

XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACION

México, 27 al 29 de Setiembre de 2000

Título: Ventajas técnico-económicas del uso de tubería de 11 ¾” en pozos profundos.

Autores: Luis Piasco - Pluspetrol S.A.
Antonio Alegria -Pluspetrol S.A.
Daniel Ghidina - Siderca S.A.I.C.
Fabián Benedetto - Siderca S.A.I.C.

I.- Abstract

La perforación y el costo de un pozo profundo dependen fuertemente del diámetro de la tubería a utilizar. Cuanto mayor sea este diámetro con relación al diámetro del trépano los costos del pozo son menores porque se puede reducir la cantidad de tuberías.

En este trabajo, contamos la experiencia (única en Argentina) realizada en un pozo profundo del norte del país donde se utilizó una tubería de 11 ¾” hasta la profundidad de 2658 metros, corrida dentro de tubería de 13 5/8” y en pozo perforado con trépano piloto de 8½” ensanchado a 14” mediante el uso de RWD (Reaming While Drilling).

Las ventajas del uso de tuberías de mayor diámetro que el estándar pueden ser aprovechadas si se diseña adecuadamente el 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 mismo.

Esta es la continuación de un trabajo anterior (de los mismos autores) donde se mencionó la experiencia exitosa de correr tubería de 10 ¾” dentro de pozo de 12 ¼” ⁽⁸⁾. En función de esa experiencia y aprovechando la información obtenida, aquí fuimos un poco mas lejos, tomando el “riesgo” de utilizar una tubería de 11 ¾” dentro de un pozo ensanchado a 14” en de una zona de arcillas inestables.

Un minucioso análisis previo de las condiciones de pozo, de instalación y de diseño, fue realizado con el objetivo de acotar los riesgos durante las operaciones de entubación, cementación y posterior perforación en desbalance del tramo siguiente. En este trabajo hacemos una descripción de cómo se programó el pozo, cómo se perforó, cómo se diseñaron las tuberías, las condiciones de carga tenidas en cuenta, la influencia de la desviación, las fuerzas de arrastre, el margen de maniobra, factores de diseño, rigidez de la

columna, cargas actuantes, velocidad de descenso de la tubería, esfuerzos combinados y comparativas con pozos de la zona.

Se obtiene además un standard de coeficiente de arrastre que podría ser utilizado en pozos de similares características.

II.- Introducción

Las ventajas de maximizar el huelgo entre el pozo y la tubería pueden ser aprovechadas al máximo con la utilización de conexiones del tipo "Flush" (tuberías cuya conexión tiene el mismo diámetro externo que el cuerpo del tubo). Entre dichas ventajas podemos mencionar:

- Reducido número de tuberías
- Mayor ID para completaciones duales
- Menor posibilidad de aprisionarse al no tener incremento de OD debido a la cupla
- Diámetro interno sin resaltos en la zona de la unión

La selección de este tipo de tuberías requiere de un especial análisis de los esfuerzos actuantes debido a que la eficiencia de estas uniones frente a cargas axiales es inferior al 100 % comparadas con el cuerpo del tubo, por lo cual, el aprovechamiento de sus bondades geométricas deberá hacerse conociendo lo mas exactamente posible la sollicitación a la que se va a somete la conexión.

La experiencia anterior de correr tubería flush OD 10 3/4" dentro de un pozo de 12 1/4" fue muy valiosa a la hora de analizar distintos factores y, al final este trabajo podría considerarse como una extensión en el conocimiento y la experiencia del trabajo anterior

En función de lo expuesto, los esfuerzos axiales sobre los que se prestó particular atención fueron:

a) Cargas presentes durante la instalación:

- Flotación durante la corrida del casing
- Fuerza de arrastre debido al contacto pozo - tubo
- Margen de "overpulling" durante la maniobra

b) Cargas presentes durante la cementación:

- Reciprocado o rotación
- Margen de maniobras durante la cementación

El tipo de unión "Flush" que se seleccionó ofrece características especiales de diseño que maximizan la capacidad de soportar cargas axiales y a su vez le otorgan una eficiencia superior al 100 % frente a las cargas inducidas por presiones interna / externas.

