar inhibidores -Usar Recubrimientos -Usar Grados Resistentes a la Corrosión (CRA) -Modificar el medio ambiente del Servicio
Aplicaciones anteriores (Experiencia personal o de otros)	-Caracterización de las instalaciones exitosas (o con fallas) -Evaluación del tipo de corrosión -Correlación con materiales usados -Correlación entre consumo de Químicos y Corrosividad -Evaluación de probables nuevos materiales	• Secuestrantes de O ₂ • Protección Catódica • Etc.

Tabla 3: Enfoque y alternativas para definir el ambiente de servicio

Límites de aplicación de los materiales más utilizados en petróleo y gas:

Conocida entonces las características del ambiente de servicio, el paso siguiente es evaluar las ventanas de aplicación de cada material de manera de elegir la mejor opción técnica y económica para el proyecto. En ese sentido una muy buena opción es trabajar de manera conjunta con Predictores de Corrosión (ECE, MATSEL, NORSOK, etc.) y con la Normas NACE MR 0175/ ISO 15156 (Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing Environments in oil and gas production).

Con el uso de la primera herramienta se va a poder analizar:

- Velocidad de corrosión en aceros al Carbono (con y sin inhibición), para las condiciones de servicio dadas.
- Aplicación de Aleaciones Resistentes a la Corrosión.
- Riesgo cualitativo de las diferentes opciones.
- Determinación del pH del ambiente.
- Determinación de las velocidades erosionales.
- Evaluación económica preliminar

Mientras que, con el uso de la referencia NACE/ISO antes mencionada vamos a minimizar el riesgo de fallas catastróficas ya que se trata de Norma Internacional que especifica:

- Factores que afectan la resistencia a la fisuración de aceros de baja aleación y materiales resistentes a la Corrosión para diferentes tipos de ambientes (severidad del medio).
- Requerimientos de Ensayos y de Calificación.
- Criterios de Selección para Aceros al Carbono y CRA's.
- Productos calificados y sus ventanas de aplicación.

De esta manera, definido el grado de deterioro permitido al material (nos referimos a la pérdida de material debido a corrosión por disolución y al probable desgaste), las opciones para compensar esta pérdida será incrementar el espesor con el material necesario durante la vida útil en servicio, o bien utilizar materiales de mayor resistencia a la corrosión generalizada.

Velocidad de corrosión, en mm / año	Característica y usos
0,025	<i>Corrosión muy baja.</i> Servicios en los cuales la contaminación del medio (o del producto) es un problema
0,254	<i>Corrosión baja a media.</i> Equipamientos muy livianos y de bajo espesor
0,508	<i>Corrosión "máxima" permitida.</i> Es considerada como límite superior en la Industria petrolera. Máximo generalmente aceptado en la industria química.
1,270	<i>Corrosión elevada.</i> Raramente tolerada
Mas de 1,270	<i>Corrosión excesiva.</i> Muy raramente tolerada

Tabla 4: Limites NACE de velocidades de corrosión

La Tabla 4 muestra valores de "wall loss" establecidos por NACE con sus rangos típico de aplicación.

Lo usual en la industria del gas y del petróleo es que la corrosión (generalizada) sea aceptable cuando es menor a 0.25 mm/año, mientras que, valores entre 0.5 y 1.0 mm/año la decisión dependerá de otros factores tales como el tiempo requerido de servicio, las posibilidades de inspección, inhibición, reparación, etc. y de las consecuencias económicas de una 1° falla. Por otro lado la *corrosión localizada* deberá ser minimizada, y la *corrosión bajo tensión* o *fallas por hidrógeno* deberán ser eliminadas por completo en la etapa de diseño.

Con esto en mente al momento del diseño, siempre que la aplicación lo permita, el uso de aceros al carbono será lo mas conveniente, aún hoy en día, en donde los sistemas se tornan cada vez mas corrosivos y exigentes, este material es el mas utilizado y la industria del gas y del petróleo sigue aplicando el uso extendido de aceros al carbono y aceros de baja aleación ya que son mas fácilmente disponible en los volúmenes requeridos y en pueden cumplir la mayoría de los requerimientos mecánicos y estructurales a costos accesibles.

Sin embargo, como mencionado anteriormente, una cuestión clave para su uso es su pobre resistencia a la corrosión, sobre todo en ambientes con CO₂ y H₂S, esto ha hecho que la producción de hidrocarburos requiera el desarrollo de nuevos grados propietarios que superan los rendimientos de los grados convencionales estándar (API / ISO), de esa manera el ingeniero de diseño hoy cuenta con alternativas que permiten ampliar el uso eficaz de aceros al carbono mediante el agregado de aleantes y por mejoramiento en las técnicas de fabricación.

En la Figuras 1a, 1b y 1c se observa un flujograma orientativo sobre las ventanas de aplicación de los diferentes materiales.

