

Congreso de Perforación 2005
3 al 5 de Octubre, Buenos Aires, Argentina

Título:

"COLGADO DE UNA TUBERIA DE PRODUCCION DE GRAN DIAMETRO PARA INCREMENTAR LA SEGURIDAD EN UN POZO HORIZONTAL PROFUNDO"

Autores:

Carlos Degni (Tecpetrol S.A.); Fabián Benedetto (TenarisSiderca)

1.- Abstract:

La perforación y construcción de pozos profundos de alta presión y temperatura requiere de prácticas adecuadas para el diseño y la posterior instalación de la tubería a los efectos de garantizar la integridad estructural del pozo durante toda la vida útil del mismo.

Una de las particularidades de estos pozos es que la circulación de fluidos durante las operaciones del pozo generan cambios térmicos importantes que afectan a los tubulares en dos formas:

- 1.- Incrementan su tendencia a la inestabilidad (Pandeo)
- 2.- Influyen en las propiedades mecánicas del acero.

Los cálculos térmicos y dinámicos asumen que las propiedades de los fluidos se conservan a través de la profundidad del pozo. Esto no es así en realidad, la transferencia de calor del lodo y la presión dinámica de fondo cambian según varíen las propiedades del fluido.

Ignorar estas premisas en pozos someros significa trabajar con un error admisible, pero en pozos de gran profundidad y temperatura, como es este caso, una predicción adecuada del cambio térmico en los tubulares ayuda a estimar la mejor forma de colgar al Casing de Producción para minimizar el impacto del contacto con el sondeo debido al Pandeo del casing durante la perforación de la etapa siguiente.

En este trabajo se presenta la metodología de cálculo que permite determinar el valor del cambio térmico y la fuerza de colgado requerida para eliminar la tendencia al pandeo del tubular con los factores de diseño resultantes para la etapa de producción del pozo.

2.- Introducción:

La perforación y terminación de pozos en la cuenca del noroeste de Argentina se distingue por algunos desafíos que requieren de la máxima tecnología y de un adecuado análisis de ingeniería del pozo a los efectos de reducir riesgos y costos.

Una de las premisas con las que hay que llevar adelante la construcción de estos pozos son los tiempos prolongados de perforación, que involucran cambios térmicos que afectan la estabilidad de los tubulares así como también muchas horas de contacto entre Casing y barras de sondeo lo cual incrementa la tendencia al desgaste, mas aún si el pozo sigue una trayectoria no vertical.

Si bien los principios de la construcción de estos pozos (hipótesis de cargas, análisis de tensiones, etc.) no difieren demasiado de aquellos considerados como menos demandantes, se deberá tener especial cuidado en la predicción de los cambios térmicos que originan pandeo en las tuberías a los efectos de estimar de manera correcta como se las vincula luego de la cementación. Como veremos mas adelante, los cambios térmicos son preponderantes en la estimación de la fuerza de colgado.

Si bien las tuberías intermedias deberán ser especialmente verificadas en este aspecto, creemos que un procedimiento de análisis de la fuerza de colgado se deberá realizar para todas las tuberías del pozo que no se cemen en su totalidad, incluso los Casing de Producción que podrían a llegar a verse comprometidos en una futura profundización del pozo.

En este trabajo se presenta la manera en la que se evalúa el “colgado” de una tubería de 9 5/8” (Casing Tie-Back de Producción) de manera de eliminar (o minimizar) la tendencia al Pandeo de la misma durante la perforación de la etapa siguiente del pozo, la cual involucra una construcción de curva y posterior perforación horizontal dentro del horizonte productivo.

3.- Características del Pozo:

El pozo se compone de las siguientes tuberías:

- **Casing Conductor 30”** 234.3# Acero X56 Conexión XLF @72 m
- **Casing de Superficie 24”** 186.23# Acero X56 Conexión XLF @800 m
- **Casing Intermedio 18 5/8”** 136# Acero P110 Conexión Antares ER @2203 m
- **Casing Intermedio 14” x 12”** @3854 m
 - o 0 – 2292 m: 14” 110.0# Acero P110 Conexión Antares MS
 - o 2292 – 3854 m: 12” 86.5# Acero P110 Conexión “Flush” AB H-DL
- **Liner de Producción 9 5/8”** 53.5# Acero P110 Conexión AB H-DL-TOL: @3747m MD Zapato @4218 m
- **Casing Tie Back de Producción 9 5/8”** @3747 m MD
 - o 0 – 1900 m MD: 9 5/8” 53.5# Acero P110 Conexión Antares MS
 - o 1900–3747 m MD: 9 5/8” 53.5# Acero P110 Conexión “Flush” AB H-DL
- **Liner Producción 7 5/8”** 39.0# Acero P110 Conexión “Flush” AB H-DL – TOL: 4128 m MD; Zapato @4760 m MD
- **Liner Producción perf. 5”** 24.1# Ac.P110 Conexión Hydril 513 – TOL: 4690m MD; zapato @5818 m MD
- **Tubing de Producción 5 ½”** L95 Cr13 23#/20#/23# @4109m MD

En la **Figura 1** del Anexo se puede apreciar un esquema del pozo analizado.