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.

III.- DESARROLLO

III.1. Datos del pozo

Pozo : Ramos 1003 – Yacimiento Ramos – Salta- Argentina

El pozo comenzó el 06/12/99 perforando con trépano de 17 ½" hasta 44 metros. Luego se ensanchó con trépanos de 24" y 36", entubando un casing de 26" con zapato en 40 metros.

Luego se perforó con 24" y espuma rígida hasta 419 m y se entubó un casing de 18 5/8" con zapato en 419 m y collar en 392 m.

Se continuó con 17 ½" y espuma rígida hasta 997 m, donde se comienza a utilizar lodo cálcico aereado debido al influjo de agua de formación, hasta 1027 m. donde se perfiló y corrió casing de 13 5/8" con zapato en 1024 m y collar en 1001 m. La Fm . Los Monos fue encontrada en 989 m.

La Fm Los Monos, que sería entubada con la cañería de 11 ¾" fue perforada con SRWD (steerable reaming while drilling) con piloto de 8 ½" ensanchando a 14" en su mayoría, con alguna prueba de trépano bicéntrico. El lodo utilizado fue del tipo cálcico con adición de KCl. La profundidad alcanzada fue 2658 m, penetrando 20 metros dentro de la formación Huamampamapa, principal objetivo del proyecto. Luego de perfilar y acondicionar el pozo se entubó el liner 11 ¾" de 1687 m de longitud , con zapato en 2858 m, collar en 2634 m, y colgador en 971 m. El tiempo insumido durante esta operación fue de 36 horas para alcanzar el fondo. Luego de circular se asentó el colgador y se procedió a cementar.

El tramo siguiente se perforó en desbalance con trépanos de 10 5/8" y entubado con liner de 9 5/8" cementado solo en la base.

A continuación y al momento de escribir este documento, el pozo continúa con la perforación del tramo de 6”.

III.2. Perforación del tramo de 14"

Para la perforación de la sección correspondiente a la Fm. Los Monos se utilizaron 1 (uno) trépano bicéntrico y 5 (cinco) SRWD (steerable reaming while drilling) con el fin de tener un diámetro adecuado para la entubación de la tubería de 11 ¾”. El diámetro del piloto fue de 8 ½” y del ensanchador de 14”. El total de carreras realizadas fueron 15 debido a la reutilización de algunos trépanos.

El lodo utilizado fue base agua, cálcico con una densidad máxima de 1450 gr/lt, 4,8 cc de filtrado, pH 12,5, potasio 19000 ppm, exceso de cal 10, como características principales.

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

Los problemas encontrados durante la perforación del tramo, además de la baja penetración y dificultad para mantener la verticalidad, fueron dos pescas por roturas de motores de fondo.

En la maniobra previa a la entubación se agregaron unos 20 kg/m³ de reductores de torque sólidos del tipo esferas de vidrio.

III.3. Diseño y análisis de la tubería de revestimiento (Liner de producción)

Las condiciones particulares de diseño para un liner hacen que los esfuerzos axiales de tracción sean menos relevantes debido a que se trata de una tubería que no se extiende hasta la boca del pozo, quedando alojada donde los esfuerzos compresivos son más importantes.

De todas formas la performance de este casing liner va a depender de muchos factores, los cuales podemos agrupar en tres grandes grupos:

a) Calidad en la Ingeniería de Diseño:

- Análisis de esfuerzos
- Selección del acero
- Selección del espesor
- Selección de la conexión

b) Calidad del producto

- Calidad del cuerpo del tubo
- Calidad de la conexión

c) Calidad en el manipuleo y uso

- Transporte y almacenamiento
- Personal calificado para la corrida del casing
- Equipamiento adecuado
- Control adecuado del torque
- Compuesto para roscas adecuado

Estos y otros factores aleatorios hacen que la tubería deba tener adecuados factores de diseño para poder hacer frente sin problemas a las tensiones generadas.

