



Cuestiones y aspectos técnicos en el diseño de tuberías para pozos *shale*

Por **Ing. Fabián Benedetto** (Tenaris)

El autor proporciona un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de tuberías para pozos para ser construidos en reservorios no convencionales que almacenan gas y petróleo en *shales*.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

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 las operadores de reservorios "*shales*" en los Estados Unidos y Canadá así como también las hipótesis de carga más relevantes para estos casos y la experiencia recogida por Tenaris luego de varios años acompañando el desarrollo de estos reservorios.

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 trabajen cada vez más en la optimización del diseño y en su fiabilidad.

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 H_2S y el CO_2 . 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* para poder entubar el pozo completo sin problemas.

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

Cambio de lema

Es bien sabido por todos el hecho de 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 encontraba 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., en las áreas petroleras por excelencia, como por ejemplo, Golfo de México y Luisiana, no se daba en la misma medida para estos nuevos operadores, con lo cual tuvieron que empezar a utilizar los servicios con los que sí podían contar 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 adoptaron fueron producto de fracasos muy caros para el operador, que lo obligaron 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 (nor-

malmente) 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, en la mayoría de los casos, tienen 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, determinantes para el diseño de los tubulares con los cuales se van a construir los pozos, ya que, aun habiendo diferencias geológicas entre los yacimientos y también diferencias en las prácticas operativas de perforación entre operadoras, está ya universalmente aceptado que estas dos cuestiones son temas comunes que atraviesan a los diseños de pozos para explotación de "*shales*".

Prácticas comunes en el diseño

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

El primer *Casing* que se instala es el de superficie, cuya profundidad establecida por regulaciones locales, debe asegurar la aislación, de las napas y depósitos de agua dulce.

El (o los) *Casing* intermedio se instala, por lo general, a 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 el que 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, le dedicaremos una sección en particular.

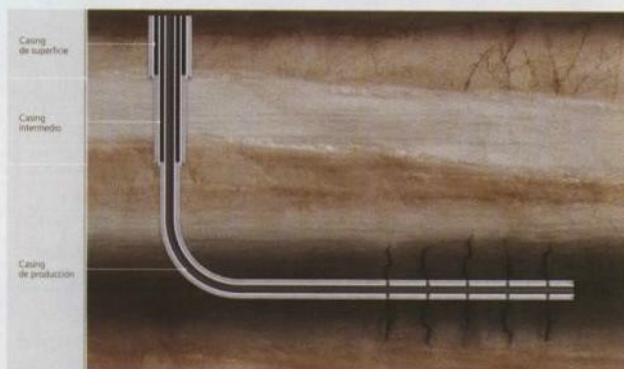


Figura 1. Esquema de pozo típico con tres secciones de tubería.

Análisis de los Casing conductor, de superficie e intermedio

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.

2. Casing de superficie

Como mencionamos, 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 1.000 metros o más.

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, aun 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.

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, podrá ser menester 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, que, en algunos casos, alcanzan hasta los 4.000 metros.

Generalmente, estas tuberías no se cementan hasta superficie, y la selección de los grados de acero y el tipo de conexiones se encuentran dentro de la gama que entrega API, debiendo decir que los grados N80 y P110 son los más comunes. El mismo concepto es aplicable a las conexiones roscadas, ya que los productos API LC o Buttress (BC) son los que más se utilizan.

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

Generalmente, las operadoras suelen tomar un poco más 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 la "sellabilidad".

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 por instalar. Una referencia de esto es la experiencia en los Estados Unidos: para alojar a esta tubería se perfora el pozo verticalmente hasta el punto de inicio de la curva para luego perforar de manera horizontal ya dentro de la formación *shale*. En los registros disponibles, la curva puede variar desde una región a otra, pero con frecuencia se construye la curva con una variación de ángulo que alcanza entre 8° y 15° cada 100 pies, con situaciones puntuales, por tortuosidad, que alcanzan hasta 20°/100'.

La longitud de la rama horizontal también es variable, se fija un límite basado en la posibilidad de ingresar con equipo de *Coiled Tubing* (tienen una longitud máxima de trabajo) y se define por cuestiones geológicas de la formación. En la actualidad, la sección horizontal puede alcanzar hasta los 1.500 metros, con un promedio de 1.200 metros aproximadamente.

La densidad del lodo de perforación es variable, pero para aquellos reservorios sobrepresurizados se alcanzan valores de más de 1.900 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 también para la posterior entubación del pozo, puesto que la activación o inflamación de las arcillas puede producir una cantidad excesiva de 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. Se han reportado pares de rotación entre 5.000 y 15.000 pies-libras.