El análisis de colgado se realiza sobre el Tie back 9 5/8”, el cual se cementó con TOC@3000 m. Es necesario puntualizar que el momento de la instalación del Tie back 9 5/8” fue posterior al de los liners de 9 5/8” y 7 5/8” previo al inicio de la perforación de la sección horizontal de 6 ½”.

4.- Importancia de un buen colgado de Casing:

La importancia de una correcta vinculación del Casing influye sustancialmente en la integridad posterior del pozo [Ref. 1], mas aún en aquellas tuberías intermedias de diámetro importante que poseen una sección considerable de su longitud sin cementar [Ref. 2].

Cuando existe un problema de falla en los tubulares este generalmente ocurre en las conexiones por ser una zona particularmente tensionada.

Al analizar la manera en que fue solicitada la tubería al momento de su instalación nos encontramos con que se han seguido diferentes procedimientos, los cuales cambian de acuerdo a las prácticas de la zona, a métodos estimativos que se van transmitiendo a través del tiempo, o a procedimientos de la compañía.

La realidad es que en general se sabe que se requiere “tensar” un determinado porcentaje del peso “flotando” de la tubería para vincular. Solo una minoría utiliza un procedimiento de cálculo para evaluar y determinar el valor correcto de la tensión de colgado.

Si bien preservar la integridad del tubo durante la etapa de construcción del pozo es una tarea combinada entre una buena práctica operativa de perforación y un método adecuado de colgado, sin temor a equivocarnos podemos decir que un gran porcentaje de las fallas arriba mencionadas se pueden eliminar (o minimizar) si la tubería se vincula con la carga axial correspondiente.

En la gran mayoría de los casos, si el Casing entra en Pandeo en la sección no cementada, el cambio de forma del tubo (pérdida de verticalidad) afecta la integridad del mismo en dos formas predominantes:

a) Desgaste de las paredes del Casing por contacto con el Sondeo:

La pérdida de material por contacto con las barras de sondeo es mas común en pozos desviados y dirigidos, donde es difícil impedir la fricción entre el diámetro interno del Casing y los Tool Joints. Los pozos verticales no están exentos del riesgo potencial de desgaste. Este inconveniente está generalmente relacionado al Pandeo por falta de carga axial en el colgado.

Entre las principales causas de pandeo en las tuberías intermedias o de producción se encuentran:

- Asentar la tubería en el fondo
- Aplicar peso (carga axial negativa) mientras se espera el fragüe de cemento
- Incrementar densidad del lodo de perforación en la etapa siguiente del pozo
- Incremento de la temperatura de retorno del lodo
- Insuficiente anillo de cemento

Lo expuesto anteriormente adquiere relevancia al tomar en cuenta que la resistencia a la presión interna y al colapso del Casing se ven reducidas en forma directa según la pérdida de pared, siendo independiente del espesor del Casing y tipo de acero. En este sentido, los programas de cálculo tri-axial para diseño de tubulares contemplan la posibilidad evaluar la integridad de los tubulares con pérdida de espesor.

La tarea mas importante y relevante en este punto es determinar la zona en la cual se va a producir el contacto y la predicción de este valor. A ese fin se trabaja generalmente de manera iterativa con dos programas de análisis en paralelo.

b) Rotura en las conexiones debido a cargas alternativas:

Debido a que están particularmente tensionadas por el apriete en campo, y que los filetes son en si mismo concentradores de tensiones, las conexiones se presentan como zonas mas propensas a rotura por fatiga en las secciones del Casing que presenta Pandeo.

La bibliografía reporta numerosos casos en conexiones tipo API Rosca Redonda [Ref. 2] y particularmente en conexiones sin cupla tipo “Flush” [Ref. 4]. Este último caso es de importancia para el pozo en estudio dado que el Casing de Producción 9 5/8” posee este tipo de unión.

Tal se expresa en la [Ref. 1] la tendencia a la pérdida de estabilidad en una tubería se evalúa a través de la Fuerza efectiva de Pandeo (F_{EFF}), la cual se puede determinar según la siguiente expresión:

$$F_{EFF} = Ft + AoPo - AiPi \quad (\text{de manera conservativa si } F_{EFF} < 0 \text{ ® Pandeo}) \quad (1)$$

Donde:

F_{EFF} = Fuerza efectiva de pandeo, en libras.

Ft = Fuerza axial de tensión en el punto de interés, en libras.

Ao = Area correspondiente al diámetro externo del tubo, en pulg²

Po = Presión externa, en psi.

Ai = Area correspondiente al diámetro interno del tubo, en pulg²

Pi = Presión interna, en psi

El trabajo de la [Ref. 1] presenta la manera exacta de evaluar la estabilidad de una tubería, en donde el método consiste en comparar la *Fuerza efectiva de Pandeo* (F_{eff}) con la *Fuerza crítica de Pandeo* (F_{crit}). Habrá inestabilidad del tubo si $F_{eff} < F_{crit}$.

