

# XI CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACION

Buenos Aires 25 al 29 de Octubre de 1998

## **Titulo: Tubería de 10 3/4" dentro de pozo 12 1/4": Primera entubación realizada en Argentina.**

Autores: Gustavo Olivieri - Pluspetrol S.A.  
Daniel Ghidina - Siderca S.A.I.C.  
Fabián Benedetto - Siderca S.A.I.C.

### **I.- Abstract**

Las ventajas del uso de tuberías de mayores diámetros del estándar en pozos perforados con trépanos convencionales pueden ser aprovechadas si se diseña adecuadamente un pozo con tuberías del tipo "Flush", las cuales conservan tanto el diámetro interno como el externo del tubo, con roscas directamente maquinadas sobre el cuerpo del tubo.

Esta fue la primera oportunidad, en la Argentina, de utilización de tubería de diámetro externo 10 3/4" en un pozo perforado con trépano 12 1/4", lo cual abre un interesante abanico de posibilidades dadas por el mayor espacio de maniobra conseguida en estos diseños.

Si bien no es una práctica normal el uso de estas tuberías, hay pozos donde por las condiciones de formación y diseño de los mismos es necesaria su aplicación. Las tuberías con uniones "Flush" ofrecen grandes posibilidades cuando son apropiadamente elegidas; aunque no existe abundante bibliografía sobre este tipo de diseños y de las ventajas (y desventajas) que ellos acarrearán.

El trabajo resume los tópicos más relevantes tenidos en cuenta durante el diseño, la programación, y entubación, tales como influencia de la desviación del mismo, fuerzas de arrastre, margen de maniobra, factores de diseño, rigidez de la columna, cargas actuantes, esfuerzos combinados, etc. de una tubería de 3033 metros, compuesta por ~2200 metros de casing de 10 3/4", 65.7 Lb/pie, Grado P-110, "Flush" y ~830 metros de casing de 9 5/8", 53.5 Lb/pie, Grado N-80/P-110, unión BTC. La tubería de protección se compone de 340 metros de casing de 13 3/8" continuando con 13 5/8" hasta una profundidad de 1700 metros. El pozo es además desviado, con un "dog leg" máximo encontrado de ~4° cada 30 metros.

## **II.- Introducción**

Como ya se ha puntualizado, muchas veces no se optimiza todo lo necesario el huelgo existente entre tubería y pozo, perdiendo posibilidades de margen de maniobra al optar por una tubería de diámetro interno menor al óptimo para cada diseño.

Si bien no es una práctica normal el uso de tuberías con uniones de diámetro externo similar al del tubo, hay pozos donde por las condiciones de formación y diseño de los mismos se hace necesaria su aplicación. Las tuberías con uniones “Flush” ofrecen grandes posibilidades cuando son apropiadamente elegidas.

La tubería “ideal” a usar en cualquier diseño es aquella en la cual la conexión es 100% “integrada” respecto del cuerpo del tubo, es decir, aquella en la cual la columna se comporte como si la conexión no existiera en los aspectos geométrico y resistencial. Pero, cuando debemos optar en un diseño, a pesar de que existen numerosas conexiones en el mercado capaz de ofrecer bondades de prestación iguales o superiores a la del cuerpo del tubo, esto se logra a expensas de una cupla o de un recalque, lo cual hace que siempre debemos buscar una solución de compromiso entre geometría y capacidad de resistir cargas. La solución encontrada deberá hacer lo más eficiente posible al diseño desde el punto de vista resistencial proporcionando la mayor capacidad de maniobra posible dentro de la tubería.

Con la aparición en el mercado de conexiones IFJ (Integral-Flush-Joint) las cuales incorporan recientes avances en tecnologías para conexiones, se ha avanzado substancialmente en obtener la máxima “integración” desde el punto de vista resistencial, con el 100 % de aprovechamiento geométrico. Las conexiones “Flush” generalmente tienen tope de torque externo, simple o doble sello metal-metal y poseen una eficiencia del 100 % para la presión externa, del 90 al 100 % para la presión interna, del 60 al 90 % para la tracción y del 25 al 40 % para la compresión.

