

**Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación,
Terminación, Reparación y Servicio de Pozos**

Del 7 al 10 de agosto de 2012

Buenos Aires

Título:

Cuestiones y aspectos técnicos en el diseño de tuberías para pozos “shale”.

Autor:

Fabián Benedetto - Tenaris

1.- Abstract.

En este trabajo se proporciona un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de tuberías para pozos a ser construidos en reservorios no convencionales que almacenan gas y petróleo en arcillas (shales).

Se describen las prácticas utilizadas por los operadores de reservorios “shales” en Estados Unidos y Canadá así como también las hipótesis de carga mas relevantes para estos casos y la experiencia recogida por Tenaris luego de varios años acompañando el desarrollo de estos reservorios.

Puesto que el diseño de tubulares para estos pozos ha evolucionado desde lo que antes era sólo una rudimentaria aproximación a un pozo convencional sin exigencias hasta una evaluación más profunda y sofisticada. La experiencia, con éxitos y fracasos que los operadores han tenido, ha hecho que trabaje cada vez más en la optimización del diseño y la fiabilidad del mismo.

Los temas clave en estos pozos giran en torno a las tremendas cargas durante la estimulación, los problemas erosivos y las cuestiones corrosivas del ambiente, el cual puede contener H₂S y el CO₂.

Por tratarse en general, de pozos horizontales con ramas laterales de alcance importante, las conexiones roscadas deben ser cuidadosamente seleccionadas a los efectos de poder proveer el torque necesario a la columna de Casing de manera de poder entubar el pozo completo sin problemas.

El equilibrio entre estos factores es la clave para obtener un diseño que equilibre los requisitos de resistencia mecánica y performance frente a la corrosión de una manera económica y efectiva.

2.- Introducción.

Es bien conocido por todos el hecho que, la producción masiva desde rocas conocidas como “generadoras” (o “roca madre”) de hidrocarburos tuvo sus inicios hace una década aproximadamente en los Estados Unidos. Como particularidad podríamos decir que, en esos inicios, un porcentaje importantes de los campos de gas o petróleo proveniente de “shales” se encontraban muy lejos de los centros tradicionales de la industria petrolera, y se empezaron a operar con pequeñas compañías conocidas como independientes.

En ese contexto, la disponibilidad de servicios brindados por empresas de ingeniería, distribuidores de tuberías, etc. disponibles en las áreas petroleras por excelencia, como por ejemplo: Golfo de México y Luisiana, no estaban disponibles en la misma medida para estos nuevos operadores, con lo cual tuvieron que empezar a utilizar los servicios disponibles a nivel local iniciando sus actividades mediante una selección de productos y servicios basados en la disponibilidad y el costo. Esto no fue una excepción para el diseño de los pozos, hasta que, muchas veces como consecuencia de múltiples fallas en los pozos, las compañías se vieron en una situación de tener que pensar en hacer un análisis más profundo de las cargas y comenzar a tomar decisiones más sofisticadas en su gestión.

El lema inicial de hacer que todo “sea barato” ha ido cambiando con el tiempo a medida que estas compañías han podido evaluar y aceptar que sus operaciones son más complejas de lo que se pensaba originalmente, no solo en cuestiones relacionadas con la ingeniería, sino también con aspectos logísticos de gran complejidad que requieren una sincronía en las operaciones no común cuando se operan campos convencionales.

De esta forma muchos de los cambios que se fueron adoptando fueron producto de fracasos muy caros para el operador, que obligaron al mismo a tomar decisiones para minimizar fallas en pozos futuros.

Ya enfocándonos en los aspectos técnicos de los pozos construidos para extraer gas o petróleo de las arcillas, es importante mencionar que, en los reservorios considerados “pioneros” el intervalo geológico de interés llegaba a ser de algunos cientos de pies de espesor, lo cual es (normalmente) más que suficiente para la producción económica de un reservorio "convencional" como por ejemplo de areniscas. Sin embargo, debido a que los yacimientos “no convencionales” tienen una permeabilidad muy baja, las condiciones necesarias para producir económicamente tienen (en la mayoría de los casos) que ser creadas artificialmente maximizando el intervalo de producción. Esto se logra a través de una cierta cantidad de etapas de fracturas hidráulicas y mediante la perforación de pozos horizontales o convenientemente dirigidos en el área de interés.

Estas cuestiones (fracturas y pozos dirigidos) son, al final de cuentas, determinante para el diseño de los tubulares con los cuales se van a construir los pozos, ya que, aún habiendo diferencias geológicas entre los yacimientos y habiendo también diferencias en las prácticas operativas de perforación entre operadoras, está ya universalmente aceptados que estas dos cuestiones son temas comunes que atraviesan a los diseños de pozos para explotación de “shales”.

3.- Prácticas comunes en el diseño.

A continuación vamos a enunciar las experiencias recogidas con los operadores de Estados Unidos y Canadá luego de los ajustes y la optimización lógica que se logra al cabo de 10 años de experiencia. De este modo, es interesante observar que, un gran porcentaje de los pozos se construye con 3 o 4 tipos de Casing.

Para empezar un Casing de Superficie, cuya profundidad está dictada los metros necesarios establecidos por la regulación local de forma de poder aislar, de manera segura, a las napas y depósitos de agua dulce.

El (o los) Casing intermedio se instalan, por lo general, un cierto intervalo por encima del “kick-off point” en roca que está por encima del reservorio de interés. A medida que se va ganando en experiencia, se trata de minimizar la cantidad de Casing Intermedios.

Finalmente el Casing de Producción, es quien cubre la curva y la rama horizontal del pozo.

Ambas partes son cementadas (el Tope de Cemento puede llegar hasta el zapato del Casing Intermedio) para luego ejecutar las etapas de fractura necesarias, con lo cual esta tubería va a servir, de forma simultánea, como columna de estimulación o fractura y como Tubing de producción en la etapa inicial del pozo. Por tratarse de la tubería que va a tener la mayor exigencia en el pozo, dedicaremos una sección en particular a la misma.