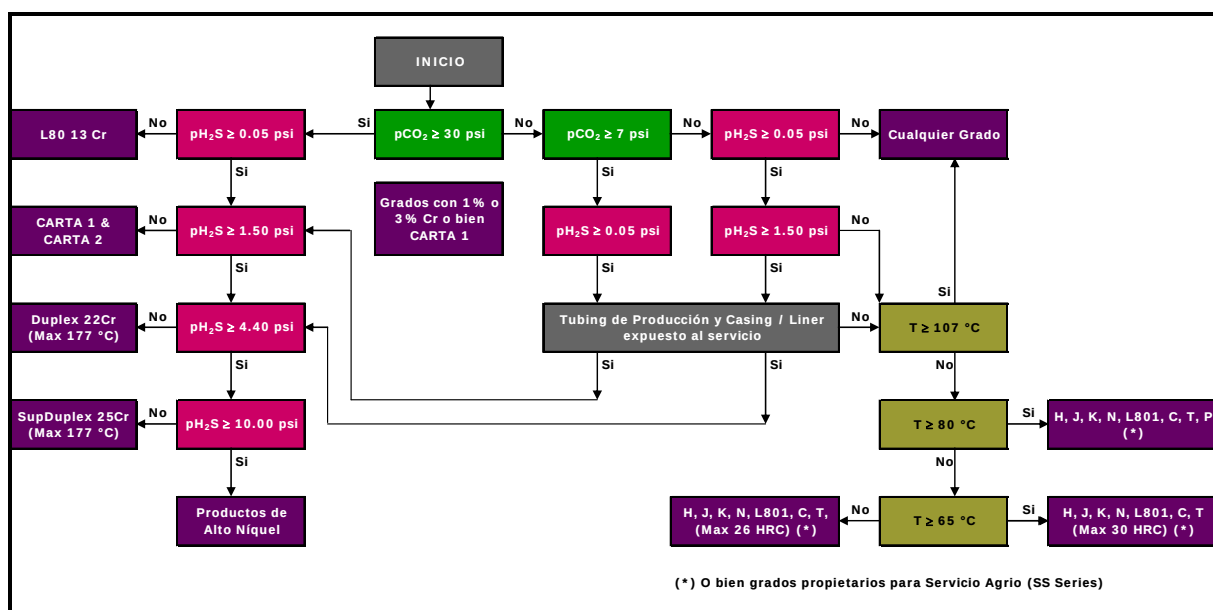


Figura 1a: Flujograma de decisión

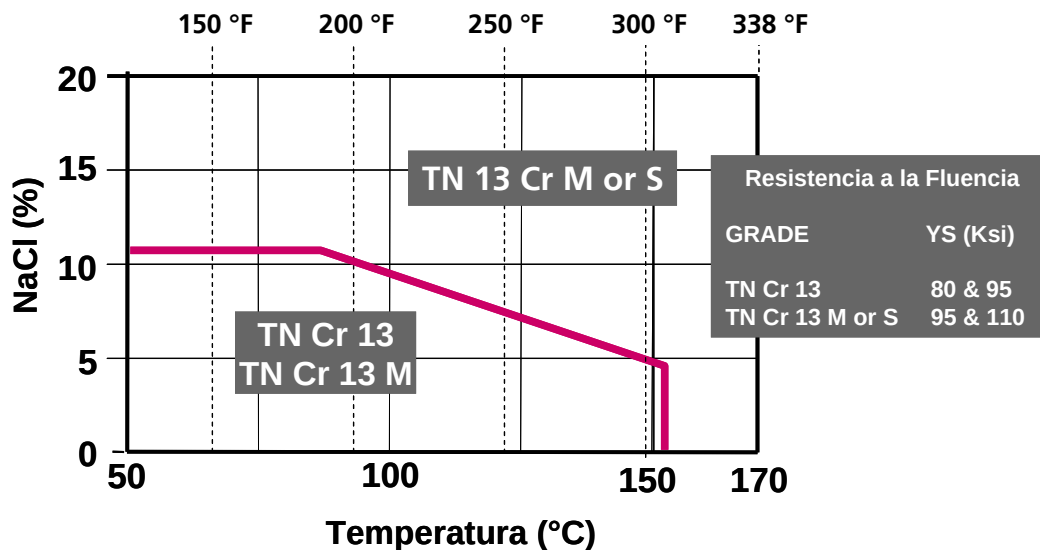


Figura 1b: CARTA 1 con límites de aplicación de materiales con 13% Cr ($\text{pH} \geq 3,5$) (Fuente: NKKtubes)

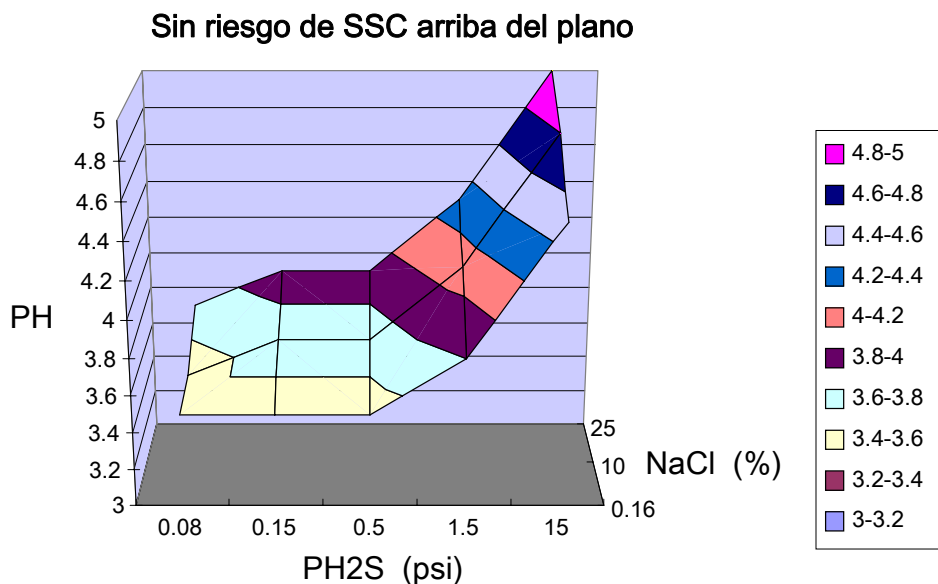


Figura 1c: CARTA 2 con límites de aplicación de materiales con 13% Cr para evitar riesgo de fisuración bajo tensión en ambientes con H_2S (Sulfide Stress Cracking – SSC) (Fuente: NKKtubes)

Las indicaciones de la Figura 1 son una guía con referencias importantes sobre la aplicación de distintos materiales, pero no toman en cuenta la influencia del flujo. El impacto de la velocidad en los fluidos transportados es fundamental dado que, muchas veces los productos de corrosión que se depositarían sobre el acero lo protegerían del contacto con el medio ambiente corrosivo, pero el flujo generalmente involucra procesos erosivos dejando metal “desnudo” expuesto y por ende, más propenso a deteriorarse. En los párrafos a continuación se indican las cuestiones técnicas de interés respecto de la determinación de los valores de velocidades erosionales que podría comprometer a la tubería.