III.3.1- Principales esfuerzos presentes en la tubería:

Entre los esfuerzos actuantes sobre una tubería de producción, los más relevantes se pueden agrupar en la siguiente lista:

a) Esfuerzos axiales:

- Tensión debido al peso propio de la tubería
- Tensión debida a Flexión
- Incremento de la Tensión debido a la presión interna
- Tensión debido a cambios de temperatura
- Compresión debido a cambios de temperatura
- Compresión debido a otras tuberías
- Compresión debido a vaciamiento
- Fuerzas de arrastre
- Golpes o impactos

b) Esfuerzos de colapso:

- Tubería total o parcialmente evacuada
- Reducción de la resistencia al colapso debido a perforaciones o punzados
- Golpes o abolladuras
- Presencia de domos de sal
- Reducción en la resistencia al colapso debida a flexión

c) Esfuerzos de presión interna:

- Bolsones de gas encontrados durante la perforación
- Pérdida de tubing en superficie
- Fractura de formación a través del casing
- Gas lift

d) Cargas no uniformes tales como capas, fallas, domos, etc.

e) Pandeo

La consideración y posterior valorización de estas hipótesis de carga nos van a permitir obtener los factores de diseño para la tubería en cuestión, es decir la relación entre la carga que puede resistir dicha tubería antes de entrar en deformación permanente y la sollicitación aplicada.

Para el diseño aquí descripto hemos puesto mayor énfasis en aquellos esfuerzos agrupados en a), b) y c). Las condiciones de carga planteadas como hipótesis para este caso fueron: "tubería totalmente evacuada" para esfuerzo de colapso y "pérdida en tubing en superficie" para esfuerzo axial y de presión interna. Con estas hipótesis los factores de diseño obtenidos en base a un programa de cálculo triaxial son:

DIAM	DESDE	HASTA	PESO	ACERO	UNIÓN	DENS	FACTORES DE DISEÑO			
Pulg.	Metros	Metros	Lb/Pie	Tipo	Tipo	Lb/gal	TIPO	Factor	Prof.	Condición de Servicio
11 3/4	971 159	159 2658	65.0 65.0	Q125 TAC 140	NJO ST-L	12.1 12.1	Tensión	3.37	1024	Pérdida en tbg. en superficie
							Colapso	1.14	2658	Totalmente Evacuada.
							P.Interna	2.25	1024	Pérdida en tbg. en superficie
							V.Mises	2.20	2658	Totalmente Evacuada.

Se observa que estos factores de diseño se toman en cuenta para condiciones que se pueden dar durante la etapa de perforación / producción del pozo. A los efectos de considerar los esfuerzos durante la corrida del casing fueron tenidas en cuenta las sollicitaciones presentes durante la bajada del casing y los esfuerzos axiales que se hubieran generado de haber "reciprocado" la tubería durante la cementación, debido al estrecho huelgo presente.

La condición de servicio analizada para este caso se denomina "entubada sin cementar" con un factor de diseño hallado de 5.44. Dado que la máxima carga axial que puede resistir la tubería "Flush" utilizada es de 1550000 libras, el esfuerzo axial presente para esta condición de servicio es de: $1550000/5.44 = 284600$ libras.

III.3.2- Factores presentes durante la bajada:

Los otros factores que se consideraron independientemente de los esfuerzos durante el servicio de la tubería fueron: a) la rigidez de la columna, 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 y c) la velocidad máxima admisible de descenso con la tubería a los efectos de no fracturar la formación

La rigidez de la columna tubular dependerá directamente del 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

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

En donde: I = Momento de inercia de la tubería (Pulgadas⁴)
 D = Diámetro externo nominal de la tubería (Pulgadas)
 d = Diámetro interno nominal de la tubería (Pulgadas)

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 $\sim 297 \text{ pulg}^4$, esto nos indica que la bajada del casing podría llegar a ser más 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.