Es práctica habitual que el Casing de producción se seleccione en alguno de estos tres diámetros: 4 1/2"; 5" o

5 1/2", 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, son proporcionales 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 mencionamos anteriormente, la fractura hidráulica en etapas se realiza 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 sobrepresurizadas se prefiera un Casing de tamaño tan grande como sea posible, ya que es beneficioso tanto para la producción inicial o "Flowback" y como a los fines de la 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, por lo tanto, demanda menos potencia en superficie para la operación. La reducción de los requisitos en el equipo de la bomba puede disminuir 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 suele ser más pesado y más caro ya que se requiere mayor espesor o grado de material para lograr la misma resistencia a la presión interna.



Del Plata Ingeniería

Del Plata Ingeniería S.A.

Empresa de ingeniería y servicios con más de 30 años de experiencia en ejecutar **PROYECTOS**, fabricar **PRODUCTOS** y brindar **SERVICIOS**.

PROYECTOS LLAVE EN MANO - EPC
Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica

TURBOMAQUINAS
Overhaul de Turbinas de Gas y Vapor
Upgrade Integral
Operación y Mantenimiento - LTSA

SISTEMAS DE CONTROL
Turbomaquinas y Plantas Industriales
Provisión Llave en Mano
Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE
Perforación - Workover - Pulling
Registro - Monitoreo - Perf. Automático
Registrador Electrónico

Del Plata Ingeniería S.A. - +(54 223) 481 6969 - Mar del Plata - Argentina
Neuquén - Comodoro Rivadavia - Río Gallegos - Río Grande
www.dpisa.com.ar - info@dpisa.com.ar

QUALITY SYSTEM CERTIFICATION
ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
OHSAS 18001:2007

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 mayor detalle.

- Fallas en conexiones roscadas durante la estimulación mediante fractura, como resultado de la combinación compleja de tensiones.
- Falla en el *Casing* después del cierre, cuando el pozo fue 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 de 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 debe considerar las condiciones de carga extremas de instalación, así como también las hipótesis de carga fugas tradicionales, siempre teniendo presente que las cargas de estimulación de fractura van a dominar el diseño del *Casing* en cuestión.

Cuestiones técnicas para el diseño del *Casing* de producción

A continuación, presentamos 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.

1. Presión interna

Como mencionamos 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, 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 que sostiene el *Casing*. Este momento suele ser de corta duración, pero muchas veces no se tiene un fino control de él, 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 12.000 y 15.000 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 para considerar en la evaluación del *Casing*.

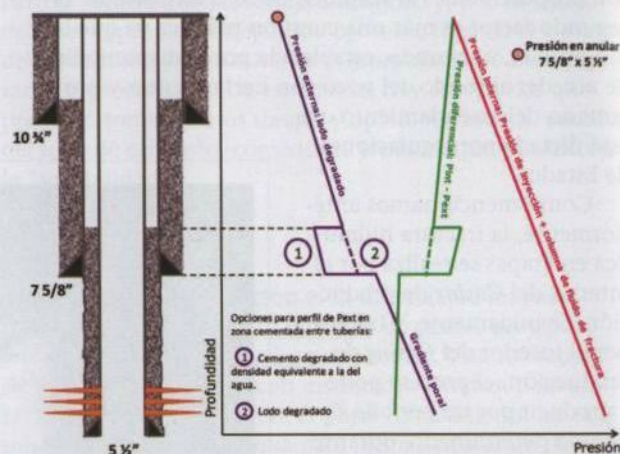


Figura 2. Perfil de presiones para una situación de estimulación mediante fractura.

2. Cargas axiales inducidas térmicamente

Además de 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, que crean 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 la 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 por lo que el *Casing* debe 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 = Área 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 1/2", cuya área transversal oscila en 6 pulg², un

enfriamiento de 100 °F genera una carga axial de ¡124.200 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 cementada. Estas cargas suelen estar dentro de los límites que tolera el cuerpo de la tubería, pero este entorno compresivo puede ser un reto para las conexiones.

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, lo que determina 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 el que el fluido de empaque fluye hasta equilibrar la presión de agotamiento del yacimiento.

En la figura siguiente se muestra este caso:

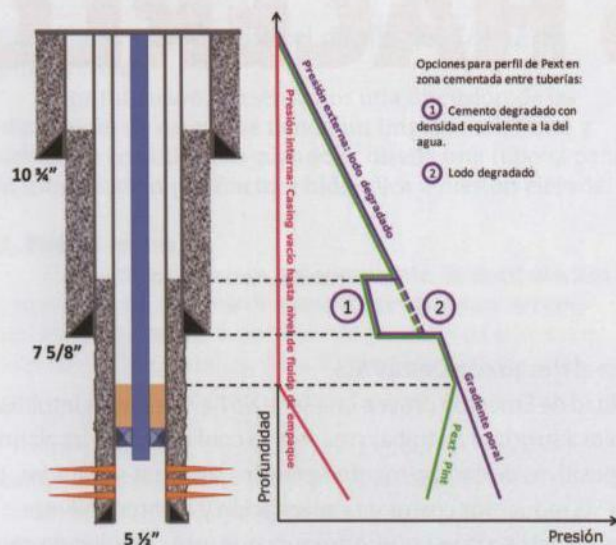


Figura 3. Perfil de presiones para una situación de colapso por depleción.