RESISTENCIA A LA EROSIÓN:

En lo que se refiere a los efectos generados en el interior de un Tubing que transporta fluido a gran caudal la *erosión* es esencialmente, la pérdida de material debido a la remoción mecánica de superficie mediante el flujo de los entornos. Dicha remoción es más intensa cuando hay sólidos presentes en el medio ambiente. La erosión se debe tomar muy en consideración en los sistemas de producción de petróleo y gas cuando la velocidad ascensional (y por lo tanto la producción) generan condiciones que pueden poner en riesgo a las instalaciones. Debido a esto se fijan límites para evitar la erosión. Si estos límites son demasiado conservadoras entonces la producción se pierde, y si estos los límites son demasiado optimistas entonces hay un riesgo de posible pérdida de integridad del sistema.

En general, cuando se trata de sistemas de producción de gas, agua y petróleo, la erosión se clasifica en estos 4 grupos:

- La erosión de ocasionada por líquidos no corrosivos (impacto de gotas de líquido)
- Erosión debido a fluidos no corrosivo que contiene partículas sólidas
- Erosión-corrosión debido a un medio corrosivo en ausencia de sólidos
- Erosión-corrosión mediante un fluido corrosivo que contiene sólidos.

Los fenómenos erosivos por lo general se distinguen morfológicamente por pérdida de material en zonas de alta velocidad y superficies brillantes (metal expuesto) mientras que los fenómenos corrosivos por lo general son morfológicamente mas erráticos y su confirmación depende del análisis de los productos de corrosión. La erosión-corrosión es la combinación de ambos efectos en donde, dependiendo del balance entre las características del fluido y su velocidad habrá predominancia de algún tipo o no. Por lo general la experiencia indica que, en pozos de gran caudal, la pérdida de espesor resultante por el efecto combinado de la erosión y la corrosión es mayor a la sumatoria de cada efecto si este actuara solo por separado.

Una regla ya establecida en la Industria del petróleo es la utilización de la ecuación de la API 14E para limitar problemas erosivos. La ecuación se utiliza para determinar velocidades erosionales límites para mezcla de gases y líquidos. La principal deficiencia de esta expresión es que no considera presencia de sólidos:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\delta}} \text{ (Velocidad erosional límite según RP API 14E)}$$

En la expresión anterior:

- V_e = Velocidad erosional límite (ft/seg)
- C = Constante erosional (empírica)
- δ = Densidad de la mezcla (lbs/ft³)

En la expresión arriba mencionada se sugieren algunos valores de la constante C empírica, como se muestra a continuación:

- C = 100 para servicio continuo
- C = 125 para servicio intermitente
- C = 150 a 200 para servicio continuo con fluidos no corrosivos
- C = 250 para servicio intermitente con fluidos no corrosivos

En este documento no se dan indicaciones en fluidos que contienen sólidos, pero se recomienda que si hay predicción de presencia de sólidos, las velocidades del fluido que se deberían reducir significativamente. La API RP14E también especifica que otros valores de la constante "C" pueden ser utilizados en aplicaciones específicas que hayan demostrado ser apropiadas. Otra cuestión importante es que la expresión no considera el efecto de la corrosión por disolución, además no tiene en cuenta la remoción de productos protectores que a su vez favorecen la corrosión.

Tomando en consideración las limitaciones anteriores, se propone una metodología a seguir que permita determinar valores de velocidades límites mediante las cuales se puede asegurar una pérdida de espesor de *0,1 mm/año* o menos debido a erosión. Como primera medida para ello se van a establecer 3 categorías de fluidos [Ref.: Curso de Corrosión dictado por Bijan Kermani]:

- Fluidos totalmente libre de sólidos:
 - Es importante certificar que no hay presencia de sólidos de ningún tipo antes de otorgar esta clasificación.
- Fluidos nominalmente libre de sólidos:
 - Menos de 1 lb de sólidos cada 1000 barriles de líquido
 - Menos de 0,1 lb de sólidos cada 1 MMstdCuft
- Fluidos con presencia de sólidos:
 - Valores en exceso a los anteriormente mencionados

En la práctica es muy difícil encontrar pozos que produzcan sin sólidos asociados, por lo que desecharemos la clasificación de “Fluidos totalmente libre de sólidos” y nos concentraremos en la segunda opción, es decir “Fluidos nominalmente libre de sólidos”. En ese aspecto, los valores de constante erosional “C” que propone la API 14E son considerados en la industria como muy conservativos, por lo cual, basado en la práctica se proponen los siguientes valores:

- Transporte de líquidos, usar API 14E con:
 - C = 250 para aceros al carbono
 - C = 300 para acero con 13% de Cr
 - C = 400 para Duplex

- Transporte de fluidos multifásicos, usar API 14E con:
 - C = 135 para aceros al carbono
 - C = 300 para acero con 13% de Cr
 - C = 350 para Duplex
- Transporte de gas:
 - Utilizar otro modelo

En los sistemas en donde se produce hidrocarburos acompañados de una cantidad importante de sólidos no es posible establecer un criterio de velocidad mínima para garantizar una pérdida de espesor *inferior a 0,1 mm/año*. En esos casos se recomienda:

- 1.- Programa de Monitoreo y conteo de sólidos en los fluidos producidos
- 2.- Frecuencia de inspección en los lugares mas vulnerables. En general, podemos considerar a las zonas mas críticas de los sistemas aquellas donde:
 - El Flujo cambia de dirección rápidamente
 - Las velocidades son elevadas debido a caudales importantes
 - Las velocidades son importantes debido a restricciones de área

Si bien la mayoría de los operadores están tratando de buscar alternativas con modelos diferentes a la API 14E [Ref.: Paper n°58 Corrosion 98. Ken Jordan. Shell Offshore Inc.] la aproximación arriba indicada es de gran ayuda a los efectos de establecer parámetros mas realistas respecto de las velocidades máximas admisibles.