## **III.- DESARROLLO**

### **III.1. Datos del pozo**

Pozo : Ramos 1008 – Yacimiento Ramos

Dto. San Martín Provincia de Salta – República Argentina.

El esquema general del pozo es el siguiente:

1) Se perforó con 36" entubando un casing soldado de 26" con zapato en 40 m.

2) Se perforó con 24" con espuma rígida como fluido hasta 405 m entubando un casing de 18 5/8" con zapato en 392 m.

3) Se perforó con 17 1/5" con espuma rígida hasta 836 m donde se pasa a utilizar lodo aireado por el gran influjo de agua de formación, continuando de este modo hasta 1250 m donde se debe continuar con lodo sin aire por severa tendencia a aprisionarse. Finaliza la etapa en 1703 m habiendo encontrado la Fm Los Monos en 1677.

Entuba casing combinado de 13 5/8" y 13 3/8", asentando el zapato en 1700 m.

4) Se perforó con 12 1/4" utilizando lodo cálcico de 1550 gr./lt hasta 3037 m donde entuba casing combinado de 10 3/4" con 9 5/8". Zapato en 3033 m.

5) Se perforó con 8.5" hasta 3285 m, lo cuál corresponde al total del tramo de interés de la Fm Huamampampa atravesada verticalmente.

6) Asienta "wipstock" en 2945 dentro de casing de 9 5/8", abre ventana y perfora con 8.5" construyendo curva hasta horizontalizar completamente la rama alcanzando una profundidad (MD) de 3951 m. Toda esta sección se realiza navegando dentro de la formación productiva.

El fondo del pozo tiene un desplazamiento horizontal de 711m con 88.9° de desviación y una extensión total de la rama de 1011 m.

### **III.2. Perforación del tramo de 12 1/4"**

El Tramo de pozo de 12 1/4" fue perforado con un total de 19 trépanos (incluido el "side track") de diferentes diseños siendo uno de ellos del tipo bicéntrico que trabajó de 1913 m a 2375 m, un total de 462 m donde seguramente el diámetro del pozo era aprox 13", esta situación fue corroborada con el "caliper" aunque debemos recordar que los valores leídos por ese instrumento no son representativos del diámetro efectivo.

Se utilizó un lodo base agua cálcico con una densidad entre 1500 y 1550 gr./lt con 6.5 c.c. de filtrado API, pH 12.5, potasio 21000 ppm y unos 15 kg/m<sup>3</sup> de asfaltos como características principales.

Esta sección fue perforada con control direccional dado que la interpretación de la estructura aconsejaba mantener la verticalidad dentro de parámetros estrechos razón por la cuál la velocidad de penetración fue menor que la esperada

Perforando en 2442 m se produjo un aprisionamiento que obligó a realizar un “side track” en 2232 m hacia el lado bajo del pozo dado que había unos 5° de desviación. Al salir, el nuevo pozo tiene una desviación mínima de 1.8° en 2300 m levantando hasta un máximo de 9.5° . La etapa termina en 3037 m., habiendo insumido 95 días totales todos estos inconvenientes.

A consecuencia del “side track”, el tramo de pozo “ensanchado” con el trépano bicéntrico se redujo de 1913 m a 2232 m es decir solamente 319 m.. En el resto del pozo se utilizaron herramientas de 12.25”

En la maniobra previa a la entubación se agregaron unos 20 kg/m<sup>3</sup> de reductores de torque sólidos del tipo esferas de vidrio.

### **III.3. Diseño y análisis de la tubería de revestimiento (Casing de producción)**

Las principales consideraciones a tener en cuenta cuando se piensa en el diseño de un casing tienen que ver con los tipos de esfuerzos mecánicos (y térmicos) a los que se va a someter una tubería, con el tipo de unión del casing, con la desviación del pozo, con la facilidad que ofrece la tubería para ser bajada, con el proceso de perforación, con la presencia o no de agentes corrosivos y con numerosos factores aleatorios que hacen que la tubería deba tener adecuados factores de diseño para poder resistir las tensiones generadas.