Además, de la experiencia obtenida en el pozo anterior se concluyó en que el cálculo de la rigidez por sí solo no es fundamental para decidir o no la bajada.

Las fuerzas axiales durante las maniobras con la tubería van a estar dadas por los impactos durante la bajada (no considerados en este análisis) y por las fuerzas de arrastre debido al rozamiento entre el pozo y la tubería, la cual se ha estimado en función del trabajo de C. A. Johancsik; D. B. Friesen & R. Dawson ⁽⁶⁾ en donde el incremento en la fuerza axial debido al rozamiento vale:

$$\Delta T = W \cos \theta \pm \mu N$$

En donde:

θ = Desviación máxima encontrada en el tramo

μ = Coeficiente de rozamiento

W = peso de la columna en lodo

N = Fuerza de contacto normal

A los efectos de obtener estas fuerzas de rozamiento hemos corrido un programa de cálculo basado en el trabajo de Dawson ⁽⁶⁾ arriba mencionado adoptando los valores de " μ " que recomienda Schlumberger ⁽¹⁾ para sus herramientas, cuando las mismas corren para perfilaje de pozos, y asumiendo que el liner se va a correr utilizando una "Barra de sondeo" OD 5":

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

Coeficientes de arrastre utilizados para el cálculo: 0.35 para dentro de casing y 0.50 en pozo abierto.

Desde	Hasta	OD	Espesor	Peso lineal
0 m	968 m	5"	0.362"	19.5 #
968 m	2658 m	11 3/4"	0.534"	65.0 #

Para la trayectoria del pozo Ramos 1003, estos son los valores de fuerza en gancho que se obtuvieron para el coeficiente máximo adoptado:

Ubicación considerada	Carga sobre el gancho (Lb)			Fuerza Normal (Lb)	
	Ascenso	Estática	Descenso	Ascenso	Descenso
Boca de pozo	384000	346600	304400	12000	9500
Tope de liner	318000	284600	245900	5600	4400

Valores de “arrastre” en pozos desviados sin presencia de “side track” o cavernas.

Por la experiencia en la zona ⁽⁸⁾, se asumió además un coeficiente de 2.0 para el cálculo de la fuerza de arrastre. Este factor se correlaciona muy bien con los valores encontrados en otras entubadas. Por tal motivo, lo hacemos formar parte de la ecuación de arrastre para cálculos realizados en esta zona.

Utilizando estos coeficientes se llega a la conclusión teórica que los valor máximo calculados para la fuerza de arrastre debería ser de 74000 Lb.

El valor real para la fuerza máxima de arrastre durante la bajada de la tubería fue de 77000 Lb levantando y 66000 bajando. Vemos que se aproxima bastante al valor calculado.

Conocidos estos parámetros, vemos que la máxima fuerza axial esperada entonces durante la bajada del casing al pozo es de 284600 + 77000 = 361600 libras. Considerando un Factor de seguridad para tracción de 1.5, la máxima fuerza axial permitida sería:

$$F_{axial} = \frac{\text{Carga max.admitida casing}}{\text{Margen de Seguridad}} = \frac{1550000}{1.5} = 1033333$$

El margen de carga para maniobra de la tubería será de:

$$1033333 - 361600 = 671733 \text{ Lb.}$$

Si consideramos el valor real de la fuerza de arrastre (77000 Lb), el margen para maniobra es de 671733 Lb.

Se realizaron cálculos para estimar la velocidad de bajada de la tubería a los efectos de no fracturar la formación. Para este cálculo se utilizó un modelo para flujo turbulento de “Fundamentals of Casing Design” ⁽²⁾. Los valores obtenidos fueron conservativos, utilizándose en el pozo valores de velocidad de bajada 2 a 3 veces superiores a los calculados, verificando el retorno del

lodo.