DISEÑO MECÁNICO:

Desde el punto de vista mecánico, diseñar una columna de Tubing consiste en la selección de la mejor combinación de tubos y conexiones que satisfagan necesidades estructurales, funcionales y geométricas a saber:

- ESTRUCTURALES
 - Eficiencia axial (Tracción/Compresión)
 - Eficiencia a las presiones (Interna/Colapso)
 - Resistencia a la Fatiga
 - Resistencia al Sobre-torque
- FUNCIONALES
 - Sellabilidad
 - Repetibilidad en los M&B (Resistencia al engrane)
- GEOMETRICAS
 - Compatibilidad con la geometría requerida del pozo

Densidad del fluido interno (δ_i)

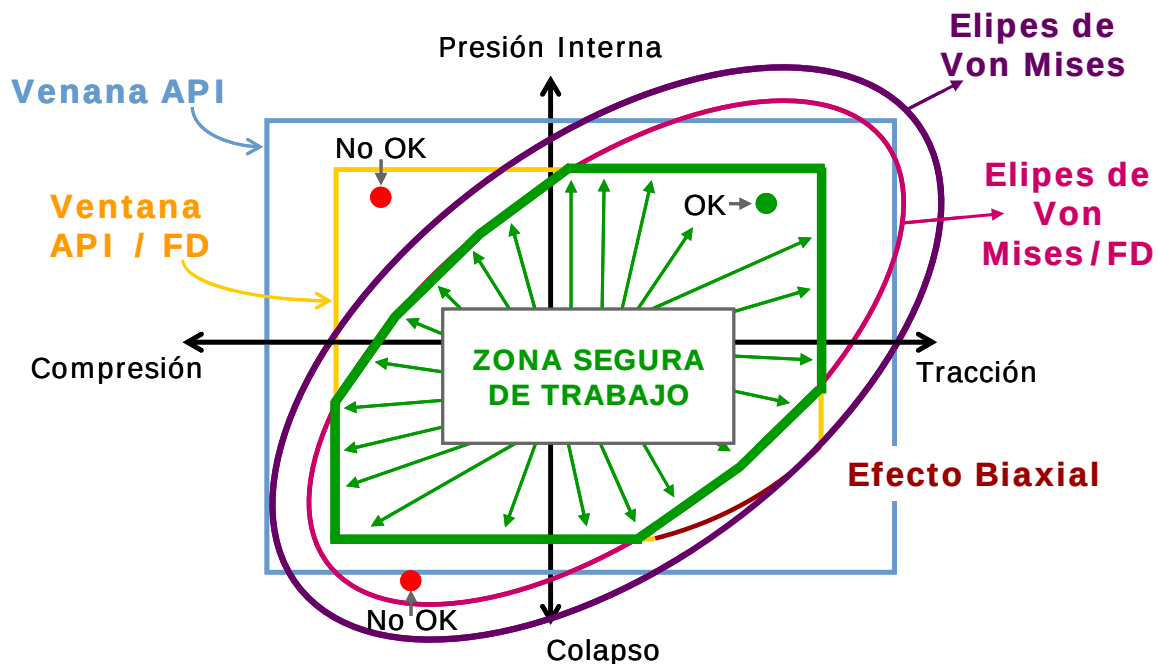
La presión de superficie en la tubería (Ps_i)

Densidad del fluido externo (δ_o)

La presión en boca del anular (Ps_o)

El perfil de temperatura (Temp)

Por lo tanto, el Tubing se instala con una condición inicial de densidad, de presión y de temperatura en el momento en el cual el tubo está aislado de los punzados. En este punto, se establece lo que se considera un estado inicial de carga (Tubing “como instalado” o “as landed condition”). Luego, las condiciones en operativa del pozo cambian, lo que lleva a diferentes cargas en la tubería (condiciones de servicio), por lo que cargas axiales y de presión resultan de estos cambios.



En este escenario, desde el punto de vista del criterio de falla que se utiliza (método WSD), mientras que los esfuerzos generados en el cuerpo del tubo se encuentren dentro del límite elástico, es decir en la zona interior de la elipse de Von Mises afectada por los límites de prestación uniaxiales (ventana API) parte de la columna (cuerpo del tubo) cumplirá con los requisitos de diseño. (Ver Figura 2).

Cuando se trata de uniones la situación es diferente ya que el comportamiento de la misma puede ser afectado por la secuencia de carga, de todas formas, si las hipótesis consideradas se observan dentro de la ventana de aplicación de la unión (Service Envelope), la integridad de la columna estará garantizada. (Ver Figura 3).