#### **III.3.1- Principales esfuerzos presentes en la tubería:**

Existen cinco tipos distintos de modos de carga, los cuales actúan en forma individual o combinada sobre el cuerpo del tubo y las conexiones. Dichos tipos son:

- Esfuerzos axiales (tensión o compresión).
- Presiones (interna y externa)
- Flexión (pozos direccionales o “buckling”)
- Torsión (make up o rotación sobre la tubería)
- Cargas laterales no simétricas (puntuales o areales)

Los tres primeros tipos de cargas son los más importantes y son los que generalmente dominan en las consideraciones usadas para diseño. Estos modos de cargas fueron los considerados en el diseño aquí explicado. Los últimos dos deberán ser considerados en condiciones especiales, por ejemplo cuando una tubería va a ser girada o bien donde haya presencia de domos de sal que puedan producir fuerzas laterales no asimétricas.

Los esfuerzos analizados resultan de las siguientes hipótesis de trabajo planteadas para este casing de producción: tubería totalmente evacuada para la peor condición de presión externa, posibilidad de pérdida en tubing en superficie como la peor hipótesis para presión interna y tracción, presencia de fuerzas de arrastre, pozo desviado, sin presencia de agentes corrosivos.

Con las condiciones de servicio consideradas, y en base a un modelo triaxial de diseño se obtuvieron los siguientes coeficientes de diseño para las condiciones de servicio previstas:

DIAM	DESDE	HASTA	PESO	ACERO	UNIÓN	DENS	FACTORES DE DISEÑO			
							TIPO	Factor	Prof.	Condición de Servicio
Pulg.	Metros	Metros	Lb/Pie	Tipo	Tipo	Lb/gal				
10 3/4	0000	2200	65.7	P-110	Flush	13.0	Tensión	1.61	0000	Pérdida en tbg. en superficie
							Colapso	1.19	3030	Totalmente Evacuada.
9 5/8	2200	3030	53.5	P-110	BTC	13.00	P.Interna	1.93	0000	Pérdida en tbg. en superficie
							V.Mises	1.75	3030	Totalmente Evacuada.

Como se puede observar en la Figura 2 (elipses de Von Mises para los esfuerzos sufridos por la tubería), si se analizara cada una de estas variables por separado nos llevaría a conclusiones erróneas, ya que los esfuerzos que el casing debe soportar, son los producidos por la combinación de fuerzas. El hecho de no considerar esto ha llevado al fracaso a numerosos diseños ya que se calculaban las cargas individualmente y se las comparaba con las prestaciones de catalogo de las tuberías, sin tener en cuenta los esfuerzos combinados.

Para el caso de la entubación de esta tubería, fueron tenidas en cuenta las solicitaciones presentes durante la bajada del casing y la posterior cementación del mismo, en especial los esfuerzos axiales que se hubieran generado de haber “reciprocado” la tubería durante la cementación, debido al estrecho huelgo presente. Para esta condición de servicio (condición “as cemented” en figura 2), el mínimo factor de diseño de tracción hallado fue de 2.60. Dado que la máxima carga axial que puede resistir la tubería “Flush”

utilizada es de 1252000 libras, el esfuerzo axial presente para esta condición de servicio es de:  $1252000/2.60 = 481540$  libras.

Otros de los factores a tener en cuenta en esta bajada eran: a) la rigidez de la tubería: la cual juega un papel importante en la capacidad que tiene la misma de “acomodarse” en el pozo y b) las fuerzas axiales en la parte superior de la columna durante las maniobras con la misma.

El análisis del factor a) es crucial, ya que la tubería no tiene demasiado espacio anular como para “acomodarse” libremente a la geometría del pozo, el cual además es del tipo desviado.

La rigidez de la columna tubular está directamente relacionada con el momento de inercia ( I ) de la sección transversal del tubo. Entonces, una comparación a efectuar es la rigidez de la columna a entubar respecto de la columna de perforación usada en ese momento para hacer el pozo. En otras palabras:

“I” Drill Collars Vs. “I” Casing

$$\text{Con } I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$$

En donde: I = Momento de inercia de la tubería (Pulgadas<sup>4</sup>)  
D = Diámetro externo nominal de la tubería (Pulgadas)  
d = Diámetro interno nominal de la tubería (Pulgadas)

En nuestro caso, el pozo se perforó con una columna perforadora compuesta por portamechas de diámetro exterior de 8” y diámetro interior de 3”. Esto nos da una rigidez de  $\sim 198 \text{ pulg}^4$ . Por otro lado, la rigidez de la tubería es de  $\sim 239 \text{ pulg}^4$ , esto nos indica que la bajada del casing podría llegar a ser mas dificultosa comparada con la bajada de la columna perforadora, debido a la mayor rigidez encontrada. De todos modos, la rigidez real del conjunto de fondo debería ser algo superior a la calculada debido a la influencia de los estabilizadores. Dicho cálculo requiere de un sistema complejo de ecuaciones, que no es el objetivo de este trabajo.