III.3.3- Selección del tipo de acero

Debido a la posibilidad de vaciado de la tubería durante la perforación de los tramos siguientes o durante la etapa de completación, a la limitación en el diámetro interno al pasaje de trépano de 10 5/8" y a la limitación en el diámetro exterior, quedó fijo el espesor de la tubería, dejando como variable solamente el acero.

Se utilizó entonces un acero del tipo Alto Colapso (TAC 140) de 140000psi de fluencia.

Las características principales de estos aceros son: estructura martensítica, bajo nivel de tensiones residuales, ovalidad restringida, mínima variación del espesor, y elevado límite de elasticidad. Estas se logran mediante un adecuado diseño y control de los procesos de laminado, tratamiento térmico, calibración y enderezado. Se obtuvieron así los valores de colapso requeridos (6260 psi)

III.3.4- Selección del tipo de unión

La mejor alternativa para maximizar un diseño geométricamente es el uso de uniones del tipo "Flush" ya que esto nos permite correr tuberías cuyo diámetro externo es efectivamente el diámetro del tubo.

Debido a que la rosca de estas conexiones se maquina directamente sobre el cuerpo del tubo, la eficiencia de la misma para soportar cargas axiales va a ser inferior al 100 %. El valor de dicha eficiencia se puede obtener si se compara 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 = Área de la sección crítica del pin (Pulgadas²)

At.box = Área de la sección crítica del box (Pulgadas²)

Anom. tubo = Área transversal del cuerpo del tubo (Pulgadas²)

Dado que la sección crítica correspondiente siempre tiene un valor menor a la sección transversal del cuerpo del tubo, 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, las uniones elegidas para este pozo tienen las siguientes propiedades:

- Rosca con flanco de avance de 45° que favorece el "stabbing"
- Rosca con flanco de carga negativo (Hooked thread) de - 9° que ayuda a mantener en contacto al pin y al box bajo cargas de tracción
- Contacto entre cresta y valle de rosca
- Mínimo huelgo axial de rosca que incrementa capacidad de soportar cargas compresivas
- Sello metal-metal interno y externo
- Hombro de torque exterior de 15°

Características de la unión ST-L, 65.0#, TAC 140

Diámetro externo nominal = 11.750 pulgadas

Diámetro interno nominal = 10.699 pulgadas

Carga máxima admisible de la unión = 1550000 lbs

Presión interna mínima de fluencia = 11130 psi

Presión externa mínima de fluencia = 6260 psi

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 la instalación del casing en el pozo. Comenzamos por la limpieza del pozo previa a la bajada de la tubería de 11 ¾" dado que el espacio entre esta y la de 13 5/8" es muy estrecho (0.625")

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 151 tubos de diámetro 11 3/4" mas los accesorios de cementación, de acuerdo al siguiente esquema:

- Zapato a una profundidad de 2658 metros.
- 2 tubo de diámetro 11 3/4" 65.0 Lb/pie, TAC 140.
- Collar de cementación.
- 137 tubos de diámetro 11 3/4" 65.0 Lb/pie, TAC 140.
- 12 tubos de diámetro 11 3/4" 65.0 Lb/pie, Q125
- colgador .