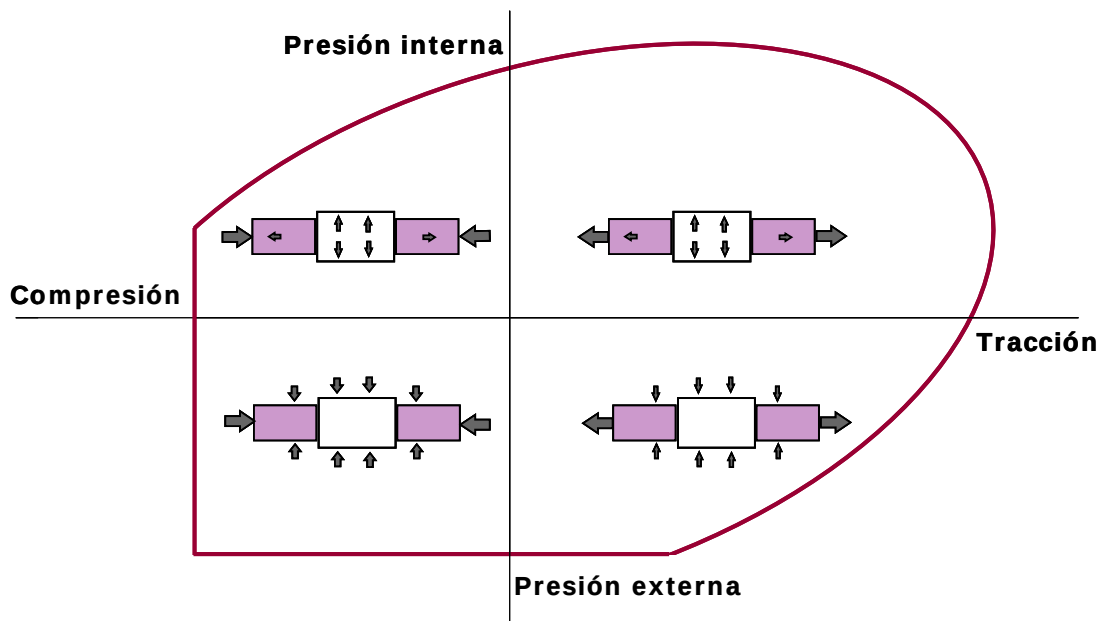


Figura 3: envoltorio de servicio típica de una conexión roscada

Hipótesis de carga mas usuales para Tubing:

A los efectos de obtener el estado de tensiones en una tubería, siempre es necesario establecer dos condiciones de servicio para la tubería, una de ellas es la condición de servicio inicial (generalmente se denomina Tubing instalado) y otra es la condición de servicio final (es la hipótesis de carga de interés). En este tipo de enfoque, las fuerzas de “colgado” de la tubería (Slack off / Pick up), se asumen aplicadas en las condiciones iniciales.

Las hipótesis que se evalúan en la selección de un Tubing son:

Hipótesis de Carga	Tipo de Condición
Tubing simplemente instalado	Inicial
Tubing con cierre en boca	Final
Estimulación / Inyección	Final
Ensayo de presión interna	Final
Ahogo o control de Pozo	Final
Tubing evacuado	Final
Tubing en producción	Final

Tabla 5: hipótesis de carga mas usuales para Tubing asociada al tipo de condición en la que se encuentra la tubería (Inicial: condición “as installed”; Final: condición “en servicio”)

Cualquiera sea el caso bajo análisis, el mismo se reduce a conseguir la información siguiente para cada condición de carga:

PARAMETRO	Condición inicial	Condición final
Densidad fluido interno	$\delta_{i, inicial}$	$\delta_{i, final}$
Densidad fluido externo	$\delta_{o, inicial}$	$\delta_{o, final}$
Presión interna en superficie	$P_{Si, inicial}$	$P_{Si, final}$
Presión externa en superficie	$P_{So, inicial}$	$P_{So, final}$
Temperatura	$T_{prom, inicial}$	$T_{prom, final}$

Tabla 6: datos requeridos para definir una condición de carga

Tubing simplemente instalado:

Es la condición en la cual se deja el tubing antes de poner en servicio el pozo. Usualmente es representada de la siguiente forma:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i, inicial}$	Densidad de fluido de empaque
Densidad fluido externo	$\delta_{o, inicial}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{Si, inicial}$	Cero
Presión externa en superficie	$P_{So, inicial}$	Cero
Temperatura	$T_{prom, inicial}$	Gradiente geotérmico del área

Tabla 7: definición de cargas para la condición “Tubing simplemente instalado”

Tubing con cierre en boca:

Es la condición mediante la cual se representa una situación en la cual la tubería prácticamente debe soportar la presión del reservorio asegurando integridad. Por lo general puede evaluarse a temperatura estática o bien con un perfil térmico de producción:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i, final}$	Densidad promedio de fluidos internos
Densidad fluido externo	$\delta_{o, final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{Si, final}$	Presión en boca luego del cierre
Presión externa en superficie	$P_{So, final}$	Con Temp estática: Cero Con Temp producción: APB*
Temperatura	$T_{prom, final}$	Estático: Gradiente geotérmico del área Dinámico: Producción

(*) APB: Annular pressure buildup

Tabla 8: definición de cargas para la condición “Tubing con cierre en boca”

Tubing en estimulación o inyección de fluidos:

Se representa el típico caso de una operación de fractura, o bien cualquier situación en la cual se pretende inyectar fluidos al reservorio. Por lo general este tipo de situaciones involucran perfiles térmicos “fríos”, presiones importantes y grandes valores de cargas axiales actuantes, por lo que resulta dominante en el diseño:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i,final}$	Densidad fluido de inyección / estimulación
Densidad fluido externo	$\delta_{o,final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{s_i,final}$	Presión de inyección / estimulación
Presión externa en superficie	$P_{s_o,final}$	Con Temp estática: Cero
Temperatura	$T_{prom,final}$	Perfil térmico de inyección

Tabla 9: definición de cargas para la condición “Tubing en estimulación o inyección de fluidos”

Tubing bajo ensayo de presión interna:

Trata una típica prueba de estanqueidad en Tubing:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i,final}$	Densidad de fluido de empaque
Densidad fluido externo	$\delta_{o,final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{s_i,final}$	Presión de ensayo (SITP + x% margen)
Presión externa en superficie	$P_{s_o,final}$	Cero
Temperatura	$T_{prom,final}$	Gradiente geotérmico del área

Tabla 10: definición de cargas para la condición “Tubing bajo ensayo de presión interna”

Tubing para ahogo o control de pozo:

Normalmente no es de las hipótesis de carga que mas comprometen a la tubería, amenos que el fluido de control de pozo tenga una densidad importante:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i,final}$	Densidad de fluido de ahogo
Densidad fluido externo	$\delta_{o,final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{s_i,final}$	Presión de ensayo (SITP + x% margen)
Presión externa en superficie	$P_{s_o,final}$	Cero
Temperatura	$T_{prom,final}$	Perfil térmico de inyección

Tabla 11: definición de cargas para la condición “Tubing para control de pozo”