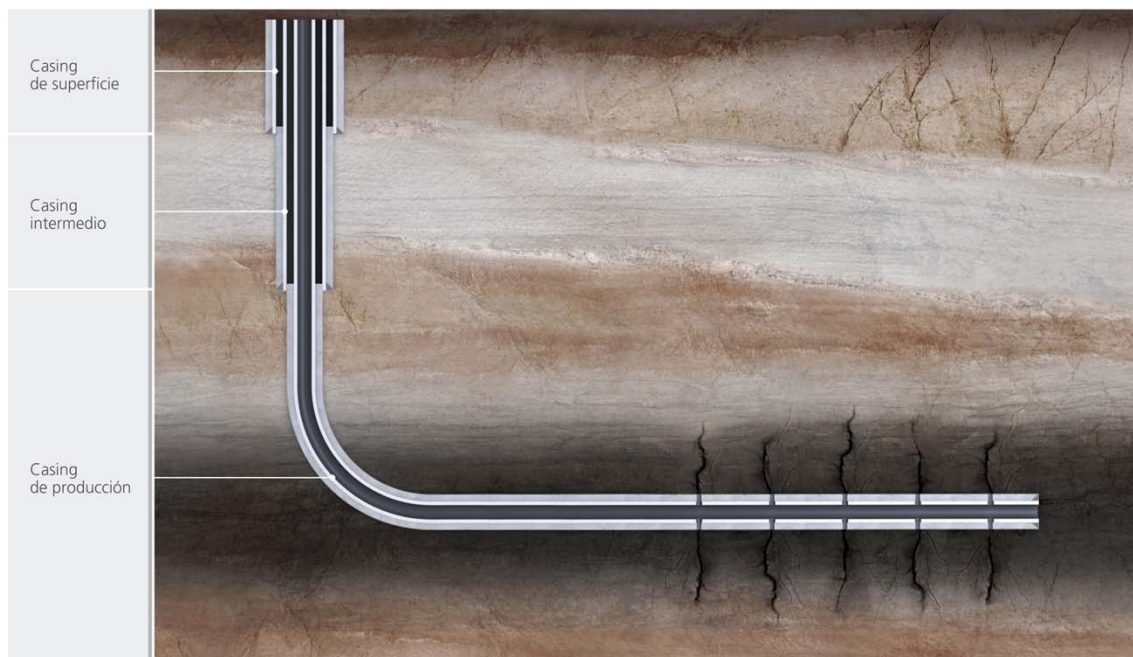


Figura 1: Esquema de pozo típico con 3 secciones de tubería

4.- Análisis de los Casing Conductor, de Superficie e Intermedios.

4.1.- Casing Conductor:

Usualmente el Casing Conductor (cuando se instala) alcanza una profundidad que oscila entre los 20 y 30 metros siendo su principal función proporcionar soporte estructural para las posteriores operaciones en el pozo. Normalmente esta tubería se instala en 20” de diámetro y se cementa a la superficie.

En aquellas compañías que desarrollan perforación intensiva en “pads” o “clusters” es común y frecuente la práctica de instalar previamente el Conductor con un equipo diferente al utilizado para perforar el pozo.

4.2.- Casing de Superficie:

Como mencionado, la profundidad del Casing de Superficie depende de las regulaciones que aplican a cada área de actividad ya que una de las principales funciones de esta tubería es la de aislar acuíferos para preservar las napas de posibles contaminaciones. Su profundidad es variable y puede alcanzar hasta los 1000 metros o mas.

Este intervalo se perfora verticalmente, por lo general con lodo de baja densidad o aire para aumentar la velocidad de penetración. Las tuberías utilizadas van desde 13 3/8” a 9-5/8” y se cementan hasta la superficie, siendo los materiales grados API estándar tipo J55, K55 o grados N80 dependiendo de la profundidad. Las conexiones roscadas que se utilizan también son API por lo general del tipo Buttress o LC (Rosca Redonda Cupla Larga). Es importante mencionar que, aún tomando en cuenta posible desgaste o cargas relacionadas con la perforación de la sección siguiente, las hipótesis que dictan el diseño de esta tubería no son consideradas como demandantes.

4.3.- Casing Intermedio:

Usualmente la tubería intermedia finaliza en el intervalo que precede a la sección de destino o formación “shale”. Con esta tubería se busca aislar y entubar a todas las zonas problemáticas poniendo finalmente el zapato en una formación sólida y uniforme, para facilitar de este modo la perforación del intervalo de producción.

Si existieran problemas de pérdida de circulación u otros que obligaran a establecer dos intervalos de perforación, es menester a veces pensar en dos tuberías intermedias. Por lo general se utilizan diámetros que van desde 10 3/4” hasta 7 5/8” con profundidades muy variadas, alcanzando hasta los 4000 metros en algunos casos.

Generalmente estas tuberías no se cementan hasta superficie y la selección de los grados de acero y tipo de conexiones se encuentran dentro de la gama que entrega API, debiendo decir que los grados N80 y P110 son los grados más comunes. El mismo

concepto es aplicable a las conexiones roscadas, ya que los productos API LC o Buttress (BC) son las que mas se utilizan.

Aquí deberemos hacer un paréntesis para explicar un poco las hipótesis de carga que tradicionalmente se utilizan.

Por lo general, las operadoras suelen tomar un poco mas de riesgo (puesto que estos pozos declinan rápidamente tanto en su presión en boca como en su producción) y adoptan para el diseño, hipótesis que se basan en los casos normales de perforación.