Previamente a la bajada se realizó inspección visual a 156 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 torquedo se utilizó grasa API tipo 5A2. Las uniones "Flush" de los tubos de diámetro 11 3/4" se torquearon al valor óptimo recomendado. 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

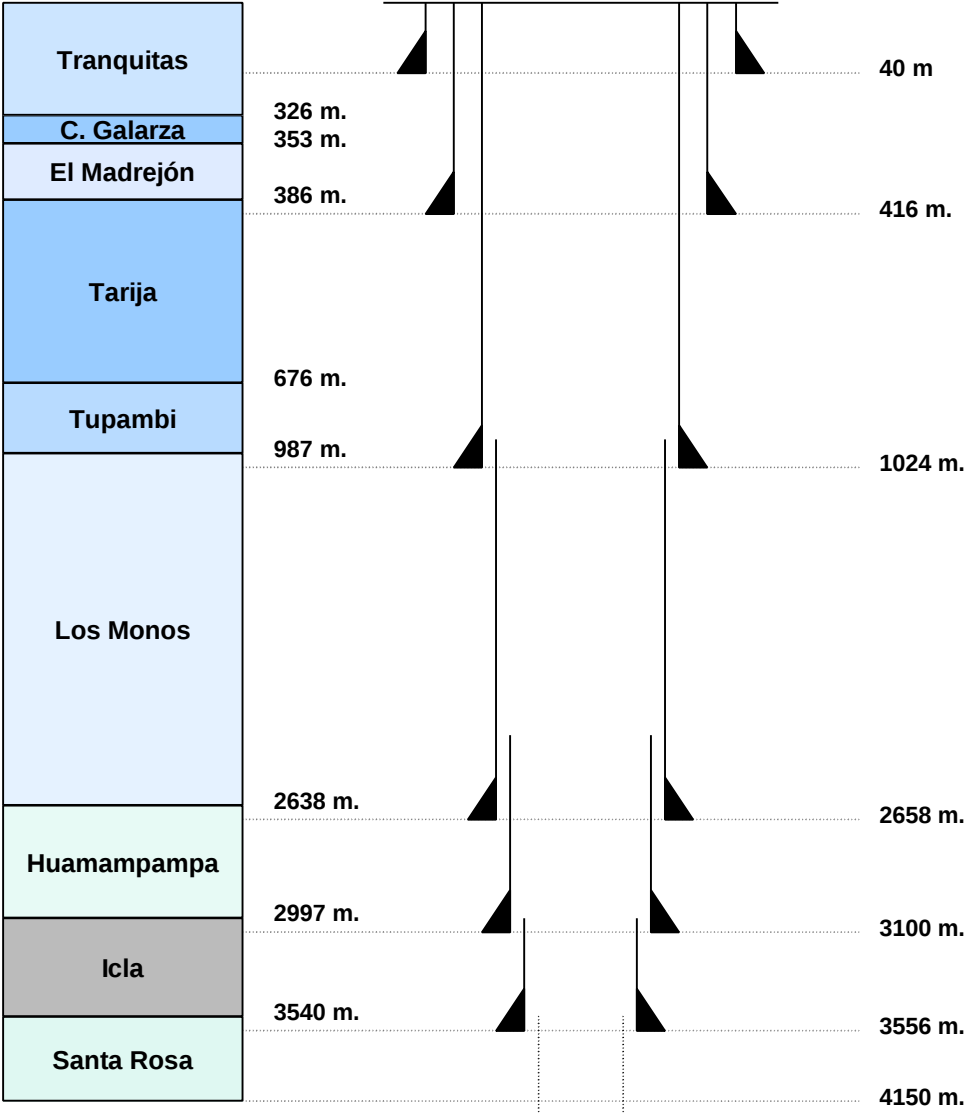
- El uso de la técnica planteada para el cálculo de las fuerzas de arrastre durante la instalación de las tuberías en el pozo, nos ha dado valores muy próximos a los reales tanto para este pozo como para los anteriores en la misma zona. Esto proporciona un método de estimación de los esfuerzos que permite realizar una evaluación más integral de las condiciones de bajada de la tubería antes de la instalación de la misma.
- Mediante la utilización de conexiones del tipo flush se logra un mejor aprovechamiento del pozo desde un punto de vista geométrico y económico. En pozos profundos esto es muy importante debido a que pequeñas variaciones en el diámetro de las tuberías producen considerables ahorros. Las ventajas del uso de estas uniones son: reducido número de tuberías, mayor ID para completaciones duales, menor posibilidad de aprisionarse al no tener incremento de OD debido a la cupla, diámetro interno sin resaltos en la zona de la unión