Tubing totalmente evacuado (Colapso):

Es una situación de carga que no debe faltar en el análisis. Se suele considerar con perfil térmico estático o de producción. Si el ingeniero de diseño considera a esta situación como muy severa para el colapso, al menos la presión de abandono debería ser considerada como presión interna:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i,final}$	Cero
Densidad fluido externo	$\delta_{o,final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{s_i,final}$	Cero o menor presión del sistema
Presión externa en superficie	$P_{s_o,final}$	Con Temp estática: Cero Con Temp producción: APB*
Temperatura	$T_{prom,final}$	Estático: Gradiente geotérmico del área Dinámico: Producción

(*) APB: Annular pressure buildup

Tabla 12: definición de cargas para la condición “Tubing totalmente evacuado”

Tubing en producción:

Es la típica situación de carga que representa el estado tensional del tubing en condiciones de producción. Muy importante en pozos de alta presión y alta temperatura:

PARAMETRO	Símbolo	Valores típicos utilizados
Densidad fluido interno	$\delta_{i,final}$	Densidad promedio de fluidos internos
Densidad fluido externo	$\delta_{o,final}$	Densidad de fluido de empaque
Presión interna en superficie	$P_{s_i,final}$	Presión de producción en boca
Presión externa en superficie	$P_{s_o,final}$	APB*
Temperatura	$T_{prom,final}$	Dinámico: Producción

(*) APB: Annular pressure buildup

Tabla 13: definición de cargas para la condición “Tubing en producción”

Evaluada esta hipótesis, la verificación mecánica del diseño consistirá en cumplir con los factores de diseño mínimos recomendados para todos los casos de:

- Presión interna (Estallido)
- Presión externa (Colapso)
- Tracción / Compresión
- VME (especialmente cerca del packer)
- Envoltorio de Servicio de la conexión (Service envelope)

Pandeo y cambios de longitud:

Un aspecto importante en el estudio de un Tubing es su tendencia al pandeo y la influencia de las cargas actuantes en el cambio de longitud (movimiento) del tubular. De hecho, el análisis del movimiento de la tubería y las fuerzas de compresión intervinientes se toma a menudo como sinónimo de análisis de pandeo. Por lo cual es importante destacar que, si bien la implicancia de otros actores sobre el cambio de longitud de un tubo que es generalmente rápidamente entendido y asimilado, el análisis de tuberías en pandeo resulta mucho menos obvio. Es esencial entender que hay de dos tipos de pandeo:

Pandeo del tipo mecánico (Mechanical Buckling): resulta como consecuencia de aplicar una compresión mecánica en el tubo. Por ejemplo, esto puede ocurrir en respuesta a peso “descargado” en la superficie (slack-off) en el proceso de asentar al packer.

Pandeo del tipo hidráulico (Hydraulic Buckling): ocurre simplemente debido a la diferencia en la presión hidrostática dentro de la tubería en comparación con la presión en el anular. Para tubos colgando libremente (esto es sin packer), los cambios de presión dentro de la tubería (y/o en el espacio anular del pozo) no tienen ningún efecto neto sobre el pandeo. Esto no es así en tuberías con packer.

Con la diferenciación arriba mencionada, será útil a continuación analizar, como primera medida, las fuerzas y sollicitaciones actuantes en una tubería simplemente instalada en un pozo, supongamos para empezar, que la tubería se encuentra sin packer, ni restricciones. En esas condiciones, una columna de tuberías tiene “Potencial de Pandeo” si la misma se encuentra en equilibrio inestable, en ese sentido se puede demostrar [Trabajo de Woods – año 1951], utilizando principios de estabilidad y energía potencial, que una tubería es inestable si la fuerza axial en una sección menos las fuerzas debidas a la presión en esa sección, superan a la fuerza crítica de pandeo. Esto se ve reflejado en:

$$F_{EFF} = F_t + A_o P_o - A_i P_i < 0 \rightarrow \text{Potencial de Pandeo}$$

En donde:

F_{EFF} = Fuerza efectiva de pandeo [lb]

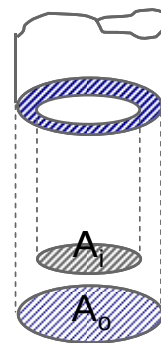
F_t = Fuerza axial en el punto de interés [lb]

A_o = Área correspondiente al diámetro externo del tubo [pulg²]

P_o = Presión externa en el punto de interés [psi]

A_i = Área correspondiente al diámetro interno del tubo [pulg²]

P_i = Presión interna en el punto de interés [psi]



Siendo mas estrictos, habrá pandeo si $F_{EFF} > F_{Cr}$ en donde “ F_{Cr} ” es la Fuerza crítica de pandeo que se puede determinar por la expresión de Lubinsky:

$$F_{Cr} = -3.5 \left(E I w^2 \right)^{\frac{1}{3}} \rightarrow \text{Expresión de Lubinsky}$$

En donde:

E = Módulo de Elasticidad [psi] (30×10^6 psi)

I = Momento de Inercia [pulg⁴] $\rightarrow I = \frac{\pi}{4} \cdot (r_o^4 - r_i^4)$

w = Peso efectivo del tubo de acero [lb/pulg] $\rightarrow w = \rho_{st} A_p + \rho_i A_i - \rho_o A_o$

δ_{st} = Densidad del acero [lb/pulg³] (0.282 lb/pulg³)

δ_i = Densidad de fluido interior [lb/pulg³]

δ_o = Densidad de fluido exterior [lb/pulg³]

A_p = Sección transversal de la tubería [pulg²]

Ahora bien, en la expresión anteriormente mostrada se presenta a la Fuerza efectiva y a la Fuerza axial real en una sección de la tubería ¿A qué se denomina concretamente Tensión o fuerza efectiva en cualquier punto dado en un tubo? ¿Qué representa? Físicamente representa la fuerza que existiría si los efectos hidráulicos fuesen eliminados. ¿Y que es la Fuerza axial real entonces? “ F_t ” es la fuerza tangible, esto es, aquella que se puede medir utilizando una celda de carga, un dinamómetro o un puente de “strain gauges”. ¿Cuáles son las características de “ F_{EFF} ”? Una de sus principales características es que, según sea su valor, determina y controla el inicio del pandeo. Otra cuestión interesante es que puede ser negativa aun cuando la tensión real es positiva, o bien puede ser positiva, incluso cuando la tensión real es negativa.