Sin embargo, los operadores que saben que van a tener presiones iniciales de producción importantes (sobre todo si se trata de gas) y ponen a producir a través del Casing de Producción, plantean que el Casing Intermedio tiene que tener una resistencia adecuada para proporcionar una barrera secundaria a los fluidos del pozo y por lo tanto debe ser capaz de manejar una probable fuga en el Casing de Producción ya sea durante la estimulación o bien durante la producción. De este modo, hay compañías que prefieren tomar menos riesgos y optan por incluir, encima del tope de cemento, conexiones Premium que garanticen sellabilidad.

5.- Casing de Producción.

El Casing de Producción es la tubería que mayores esfuerzos va a soportar en este tipo de pozos, muy por encima de los demás Casing a instalar. Por lo general, si se toma como referencia la experiencia en Estados Unidos, el pozo para alojar a esta tubería se perfora verticalmente hasta el punto de inicio de la curva para perforar de manera horizontal ya dentro de la formación "shale". En los registros disponibles, la curva puede variar desde una región a otra, pero por lo general se construye la curvas con una variación de ángulo que alcanza los $8\div 15^\circ$ cada 100 pies, con situaciones puntuales, por tortuosidad, que alcanzan hasta $20^\circ/100'$.

La longitud de la rama horizontal es también variable, por lo general se fija un límite basado en la posibilidad de ingresar con equipo de Coiled Tubing (tienen una longitud máxima de trabajo) y también se definen por cuestiones geológicas de la formación. En la actualidad la sección horizontal puede alcanzar hasta los 1500 metros, con un promedio que oscila en los 1200 metros aproximadamente.

La densidad del lodo de perforación es variable, pero para aquellos reservorios sobre-presurizados se alcanzan valores de más de 1900 g/litro, (esto es 16,0 libras por galón) aunque en la actualidad es común perforar con técnicas de “underbalance” o “nearbalance” para infringir el menor daño posible a la formación, sobre todo si se está trabajando en áreas que están naturalmente fracturadas (conocidas como “sweet spots”) las cuales entregan los mayores caudales de producción. Si así fuera, la densidad equivalente deberá ser tomada en cuenta para el diseño.

La correcta selección del lodo de perforación en un entorno dominado por arcillas es clave, no solo para el proceso de perforación en sí mismo, sino que también para la posterior entubación del pozo, puesto que la activación o inflamación de las arcillas puede producir una cantidad excesiva recortes, o hasta reducir el diámetro del pozo, condiciones no deseables que pueden causar atascamiento de tuberías durante la instalación y problemas de cementación por no poder limpiar adecuadamente el hueco. Con frecuencia el Casing de Producción debe ser capaz de rotar mientras se lo instala o se lo cementa, de esta forma se asegura que llegue al fondo a la vez que esta técnica proporciona condiciones más adecuadas para remover los recortes de la parte baja del pozo. Pares de rotación entre 5000 y 15000 pies-libras se han reportado.

Es práctica habitual que el Casing de Producción se seleccione en alguno de estos tres diámetros: 4 ½”; 5” o 5 ½”, o combinación entre ellos en diseños que no tienen un diámetro constante. Por otro lado, la decisión de establecer la longitud de la rama horizontal se basa en dos factores: el primero de ellos toma en cuenta la ingeniería de reservorios, ya que la productividad y la acumulación final, en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad, es proporcional al volumen de roca estimulada. El segundo factor es más una cuestión práctica ya que la longitud es a menudo establecida por la disponibilidad de acceder al fondo del pozo con herramientas y por el tamaño del arrendamiento que está dictada por regulaciones de estado.

Como se mencionó anteriormente, la fractura hidráulica en etapas se realiza mediante por el interior del Casing de Producción. Seguidamente, y también por el interior del Casing de Producción, el pozo se pone a producir por un período de tiempo determinado, durante ese proceso se extraen hidrocarburos a la vez que se descarga parte del fluido de fractura inyectado previamente.

El flujo de retorno a través del revestimiento de producción tiene dos propósitos:

1. La limpieza de parte de los componentes inyectados durante la fractura.
2. Minimizar efectos erosivos que puede ocasionar la alta tasa de producción inicial desde la zona fracturada.

Puesto que la zona en producción aumenta considerablemente la productividad como resultado del tratamiento de estimulación, si se instalara una columna de producción con diámetro interno menor (Tubing) tendría como resultado una probable asfixia del pozo, a la vez que las velocidades ascensionales serían muy altas. Esto hace que, en áreas sobre-presurizadas se prefiera un Casing de tamaño tan grande como sea posible, ya que es beneficioso tanto para la producción inicial o “Flowback” y también a los fines de instalación de la columna de producción definitiva.

El uso de una tubería de mayor diámetro durante la estimulación del pozo también contribuye a reducir las pérdidas por fricción y la presión hidráulica necesaria para romper la roca, demandando por lo tanto menos potencia en superficie para la operación. La reducción de los requisitos en el equipo de la bomba puede reducir significativamente los costos. Por el contrario, una tubería demasiado grande minimiza el huelgo necesario para una correcta cementación a la vez que, con un mayor diámetro exterior, el tubo es por lo general más pesado y más caro ya que se requiere mayor espesor o grado de material para lograr la misma resistencia a la presión interna.

Con más de 10 años de experiencia en la explotación de “shales” los operadores reconocen algunos problemas que podrían considerarse característicos y relacionados con la construcción de este tipo de pozos. De manera general haremos referencia a ellos para discutirlos luego con más detalle.

- Fallas en conexiones roscadas durante la estimulación mediante fractura, como resultado de combinación compleja de tensiones.
- Falla en Casing después del cierre, cuando el pozo se ha producido por el propio Casing (más proclive en las áreas que contienen H_2S).
- Colapso o restricción del diámetro interno después de la fractura.
- Colapso o restricción del diámetro interno después que el pozo ha sido producido por algún tiempo.

- Fallo durante la instalación en el pozo, por lo general después de un incidente de tubería atascada, donde la tensión/compresión y las cargas de torsión pueden ser mayores de lo esperado.
- Fallas por exceso de torque mientras se rota y empuja el Casing hacia abajo.