Para la estimación de las fuerzas axiales durante las maniobras se necesita conocer las fuerzas de arrastre generadas por el movimiento de la tubería. Para eso se modeló el pozo en tramos de acuerdo al esquema de la Figura 3.

La fuerza de arrastre en cada tramo se ha estimado como:

$$F_{ARR} = \text{Peso columna (aire)} \cdot \text{sen } \alpha \cdot \mu \cdot FF$$

En donde:

$\alpha$  = Desviación máxima encontrada en el tramo

$\mu$  = Coeficiente de rozamiento

FF = Factor de flotación

El punto mas complejo de determinar es el valor de los coeficientes de rozamiento entre la pared de la tubería y el pozo (o el casing externo).

Para este caso hemos adoptado los valores usados por Schlumberger<sup>(1)</sup> para sus herramientas, cuando las mismas corren para perfilaje de pozos:

Condición	$\mu$ máx. esperado	$\mu$ mín. esperado
Herramienta en arenisca.	0.340	0.140
Herramienta en arcilla.	0.465	0.190
Herramienta dentro de casing.	0.420	0.380

Estos son valores de “arrastre” en pozos desviados sin presencia de “side track” o cavernas.

Debido a que era desconocida la influencia del “side track” del pozo, se asumió además un coeficiente de 2.0 para el cálculo de la fuerza de arrastre.

Utilizando estos coeficientes se llega a la conclusión teórica que los valores mínimo y máximo calculados para la fuerza de arrastre deberían estar entre 30000 y 80000 Lb.

Este último valor es cercano al citado por Rabia<sup>(2)</sup> para la fuerza de arrastre a tener en cuenta en el diseño de casing en pozos desviados. Un análisis mas elaborado para estimar fuerzas de arrastre se puede realizar siguiendo la metodología empleada por A. Lagreca<sup>(3)</sup>, o J.Wo<sup>(4)</sup>, o W.Dangerfield<sup>(5)</sup>. No es el objetivo de este trabajo emplear sistemas de ecuaciones complejos ya que las mismas dificultarían los cálculos en el lugar de trabajo. Por este motivo y dado que en este caso no se trata de un pozo con un gran ángulo de desviación, se empleó el modelo simple para la estimación de la fuerza de arrastre. En pozos de mayor ángulo o con desviaciones más severas podría adoptarse otra metodología de cálculo para la misma.

El valor real para la fuerza máxima de arrastre durante la bajada de la tubería fue de 100000 Lb. La diferencia con el valor calculado podría provenir de la mayor rigidez de la tubería, como se dijo mas arriba, o de la influencia del side-track., o de los esfuerzos debidos a los cambios de ángulo, o

la diferencia de diámetro de las tuberías utilizadas. Esto es algo que se deberá seguir investigando en otras bajadas.

Conocidos estos parámetros, vemos que la máxima fuerza axial esperada entonces durante la bajada del casing al pozo es de  $481540 + 80000 = 561540$  libras. Considerando un Factor de Diseño para tracción de 1.5, la máxima fuerza axial permitida sería:

$$F_{axial} = \frac{\text{Carga max.admitidacasing}}{\text{Margen de Seguridad}} = \frac{1252000}{1.5} = 834666$$

El margen de carga para maniobra será de:

$$834666 - 561540 = 273126 \text{ Lb.}$$

Si consideramos el valor real de la fuerza de arrastre (100000 Lb), el margen para maniobra es de 253126 Lb.

### III.3.2- Selección del tipo de unión

Cuando se trata de maximizar el diámetro de la tubería dentro de un pozo abierto, necesariamente tenemos que recurrir a una unión del tipo “Flush”, es decir aquellas cuyos diámetros exterior e interior sean similares al cuerpo del tubo.