- El diseño triaxial es otra de las herramientas que nos permiten seleccionar la tubería adecuada para que sea instalada con seguridad. El análisis particular de los esfuerzos sobre la unión flush utilizada asegura que la misma trabaje dentro de los límites recomendados.
- La experiencia recogida en este trabajo y la relación con la bajada de 10 ¾” en un pozo anterior⁽⁸⁾ presenta interesantes alternativas para futuros diseños en esta u otras áreas.

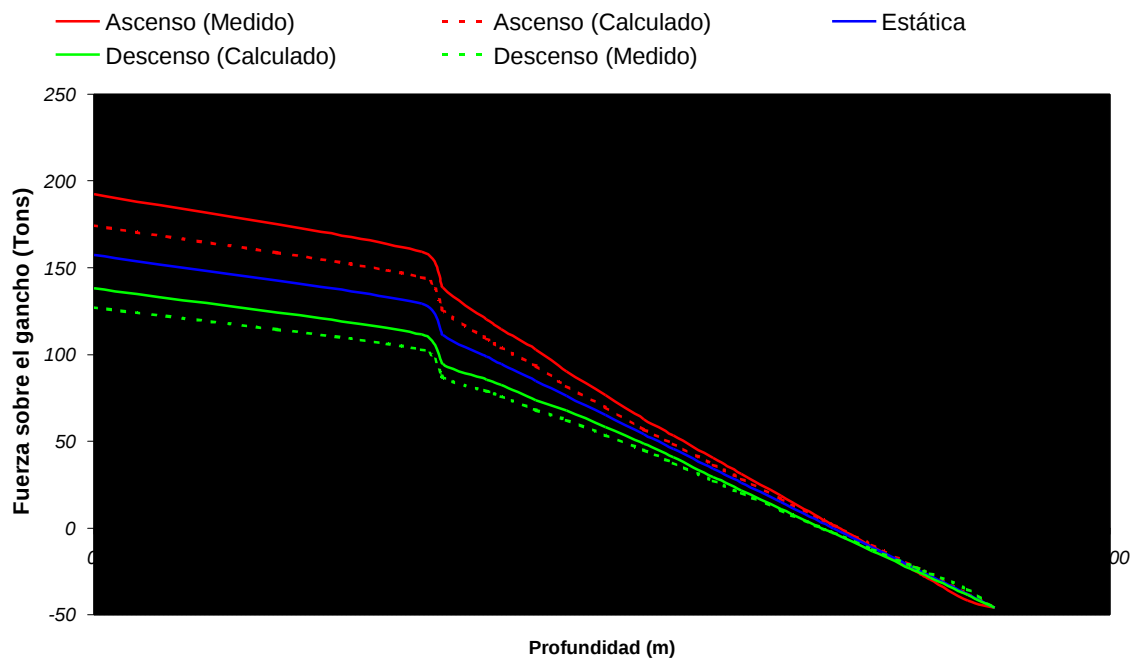
Referencias

- 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 equations estimate friction loads on downhole tubulars".
- 6.- Torque and Drag in Directional Wells - Prediction and measurement. IADC/SPE 11380 - By C. A. Johancsik; D. B Friesen & Rapler Dawson - February 1983
- 7.- Atlas Bradford Premium Connections Catalog
- 8.- Tubería de 10 3/4" dentro de pozo 12 1/4": Primera entubación realizada en la Argentina. Por Gustavo Olivieri, YPF SA; Daniel Ghidina y Fabián Benedetto, Siderca SAIC

Esquema del pozo Ramos 1003



Ramos 1003: Arrastre Casing OD 11 3/4"



Esquema de la conexión “Flush” utilizada



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.