Tomando en cuenta lo anterior, el diseño del Casing de Producción tiene que tomar en cuenta las condiciones de carga extremas de instalación, así como también las hipótesis de carga fugas tradicionales, siempre tomando en cuenta que las *cargas de estimulación de fractura van a dominar el diseño* del Casing en cuestión.

6.- Cuestiones técnicas para el diseño del Casing de Producción.

A continuación se presenta una discusión de las situaciones de carga que tienen un impacto relevante y deben ser consideradas cuando se diseña una tubería para la estimulación por fractura hidráulica a presión elevada.

6.1.- Presión interna:

Como mencionado anteriormente, la estimulación mediante una fractura de numerosas etapas en un yacimiento “shale” requiere un valor importante de presión en superficie para la rotura de la formación. Literalmente, lo que se busca es poder triturar a la roca para poder, de esa forma, “crear” un reservorio productivo.

Estas presiones frecuentemente son más altas que las subsiguientes debido a la producción del pozo. Durante la estimulación, la peor carga que se considera es un posible “arenamiento” durante la fractura, lo cual implica un súbito incremento en la presión a sostener por el Casing. Este momento suele ser de corta duración, pero muchas veces no se tiene un fino control del mismo, con lo cual, este evento repentino crea una condición de fluido estático, con altas presiones superficiales.

En la actualidad, el rango de presiones que se maneja se ubica entre 12000 y 15000 psi, por lo que la presión máxima es regulada por dispositivos que se programan en superficie para asegurar que los valores están dentro de lo admisible y de la tolerancia de los equipos de superficie.

Si bien las situaciones de “arenamiento” son poco frecuentes, representan la condición de carga más extrema por lo que debe ser considerada de forma exhaustiva.

Como es de esperar, la mayor presión diferencial que va a soportar el Casing se da en superficie, por lo cual, en algunas operaciones, se suele aplicar, como respaldo cierta presión controlada en el espacio anular. En el esquema siguiente se observa un perfil típico de presiones a considerar en la evaluación del Casing.

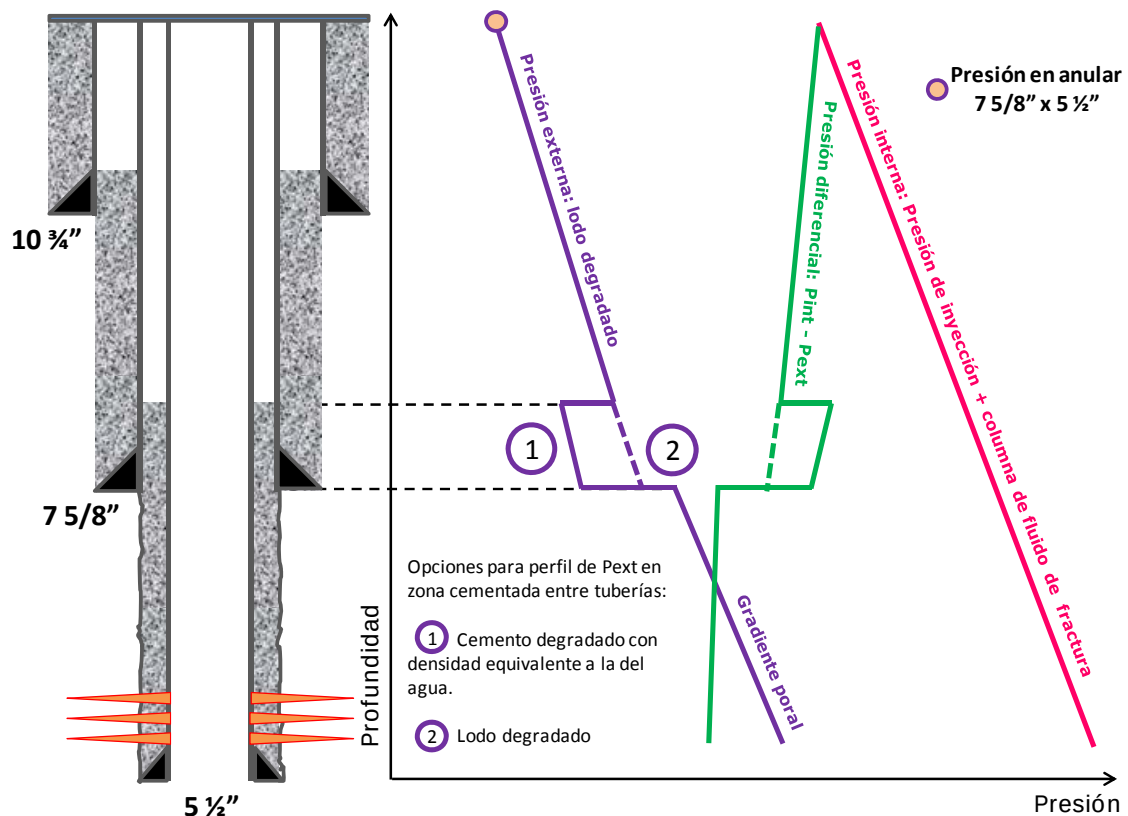


Figura 2: Perfil de presiones para una situación de estimulación mediante fractura

6.2.- Cargas axiales inducidas térmicamente:

Adicionalmente a las cargas de presión interna, la fractura puede causar una muy alta carga de tracción en el Casing de Producción por efecto térmico.

Puesto que los reservorios tipo “shale” tienen gradientes geotérmicos razonablemente altos, lo que crea una condición favorable para la maduración del material orgánico, se presenta una situación favorable para que el Casing recientemente instalado alcance rápidamente el equilibrio con el gradiente geotérmico.