En una tubería que ha entrado en pandeo, ¿qué papel juega F_{EFF} ? A mayor valor de la fuerza efectiva, menor será el paso de la hélice de la tubería deformada, con lo cual mas grande será el “dog-leg” resultante ya que:

$$\text{Paso de la hélice} \rightarrow P = \pi \sqrt{\left(\frac{8 E I}{F_{EFF}} \right)}$$

$$\text{Dog-leg resultante} \rightarrow DL \left(^\circ / 100' \right) = \frac{5730}{\left(\frac{P^2 + 4 \pi^2 r_c^2}{4 \pi^2 r_c} \right)}$$

En donde:

P = Paso de la hélice de un tubo en pandeo [pulg]

R_c = Huelgo radial entre Tubing y Casing [pulg]

Ahora bien, una cuestión distintiva en el Tubing es que lo expresado anteriormente es dependiente del tipo de packer que se utiliza en la instalación. Tal como se observa en la Figura 4, el tipo de packer es muy importante para el pandeo.

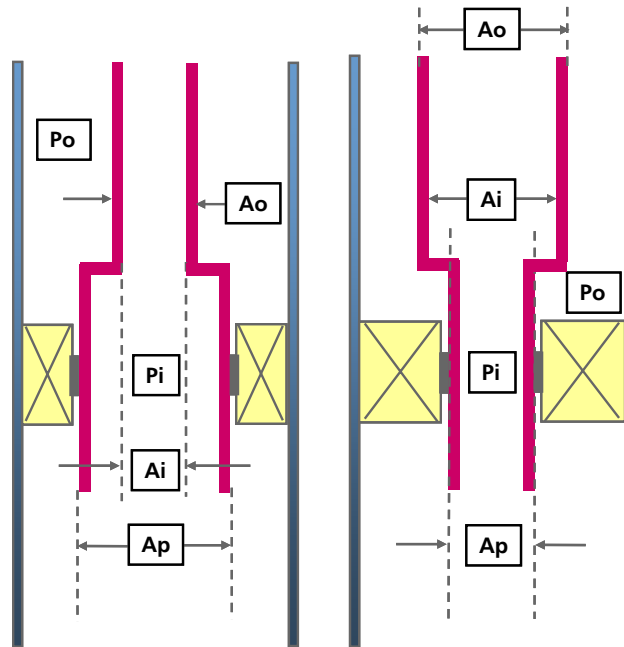


Figura 4: influencia del tipo de packer en la fuerza efectiva

De los esquemas anteriores se observa que:

$$\text{Fuerza axial total "F}_t\text{"} = P_i(A_i - A_p) - P_o(A_o - A_p) = P_iA_i - P_iA_p - P_oA_o + P_oA_p$$

De la expresión antes mencionada:

$$F_{EFF} = F_t + A_oP_o - A_iP_i$$

Reemplazando en la expresión anterior el valor de "F_t":

$$F_{EFF} = P_iA_i - P_iA_p - P_oA_o + P_oA_p + P_oA_o - P_iA_i \quad \rightarrow \quad F_{EFF} = A_p(P_o - P_i)$$

Con lo cual, las dimensiones y tipo de packer juegan un rol importante en el pandeo resultante. Por otro lado si la herramienta es fija, esto es donde tubo no se puede mover, la consecuencia de los cambios en las variables (presión y la temperatura) resultarán en cambios en la fuerza que el Tubing le transmite al packer y por ende que el packer le transmite al Casing.

Como está ya establecido, una columna de tubos ubicada en un pozo vertical va a experimentar un cambio de longitud, es decir, simplemente debido al efecto de su peso propio la columna se va a estirar.

Adicionalmente, el incremento de temperatura a medida que gana profundidad en la instalación, así como también la presión del líquido que la rodea, va a causar efectos adicionales. Alcanzada su posición de instalación final, tal como se aprecia en la Figura 4, la tubería habrá incrementado su longitud en un determinado valor que nosotros hemos denominado genéricamente $\Delta L'$.

A partir de los diferentes procesos y operaciones que se lleven a cabo durante la vida en servicio de la tubería, la misma experimentará otros cambios sucesivos en la temperatura, presión, densidad de fluidos, etc. que resultarán en un estiramiento posterior que nosotros denominamos como ΔL_f con respecto a la longitud que tenía apenas instalado ($L + \Delta L'$). Para el diseño de Tubing, la atención se focaliza en el análisis del movimiento, a partir de los cambios que generan los diferentes escenarios de servicio en lugar de la medición nominal inicial (L) del mismo. Por lo cual, se va a definir como un *cambio de longitud de la tubería ΔL* a la diferencia establecida como $\Delta L = \Delta L_f - \Delta L'$. De esa manera una columna de tuberías con una longitud la superficie de L experimentará una variación de longitud inicial $\Delta L'$ por las condiciones de la instalación y otro cambio ΔL_f por las condiciones de servicio, la diferencia es lo que se conoce como “cambio de longitud”. En la Tabla 14 se presentan los parámetros que nos van a permitir calcular el cambio de longitud inicial $\Delta L'$ por las condiciones de instalación:

PARAMETRO	Símbolo	Expresión utilizada
Cambio de longitud debido al peso propio	$\Delta L_{\text{PesoPropio}}$	$\Delta L_{\text{PesoPropio}} = \frac{\omega_L}{2 E A_p} L^2$
Cambio de longitud debido a la temperatura	ΔL_{TEMP}	$\Delta L_{\text{TEMP}} = -\alpha \cdot L \cdot (\Delta T_{\text{AVG}})$
Cambio de longitud debido a flotación	$\Delta L_{\text{Flotación}}$	$\Delta L_{\text{Flotación}} = -\frac{P_{\text{FONDO}} \cdot L}{E}$
Cambio de longitud debido al “ballooning”	$\Delta L_{\text{Ballooning}}$	$\Delta L_{\text{Ballooning}} = \frac{2\nu}{E} L \left(\frac{A_o - A_i}{A_p} \right) \frac{P_{\text{FONDO}}}{2}$
Cambio de longitud total	$\Delta L'$	$\Delta L_{\text{PesoPropio}} + \Delta L_{\text{TEMP}} + \Delta L_{\text{Flotación}} + \Delta L_{\text{Ballooning}}$

Tabla 14: cambio de longitud en tubería simplemente instalada ($\Delta L'$)

En donde:

ω_L = Peso métrico de la tubería (libraje [lb/ft])

L = Longitud de la tubería [ft]

α = Coeficiente de dilatación térmica (6.9×10^{-6}) [$1/^{\circ}\text{F}$]

ΔT_{AVG} = Cambio promedio de la temperatura [$^{\circ}\text{F}$]

P_{FONDO} = Presión hidrostática en el fondo de la tubería

ν = Coeficiente de Poisson del acero (0,3).

En la tabla siguiente se expresan los cambios de longitud en condiciones de servicio:

Efecto →	Efecto del tubo (extremo tapado)					Efecto del Packer	
	ΔP_i	ΔP_o	$\Delta \delta_i$	$\Delta \delta_o$	ΔT_{Temp}	Elástico	Pandeo
Flotación (Pistón)	$+\frac{\Delta P_i A_i}{K}$	$-\frac{\Delta P_o A_o}{K}$	$+\frac{0.052 \Delta \delta_i L A_i}{K}$	$-\frac{0.052 \Delta \delta_o L A_o}{K}$		$-\frac{F_{\text{EFF}}}{K}$	
“Ballooning”	$-\frac{2 \nu (\Delta P_i A_i)}{K}$	$+\frac{2 \nu (\Delta P_o A_o)}{K}$	$-\nu \left(\frac{0.052 \Delta \delta_i L A_i}{K} \right)$	$+\nu \left(\frac{0.052 \Delta \delta_o L A_o}{K} \right)$			
Temperatura					$-\alpha \cdot L \cdot (\Delta T_{\text{AVG}})$		
Pandeo							$-\frac{r_c^2 (F_{\text{EFF}})^2}{8 E I \omega_b}$

Tabla 15: cambio de longitud en tubería en servicio (ΔL_f)

En donde:

ω_b = Peso métrico de la tubería sumergida (libraje [lb/ft])

r_c = Huelgo radial [pulg]

δ_i = Densidad del fluido interno [ppg]

δ_o = Densidad del fluido externo [ppg]

K = Rigidez (Stiffness) → $K = \frac{L}{A_p E}$

ν = Coeficiente de Poisson del acero (0,3).

Con las expresiones anteriores, se puede determinar el cambio de longitud en la tubería, tener presente para incluir los esfuerzos adicionales para el colgado de la tubería (“pick up” o “slack off”). Si el packer instalado permite un movimiento libre de la tubería, no habrá fuerzas resultantes sobre el tubo, con lo cual el ingeniero deberá determinar la longitud de sello correspondiente. Si algún tipo de movimiento es restringido por el packer, esta restricción se convierte en una fuerza, entonces la misma se deberá comparar contra la resistencia del tubo y del packer (Packer envelope service).

CONCLUSIONES:

Como se puede observar, el diseño de Tubing posee características distintivas en varios aspectos. Especial atención se requiere en los cambios de longitud, una vez que los movimientos de la tubería se han calculado, es importante determinar si habrá presencia de fuerzas inducidas por el tipo de packer instalado, si así fuera, las mismas se deberán ubicar dentro de los límites de funcionamiento seguro para la tubería, para las conexiones y para la herramienta. Por otro lado, los materiales seleccionados deberán ser compatibles con el diseño mecánico (esto es no superar el límite elástico) así como también resistentes a la corrosión, debiéndose optar siempre con materiales compatibles con ambiente circundante (externo e interno).

Como análisis adicional, las velocidades del flujo ascensionales por dentro de la tubería no deberán superar los límites establecidos como riesgosos desde el punto de vista de la erosión. El proceso de selección y verificación arriba descripto es aplicable para instalaciones simples y convencionales así como también para columnas telescópicas, columnas duales o bien aplicaciones especiales tales como inyección de vapor.

REFERENCIAS:

- 1.- “Advanced tubulars design course” Blade Energy – Agosto 2008
- 2.- “Oilfield corrosion and materials engineering course” Bijan Kermany - Mayo 2004
- 3.- “OCTG for critical environments course” Tenaris University – Octubre 2008
- 4.- Control of corrosion in oil and gas production tubing” L. SMITH - British Corrosion Journal, 1999 Vol. 34 No. 4 247.
- 5.- STANDARD NACE MR0175/ISO 15156-1 First edition “Petroleum and natural gas industries— Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production” Part 1; Part 2 & Part 3.
- 6.- NACE Corrosion 1998 – Paper #58 “EROSION IN MULTIPHASE PRODUCTION OF OIL & GAS” Ken Jordan – SHELL Offshore Incorporated.
- 7.- Petroleum engineering and development studies – Volume 1 – “Fundamentals of casing design” by Hussain Rabia, 1987.
- 8.- “Esfuerzos a los que está sometida una tubería en pozos de Petróleo y Gas” 1ra Conferencia del IAS sobre Usos del Acero - 4to Encuentro de la Sección Argentina de la ISS. 6 y 7 de Noviembre de 2002. Fabián Benedetto - Daniel Ghidina