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.



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

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 estas partículas.

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 la frecuencia de impacto.

Frente a la problemática de la erosión durante trabajos de megafacturas, nos encontramos con el dilema de tratar de inferir cómo 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 de 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_n = 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 sí existen son modelos simplificados para llevar a cabo un análisis preliminar (API, Salama, DNV) que adoptan las formas siguientes:

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

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

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

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 interrupciones de flujos que no impliquen cambios bruscos, tales como "T" o "chokes". Como es ya bien sabido, la mayor parte 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 presentamos los resultados de un caso considerando arena tipo 20/40:

Caudal de Bombeo	GPM	
	60	3780
Diámetro Externo D (in)	4.5	Tubería
Diámetro interno d (in)	3.625	
d (mm)	92.16	
d (m)	0.0971804	
A (m ²)	0.007417324	
V (m ³ /s)	12.15	

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	0.0109	0.27
3	1360.78	10.16	0.34	0.0129	0.33
3.5	1587.57	10.43	0.39	0.0144	0.38
Totales			2.70	0.101	2.68

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.

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 12-15°/100'. Sin embargo, en ocasiones, la tortuosidad conduce a curva con valores puntuales de más de 20°/100'.

Torque. El trabajo de rotación de la tubería mientras se la instala es, hoy por hoy, una realidad que no debe omitirse en el análisis del *Casing* de producción, sobre todo en lo que se refiere a la selección de las conexiones por utilizar. Por 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 considerar. En pozos cuya rama horizontal se extendió por 1.000 metros o más, los valores de torque reportados superan, en algunos casos, los 15.000 pie-libras.

6. Factores de diseño críticos

En el siguiente cuadro se aprecia un resumen de los factores críticos por considerar para el *Casing* de producción:

Tipo de operación	Carga inducida	Parámetros clave	Factores de diseño mínimos
Fractura	Estallido	Arenamiento	Estallido: 1,10 - 1,20
		Erosión	Tensión: 1,30 - 1,40
	Tensión	Perfil de temperatura	
		Perfil de presión poral	
		Presión en el anular	
"Flow-back"	Compresión	Densidad fluido fractura	
		Perfil de temperatura	Compresión: 1,20 - 1,30
		Erosión	
		Presión interna	
Cierre dinámico en boca	Estallido	Perfil de temperatura	Estallido: 1,10 - 1,20
		Perfil de presión poral	Tensión: 1,60 - 1,80
	Tensión	Expansión de fluido en el anular	
Reservorio depletado / Casing evacuado	Colapso	Fluido anular	Colapso: 1,00 - 1,12
		Altura tope de cemento	
		Perfil de temperatura	
		Presión de reservorio	
Corrida de tubería	Flexión	Torque de arrastre	Torque: 0,7 - 0,8
	sobretorque	Fatiga	T _{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 figura 6 se observa claramente, para un caso real en la Argentina, cómo el trabajo de estimulación domina la selección del *Casing*, le impone la mayor sollicitación mecánica.

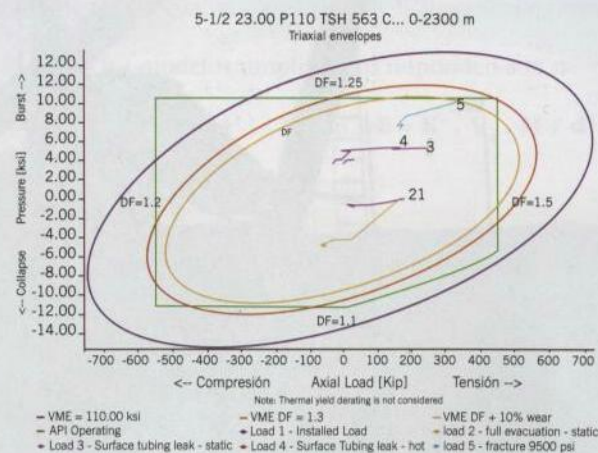


Figura 6. Elipse de Von Mises que indica las tensiones generadas en un *Casing* 5 1/2" durante una fractura hidráulica de un pozo *shale*.

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, y luego de la adquisición de aprendizaje mediante los aciertos y 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, en este caso se requieren 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 *semipremium*, 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 posinstalación 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 cuando están 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 suelen ser requeridos pares de rotación elevados.

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 "semiflush". De todas formas, las conexiones con cupla se perciben como la mejor opción cuando el espacio anular no es un problema.

Selección de materiales y grados

Cuando se hace referencia a los materiales por 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. Por lo tanto, grados como API J55, K55 y N80 son los más utilizados para estas secciones.

Para el *Casing* de producción, con mucho mayor sollicitación, 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 los 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 haya 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 las fisuras 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 ácido está limitado a aplicaciones consideradas "mild sour", es decir, de acidez considerada "suave".

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

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 *semipremium*) 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 *semiflush/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. ■

Bibliografía

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