Seguidamente, cuando los fluidos de fractura son bombeados rápidamente el interior del Casing se enfría. El nivel de enfriamiento puede ser significativo en estimulaciones con alta tasa de fractura. La situación extrema de enfriamiento se produce durante las operaciones en invierno, donde los fluidos de fractura pueden estar cerca de la congelación. La rápida tasa de enfriamiento resulta en un intento del Casing por acortarse, cosa que no puede hacer, por lo que la tracción inducida es considerable.

Es importante observar que el proceso de fracturación distorsiona a vinculación entre el Casing y el cemento en las inmediaciones de la zona estimulada, esto significa que posiblemente no haya carga de transferencia a la formación debiendo el Casing resistir la carga axial completa. Este efecto es muy dominante dentro de la evaluación de cargas axiales y se determina por la siguiente ecuación

$$F_t = - 207 \cdot A_n \cdot \Delta T$$

En donde:

F_t = Carga axial por efecto térmico [lb]

A_n = Area transversal del Casing [pulg²]

ΔT = Variación de temperatura [°F]

Nótese que la tensión en el Casing se incrementa 207 libras por cada grado de enfriamiento, con lo cual para un típico Casing 5 ½", cuya área transversal oscila en 6 pulg², un enfriamiento de 100 °F genera una carga axial de 124200 libras! Esta carga se adiciona al peso propio del Casing y a la carga de "colgado" que se pudo haber aplicado.

El efecto contrario se consigue cuando las temperaturas del reservorio calientan al Casing durante el período de reflujo inicial. Esto da como resultado la presencia de un esfuerzo de compresión en el Casing, con el consecuente pandeo de la sección no cementado. Por lo general estas cargas están dentro de los límites que tolera el cuerpo de la tubería, pero este entorno compresivo puede ser un reto para las conexiones.

6.3.- Colapso:

Una característica bien marcada de los pozos que producen "shales" es que logran una rápida caída de presión para estabilizarse en un valor que es una pequeña fracción de las presiones de depósito inicial.

Dada la baja permeabilidad de estos yacimientos, es bastante frecuente que las áreas del pozo que se encuentran a una distancia prudencial de la zona estimulada (inmediaciones del zapato y cerca de la curva) se vean sometidas a presiones externas cerca de las condiciones originales.

Sin embargo, el agotamiento de la zona estimulada dicta el perfil de presión interna, determinando esto que la tubería debe estar diseñada para soportar una carga de colapso importante. Una hipótesis de carga usualmente recomendada es considerar el supuesto caso en donde el fluido de empaque fluye hasta equilibrar la presión agotamiento del yacimiento.

En la figura siguiente se muestra este caso.

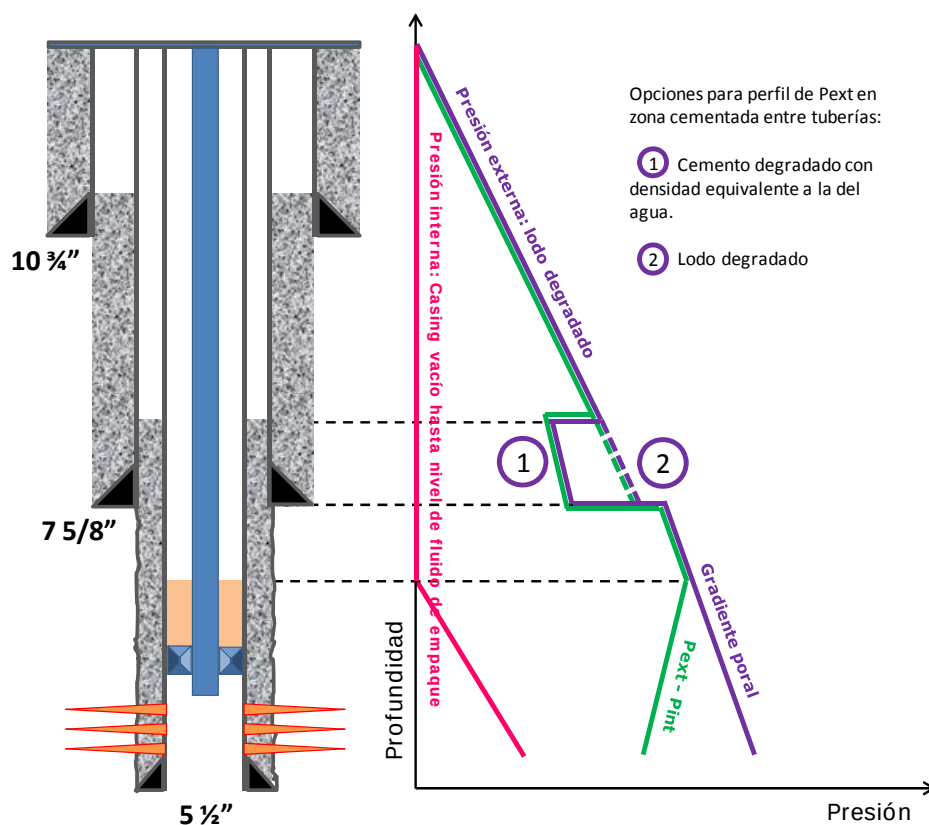


Figura 3: Perfil de presiones para una situación de colapso por depletación

6.4.- Erosión:

Se define como erosión a toda pérdida de material provocada por remoción mecánica de superficies sometidas al pasaje de un fluido.

En los casos de fractura, con una importante velocidad de flujo más la presencia de partículas sólidas, la severidad del proceso erosivo puede llegar a ser considerable sobre las paredes del tubo, ya que se han evidenciado fallas en tubulares por debilitamiento de las paredes durante dicha operación.

En estos casos particulares, al contener el flujo partículas sólidas, el mecanismo básico de erosión es el de surcado de la superficie del metal debido al impacto de éstas partículas.



Figura 4: Rotura de tubería por debilitamiento de pared debido a erosión causada por fractura

Por cada impacto que se genera, el deterioro en el material del Casing es proporcional a la masa de la partícula y a su velocidad, con esto la tasa de desgaste total será la correspondiente a la de cada partícula multiplicada por frecuencia de impacto.