Cuando se habla de cargas axiales puras, es posible determinar una “eficiencia” a la tracción para estas conexiones, obviamente se trata de elegir el tipo de conexión cuya eficiencia se acerque mas al 100 %. Tal eficiencia resulta de comparar la menor de las dos áreas críticas involucradas (la del pin y la del box), con el área transversal del cuerpo del tubo, es decir:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \text{Min}(\text{At.pin}; \text{At.box}) / \text{Anom. tubo}$$

En donde:

At.pin = Area de la sección crítica del pin (Pulgadas<sup>2</sup>)

At.box = Area de la sección crítica del box (Pulgadas<sup>2</sup>)

Anom. tubo = Area transversal del cuerpo del tubo (Pulgadas<sup>2</sup>)

De esta simple ecuación se desprende que no sirve tener una unión diseñada con eficiencia del 85 % en el box, si el pin es mucho mas débil. Por esa razón es que se deberá seleccionar una conexión que presente un balance entre las características geométricas del pin y del box.



Idealmente, podríamos decir que una conexión “Flush” se comportaría como “integrada” a la columna de casing, si tuviese una eficiencia del 100 % sin incremento de diámetro externo en la zona de la unión. En la realidad, esta virtud la tiene solamente el cuerpo del tubo, motivo por el cual una conexión “Flush” aparecerá en el diseño como un elemento a ser optimizado, desde el punto de vista de su eficiencia.

Teniendo en cuenta estos conceptos, la unión elegido para este caso tiene las siguientes propiedades:

Diámetro externo nominal = 10.750 pulgadas

Diámetro interno nominal = 9.560 pulgadas

Carga máxima admisible de la unión = 1252000 lbs

Carga de referencia para rotura = 1422000 lbs

Presión interna mínima de fluencia = 10655 psi

Presión externa mínima de fluencia = 7500 psi

Otras características de relevancia son: hombro de torque externo de 15°, filete de rosca con flanco de carga negativo para incrementar resistencia al desenchufe, sello metal-metal externo e interno para garantizar 100 % de eficiencia para los rangos de presiones establecidos. Un esquema de este tipo de conexión se muestra en la figura 4.

#### **III.4.- Consideraciones referentes a la perforación:**

Para entubaciones de este tipo existen tres factores ligados al proceso de perforación que van a incidir directamente en el éxito de la bajada del casing al pozo. Comenzamos por la limpieza del pozo ya que un acarreo efectivo de los “cuttings” que impida el alojamiento de los mismos en zonas inclinadas reduce la posibilidad de encontrar zonas con formaciones de “tortas” o salientes. Otro factor importante es la estabilidad de las paredes, especialmente en los lugares correspondientes a formaciones no consolidadas o friables. Finalmente la lubricidad de las paredes ocupa un lugar de relevancia ya que mejorando este aspecto se ayuda sensiblemente al deslizamiento del casing.

#### **III.5.- Bajada del casing al pozo:**

La columna del casing de producción se compone de 72 piezas de diámetro 9 5/8”, 179 piezas de diámetro 10 3/4” mas los accesorios de cementación, de acuerdo al siguiente esquema:

- Zapato a una profundidad de 3033 metros.
- 2 tubo de diámetro 9 5/8" 53.5 Lb/pie, P-110.
- Collar de cementación.
- 17 tubos de diámetro 9 5/8" 53.5 Lb/pie, P-110.
- 53 tubos de diámetro 9 3/8" 47.0 Lb/pie, N-80.
- 1 tubo de diámetro 9 5/8" 53.5 Lb/pie, P-110.
- 1 cross over (incluye reducción).
- 179 tubos de diámetro 10 3/4" 65.7 Lb/pie, P-110.

Previamente a la bajada se realizó inspección visual a 254 piezas en la locación. No se encontraron anomalías en dicha inspección.

Protectores neumáticos fueron instalados en las roscas pin, previo a levantar los tubos, para evitar daños.