Frente a la problemática de la erosión durante trabajos de mega-fracturas nos encontramos con el dilema de tratar de inferir como se va a afectar la integridad del Casing frente a una posible pérdida de material ya que la totalidad de los modelos simplificados que existen en la bibliografía responden a escenarios de producción, más que a escenarios de inyección, sin embargo, sobre la base de ciertas asunciones, se puede arribar a resultados indicativos (de índole cualitativo) acerca la severidad de cada caso.

Todos los modelos simplificados responden a la siguiente forma:

$$E = K' \cdot V_n \cdot S / d^2 \quad \text{o bien} \quad E = K' \cdot V_n \cdot M / d^2$$

En donde:

E = Tasa de erosión [mm/año]

K' = Constante

V = Velocidad del flujo [m/s]

d = Diámetro interno [mm]

S= Concentración de sólidos [g/m]

M = Caudal de sólidos [g/s]

El enfoque convencional, como el uso de API RP14E, no es adecuado para el propósito de este análisis ya que no se enfoca en calcular la tasa de erosión, solamente las velocidades de flujo crítico en la ausencia de sólidos. Los modelos más complejos, también para producción (como Tulsa SPSS o Sandman) no están disponibles para uso público. Lo que si existen son modelos simplificados para llevar a cabo un análisis preliminar (API, Salama, DNV) que adoptan las formas siguientes:

$$\text{Salama} \quad \rightarrow E = (0,182 \cdot W \cdot V^{2,0} \times D) / (d^2 \times \rho_m)$$

$$\text{DNV} \quad \rightarrow E = 2,5 \times 10^{-5} \cdot V^{2,6} \cdot m_p / d^2$$

$$\text{API} \quad \rightarrow E = 5,33 \cdot V^{2,0} \cdot M / d^2$$

En donde:

W = Caudal de arena [kg/día]

D = Tamaño de la arena [micrones]

ρ_m = Densidad de la mezcla [kg/m³]

m_p = Caudal másico de arena [kg/s]

Según se puede encontrar en la bibliografía, se sugiere el uso del modelo de *Salama* para un análisis preliminar en condiciones de flujo solo de líquidos y en áreas que implican curvas hasta 5Ø o bien disrupciones de flujos que no impliquen cambios bruscos, tales como “T” o “chokes”. Como es ya bien sabido, la mayoría del daño por erosión es plausible de ser encontrado en aquellas áreas en donde se experimenta un cambio de flujo y es probable que sea por lo menos un orden de magnitud mayor que la erosión en el tubo recto o tubo sin cambios bruscos de forma.

En consecuencia, la estimación por *Salama* puede ser un indicativo cualitativo en áreas puntuales de interés (por ejemplo en la salida de un “tree-saver”) pudiéndose adoptar un valor de un orden de magnitud inferior en las partes rectas de la tubería.

El modelo y las recomendaciones de DNV han sido elaborados sobre la base de investigaciones experimentales y datos disponibles en la literatura. De esa forma se arriba al modelo disponible de *Det Norske Veritas*. Es importante mencionar que dicho modelo ha sido validado con ensayos realizados en instalaciones equipadas con diámetros pequeños en comparación con los diámetros Casing y se considera para partes rectas. A modo de ejemplo se presentan los resultados de un caso considerando arena tipo 20/40:

	BPM	GPM
Caudal de Bombeo	90	3780

Diámetro Externo D (in)	4,5	Tubería
Diámetro Interno d (in)	3,826	
d (mm)	97,18	
d (m)	0,0971804	
A (m ²)	0,007417324	
V (m/s)	32,15	

Concentración Arena (PPA)	g/gal	Mix (ppg)	Desgaste Salama (mm)	Desgaste DNV (mm)	Desgaste API (mm)
1	453,59	8,98	0,13	0,0041	0,11
1,5	680,39	9,29	0,19	0,0062	0,16
2	907,18	9,59	0,24	0,0082	0,22
2,5	1133,98	9,88	0,29	0,0103	0,27
3	1360,78	10,16	0,34	0,0123	0,33
3,5	1587,57	10,43	0,39	0,0144	0,38
Totales			2,70	0,101	2,68

Recto -->	0,270
---------------------	-------

Figura 5: Ejemplo de evaluación de pérdida de espesor por efecto de la erosión

Una vez cuantificada la pérdida de material en una fractura, considerando todos los parámetros de las expresiones anteriores, se puede conocer un porcentaje de “wall loss” al momento de analizar los esfuerzos mecánicos durante este caso de carga.

6.5.- Cargas debido a la instalación:

Flexión. Tomando en cuenta la necesidad de maximizar el contacto con el reservorio, la realidad indica que la mayoría de los pozos se perforan horizontales, debido a esto la severidad de la curva va a depender de la profundidad a la cual se encuentra la formación “shale”, habiéndose encontrado operadores que han tenido que adoptar trayectorias agresivas al construir la curva.

En esos casos, los diseños suelen tener DLS de $12 \div 15^\circ / 100'$. Sin embargo, la tortuosidad en ocasiones conduce a curva con valores puntuales de más de $20^\circ / 100'$.

Torque. El trabajo de rotación de la tubería mientras se la instala es, hoy por hoy, una realidad que no debe ser dejada sin evaluar en el análisis del Casing de Producción, sobre todo en lo que se refiere a la selección de las conexiones a utilizar, con lo cual la capacidad de entregar torque en la operación y la resistencia a la fatiga, son dos factores que el ingeniero de diseño debe poner bajo consideración. En pozos cuya rama horizontal se extiende por 1000 metros o más, los valores de torque reportados superan, en algunos casos 15000 pie-libras.

6.6.- Factores de diseño críticos:

En el siguiente cuadro se aprecia un resumen de los factores críticos a considerar para el Casing de Producción:

Tipo de operación	Carga inducida	Parámetros claves	Factores de diseño mínimos
Fractura	Estallido Tensión	Arenamiento Erosión Perfil de temperatura Perfil de presión poral Presión en el anular Densidad fluido fractura	Estallido: $1,10 \div 1,20$ Tensión: $1,30 \div 1,40$
"Flow-back"	Compresión	Perfil de temperatura Erosión Presión interna	Compresión: $1,20 \div 1,30$
Cierre dinámico en boca	Estallido Tensión	Perfil de temperatura Perfil de presión poral Expansión de fluido en el anular	Estallido: $1,10 \div 1,20$ Tensión: $1,60 \div 1,80$
Reservorio depletado / Casing evacuado	Colapso	Fluido anular Altura Tope de Cemento Perfil de temperatura Presión de reservorio	Colapso: $1,00 \div 1,12$
Corrida de tubería	Flexión Sobre-torque	Torque de arrastre Fatiga	Torque: $0,7 \div 0,8 T_{\text{fluencia conexión}}$

Es importante mencionar que se debe asegurar un Factor de diseño tri-axial (Von Mises) de 1,25 para ambientes sin presencia de H₂S y 1,30 como mínimo para ambientes considerados "agrios".

En la siguiente figura se observa claramente, para un caso real en Argentina, como el trabajo de estimulación domina la selección del Casing, imponiendo la mayor sollicitación mecánica al mismo.

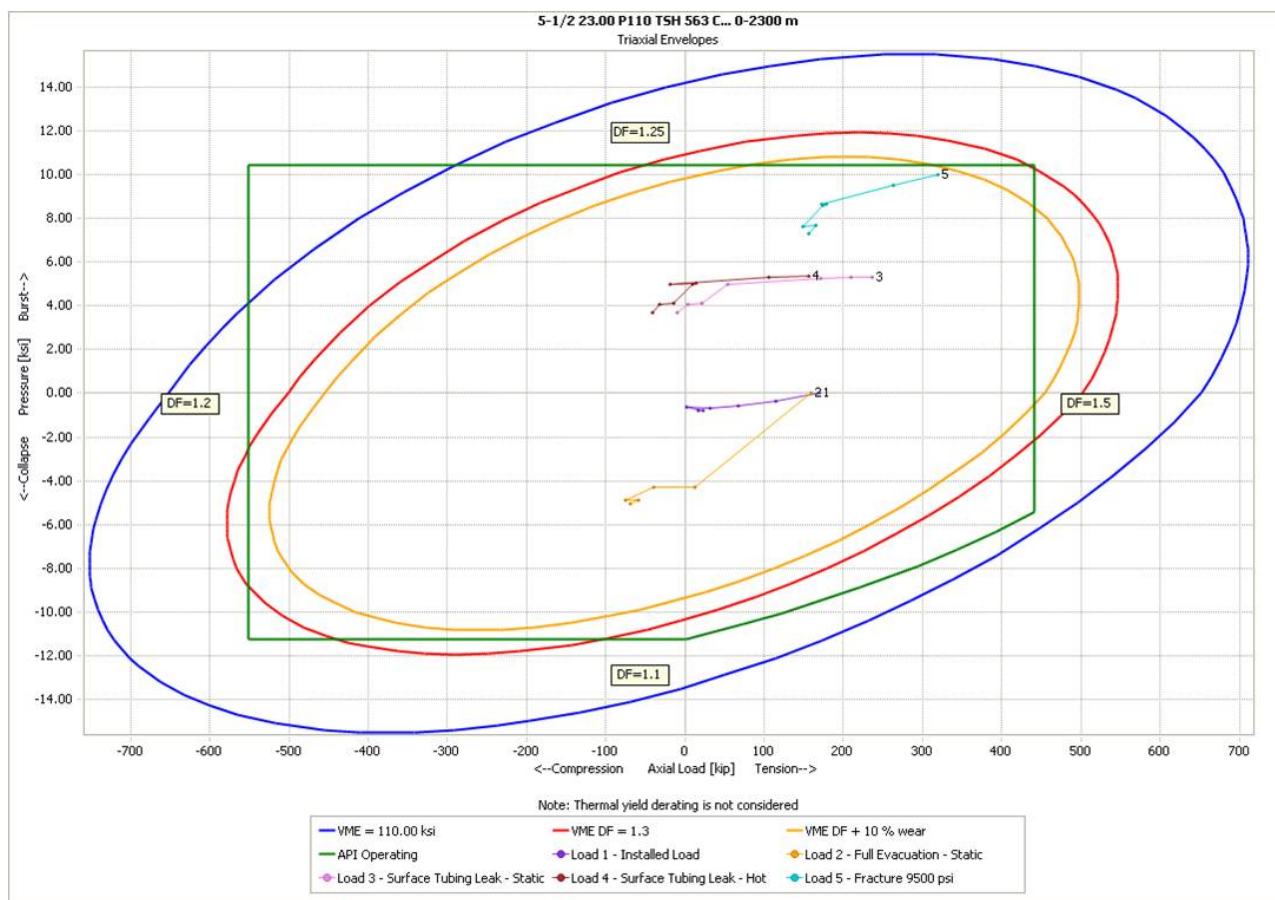


Figura 6: Elipse de Von Mises que indica las tensiones generadas en un Casing 5 ½" durante una fractura hidráulica de un pozo Shale

7.- Selección de conexiones.

Históricamente, los primeros desarrollos se llevaron a cabo utilizando conexiones API (LC y BC) tanto para los Casing superiores como para la columna principal, de Producción. Con el tiempo, adquiriendo aprendizaje de los aciertos y de los problemas, ha quedado bien aceptado en la industria que las conexiones API son aceptables para las tuberías de superficie e intermedias, pero no son adecuadas para la tubería de producción, necesitándose en este caso conexiones de mayor rendimiento y confiabilidad.