Para las operaciones de torqueado se utilizó grasa API tipo 5A2. La totalidad de las uniones con rosca BTC (Buttress) se ajustó controlándose por posición respecto de la cara portante de la cupla (el torque resultante también se controló para cada unión). Las uniones "Flush" de los tubos de diámetro 10 3/4" se torquearon al valor óptimo recomendado (10750 Lb-pié). El torque aplicado se controló en todo momento a través de una computadora, la cual también permitió registrar los correspondientes gráficos de torque aplicado en función de las vueltas.

#### **IV.- Conclusiones**

- El uso de tuberías "Flush" proporciona un mejor aprovechamiento del pozo desde un punto de vista geométrico, generando mayor espacio para maniobras o completaciones no convencionales.
- La correcta estimación de la rigidez de la tubería y de las fuerzas de arrastre presentes permite entubar el casing y completar luego el pozo de manera más segura. El valor calculado para la fuerza de arrastre fue muy próximo al real durante la bajada de la tubería, lo que nos indica que este método podría utilizarse en condiciones similares en otros pozos, aunque sería conveniente la verificación del mismo en alguna otra aplicación.

- El cálculo de las tensiones actuantes en la tubería mediante un método de diseño triaxial permite seleccionar la tubería adecuada, trabajando dentro de los márgenes de seguridad recomendados.
- Una unión con buen diseño respecto de la “eficiencia” para cargas axiales debe ser seleccionada.
- La experiencia recogida en este trabajo presenta interesantes alternativas para futuros diseños, más aún teniendo en cuenta que la producción del pozo superó las expectativas previstas.

## **Referencias**

- 1.- Bratovich, M.; Bell, W. and Kaaz, K. “Improved Logging Techniques for logging high-angle wells” SPE N° 6818 (1977).
- 2.- Hussain Rabia “Fundamentals of Casing Design” Volume 1, Page 72- Petroleum Engineering and Development Studies- (1987)
- 3.- Alejandro J. Lagreca, Intevep/U. de Tulsa, Stefan Z. Miska, U. de Tulsa, James R. Sorem Jr., U. de Tulsa - Paper SPE 38614 “Modeling of Acceptable Hole Curvature for Running Casing String - Preliminary”
- 4.- Jian Wu, Hans Juvkam-Wold, Texas A&M University College Station, Tex., Oil and Gas Journal Apr 29, 1991. “Drag and torque calculations for horizontal wells simplified for field use”.
- 5.- Willam Dangerfield, Consultant Hafrsfjord, Norway. Oil and Gas Journal, Nov.21, 1994. “Simplified ecuations estimate friction loads on downhole tubulars”.



Figura 1: Esquema del pozo Ramos 1008

Figura 2: Esfuerzos de Von Mises

Figura 3: Estimación de fuerzas de arrastre (sin considerar efectos del sidetrack)

**Conexión “Flush” verdadera.**

.ST-L tiene diámetro externo igual al del tubo.

**Hombro de torque en ángulo invertido de 15 °**

.Protege contra daños causados por sobretorque

.Las fuerzas axiales generadas por enrosque energizan el sello externo.

**Sello Externo**

.El sello se produce por interferencia radial, reduciendo los efectos de cargas por tensión.

.Resiste igual presión de colapso que el tubo.

.El mecanismo de sello es energizado por la presión externa.

.La integridad del sello no es afectada por múltiples enrosques.

**Filetes de rosca cónica de interferencia**

.Diseño balanceado entre pin y box.

.Eficiencia a la tracción optimizada.

.La interferencia de roscas distribuye las cargas uniformemente.

**Filetes de rosca buttress en forma de gancho.**

.Angulo de 45° en flanco de enrosque facilita el enrosque y reduce el cruce de roscas.

.Angulo negativo de 9° en el flanco de carga previene desenchufe y asegura buena performance a tracción.

.Precisas tolerancias axiales permiten a la rosca soportar cargas de compresión y tensión.

**Anillo de sello Opcional de Teflon**

.Para los que deseen un sello adicional.

**Sello interno metal-metal**

.El sello se produce por interferencia radial reduciendo el efecto de la tensión axial.

.Resiste igual presión interna que el tubo.

.El mecanismo de sello es energizado por la presión interna.

.La integridad del sello no es afectada por múltiples enrosques.

Figura 4: Esquema de la conexión “Flush” utilizada