Actualmente, tanto en opciones Integrales, como también con Cupla, el Casing de Producción se especifica con conexiones Premium o Semi-Premium, que garanticen prestaciones superiores.

Tomando en cuenta que las cargas alcanzadas durante la estimulación del pozo (Cuadrante de Estallido-Tracción) van a demandar de las uniones roscadas garantía de estanqueidad así como también riesgo nulo de desenchufe, todo esto en condiciones post-instalación que generalmente implican entrega de alto torque durante la rotación impuesta al Casing.

Por otro lado, en la etapa de Producción y posterior agotamiento del reservorio, se va a requerir una buena capacidad de compresión y también resistencia a las presiones externa o colapso, en otras palabras, las conexiones necesitan ser herméticas al gas estando bajo carga de compresión. Otra cuestión que induce particularidades en este proceso de selección, es la corrida y rotación a través de las curvas que tiene el pozo. En estos casos, los requisitos de par dependerán de cada configuración de pozo, pero pares de rotación elevados suelen ser requeridos.

En algunas situaciones en las cuales se necesita garantizar un anillo de cemento importante, así como también si hubiera razones que dicten la necesidad de maximizar el espacio anular, ciertos pozos requieren conexiones “integrales” del tipo “flush” o “semi-flush”. De todas formas, las conexiones con cupla se perciben como la mejor opción cuando el espacio anular no es un problema.

8.- Selección de materiales y grados.

Cuando se hace referencia a los materiales a utilizar en las secciones superiores del pozo (Casing de Superficie, Intermedio), los principales factores que influyen en la selección del grado de acero son la disponibilidad rápida en locación y el precio. Como tal, grados como API J55, K55 y N80 son los grados más utilizados para estas secciones.

Para el Casing de Producción, con mucho mayor solicitud se utiliza principalmente el grado API P110, ahora bien siendo que la resistencia al colapso y la resistencia a la presión interna son claves, es posible obtener hoy en el mercado grados de 110 ksi de fluencia con requerimientos adicionales que permiten mejorar la resistencia al colapso y a la presión interna mediante la especificación de una tensión de fluencia mayor. También, mediante requisitos adicionales, es posible contar con tuberías con mejor tenacidad en el acero, propiedad que es sumamente importante en situaciones con numerosas etapas de punzados.

Históricamente, en Los campos desarrollados en Estados Unidos se ha observado que el grado API P110 es adecuado para la mayoría de las aplicaciones siempre y cuando no exista la posibilidad de encontrar H_2S en la formación, o bien donde hay preocupación acerca de un probable escenario con corrosión.

En estas tuberías, la tenacidad del material juega un rol muy importante, ya que se trata de secciones de Casing que van a estar expuestas a un set importante de punzados, seguidos de cargas circunferenciales de gran magnitud durante la fractura, por esto es clave asegurar que el material pueda tolerar esta situación sin tener un riesgo de propagación de fisuras entre punzados.

Como los operadores han comenzado a perforar pozos más ácidos, la necesidad de materiales con cierta resistencia a la fisuración por hidrógenos apareció en el mercado. Como resultado de esta demanda, los fabricantes de tuberías han desarrollado materiales que tienen una mejor resistencia a la rotura frágil, pero su uso, en ambientes ácidos, está limitado a aplicaciones consideradas “mild sour”, es decir de acidez considerada “suave”.

Hasta el momento no se tienen reportado condiciones severas de corrosión por CO_2 .

9.- Conclusiones.

Generalmente, el diseño de tuberías en pozos construidos para operar yacimientos “no convencionales” queda determinado por el nivel de presión interna (intensidad de los trabajos de fractura) y la trayectoria elegida para explotar el reservorio.

En ese contexto, las conexiones API son percibidas como adecuadas para los tramos de superficie e intermedia, mientras que las conexiones Premium (o semi-Premium) son necesarias para el Casing de producción de modo de proveer los siguientes beneficios a la operación:

- Sellabilidad: el Casing de producción debe garantizar sellabilidad interna tanto en las operaciones de fractura, así como también durante las presiones de producción inicial.
- Torque: durante la instalación, las columnas de Casing podrían requerir rotación y reciprocación como consecuencia de la trayectoria horizontal.

- Huelgos: el efecto pistón y las grandes fuerzas de arrastre de los productos T&C pueden ser evitados con el uso de cuplas de diámetro reducido con bisel especial o productos semi-flush/flush (solamente disponibles con uniones “Premium”).
- Confiabilidad: fallas por fatiga pueden ocurrir debido a un excesivo número de ciclos por operaciones de rotación y trabajo con las tuberías durante la instalación.

Grados API o Grados Propietarios se seleccionan según la demanda del pozo. Por lo general el grado P110 se utiliza para el Casing de Producción debido a su alta resistencia mecánica.

La presencia de ambiente corrosivo, sobre todo la presencia de H_2S , o bien altos requerimientos de presión interna o colapso han puesto la necesidad de materiales especiales que superan al P110.

Referencias:

- 1.- Technical Aspects of Shale Gas Well Design. Internal Report prepared for Tenaris.
- 2.- Hydraulic Fracturing Failure Analysis Casing Optimization, by Brian Schwind. Shale Gas Drilling & Completions Conference. Houston, 26th & 27th May 2010.
- 3.- Mechanical Design Consideration for Fracture-Treating down Casing String, by H. Craig Clark. SPE Drilling Engineering, June 1987.
- 4.- Assessment and Prediction of Erosion in Completion System under Hydraulic Fracturing Operations Using Computational Fluid Dynamics, by Reza Farahani et al. SPE 147514.
- 5.- Tenaris Specification for Improved Collapse Grades P110-IC and Q125-IC. Report PSP00355/0.
- 6.- Tenaris Specification for Mild Sour Grades C95-S and P110-S. Report PSP00462/0.