La F_{crit} se puede calcular como:

$$F_{crit} = -3.5(EIw^2)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Lubinsky})$$

$$F_{crit} = \frac{n^2 \pi^2 E I}{L^2} \quad (\text{Euler})$$

Donde:

w = Peso efectivo del tubo de acero, en lbf por pulgada que vale: $\rho_{st}A_p + \rho_iA_i - \rho_oA_o$

E = Módulo de Elasticidad del acero, en psi (30×10^6)

I = Momento de Inercia, en pulg⁴

dst = Densidad del acero, en lb/pulg³ (0.282 lb/pulg³)

di = Densidad del fluido dentro de la tubería, en lb/pulg³

do = Densidad del fluido fuera de la tubería, en lb/pulg³

L = Longitud libre de la tubería, pulg.

En toda tubería que sufre pandeo helicoidal se genera una hélice de paso variable, el cual se puede determinar de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P = \pi \sqrt{\left(\frac{8EI}{F_{EFF}} \right)} \quad (2)$$

Con:

P = Paso, en pulgadas

E = Módulo de elasticidad [$E = 30000000$ psi]

I = Momento de inercia de la tubería, en pulg^4

F_{EFF} = Fuerza efectiva de pandeo, en libras

Entonces, es de simple deducción que, a mayor Fuerza efectiva de Pandeo, mayor tendencia al contacto (ver Figura 2).

El otro elemento actuando es la fuerza de contacto que, de acuerdo a [Ref. 3] se puede estimar como:

$$F_H = 0,523 * F_T * (R/P) \quad (3)$$

Donde:

F_H = Fuerza lateral, en libras

F_T = Fuerza de Tensión en el Drill pipe a la profundidad de interés, en libras

R = Huelgo radial entre Casing y Pozo, en pulgadas

P = Paso, en pulgadas

Se observa entonces, también en esta expresión, la preponderancia del pandeo para el desgaste.

Respecto de la incidencia de este fenómeno en las conexiones “Flush”, en la Figura 3 se aprecia un esquema típico de este tipo de uniones, en donde los valores A_{tubo} , A_{Cp} y A_{Cb} representan la sección transversal del tubo, el área crítica del pin y el área crítica del box respectivamente.

Dado que $A_{\text{tubo}} > A_{\text{Cp}}$ y $A_{\text{tubo}} > A_{\text{Cb}}$ la conexión no presenta la misma eficiencia a las cargas axiales respecto del cuerpo del tubo.

Adicionalmente, de acuerdo a la expresión matemática siguiente, la flexión generada por el pandeo vale:

$$DL(^{\circ}/100') = \frac{5730}{\left(\frac{P^2 + 4\pi^2 r_C^2}{4\pi^2 r_C} \right)} \quad (4)$$

Con:

P = Paso, en pulgadas

r_C = Huelgo entre pozo y tubo, en pulgadas

Nuevamente se deduce que, a mayor pandeo mayor severidad de “dog-leg” lo cual afecta particularmente a las secciones críticas de una conexión “Flush”.

Nota: Este análisis se ha realizado de manera individual a los fines explicatorios, pero en la práctica los problemas de desgaste y excesiva flexión se dan simultáneamente, lo cual sumado a las cargas de impacto dadas por el sondeo desembocan en la rotura de la conexión.

5.- Formas de instalación de la tubería:

Como se observa en la expresión (1), la tendencia al pandeo de un tubular está gobernada por los esfuerzos axiales (F_t), las presiones actuantes ($P_o; P_i$) y la geometría del tubo ($A_o; A_i$), con lo cual el responsable del diseño cuenta con varias alternativas para evaluar y minimizar la tendencia al pandeo.

- Una alternativa muy práctica es determinar donde se encuentra el *punto neutro* (que es la sección por debajo de la cual el tubo se pandea) y cementar desde allí hacia abajo a los efectos de asegurar respaldo al tubo en toda la sección inestable.
La sección neutra del Casing se evalúa matemáticamente haciendo la expresión (1) igual a cero (si $F_{EFF} = 0$ ® **Punto Neutro**).
- Una segunda alternativa es cementar la tubería presurizada internamente. Esto hace que la presión interna multiplicada por el área del tapón de cierre genere una carga axial de tensión que lleva al tubo a un estado de rectitud.
Esta práctica operativa es generalmente rechazada porque atenta contra la adhesión del cemento (genera microanillo).
- La otra posibilidad es trabajar sobre el término F_t de las cargas axiales, haciendo que el mismo se mantenga positivo bajo cualquier sollicitación que pudiera afectar al Casing luego de instalado.
Se busca, mediante el agregado de una fuerza en superficie (Colgado) compensar el término $-A_i P_i$ y la componente negativa del término F_t , la cual se debe principalmente al incremento de temperatura.

Ahora bien, tal como se menciona al inicio, cualquiera sea la metodología que se emplea la misma no es totalmente efectiva se no se ve acompañada de una correcta práctica durante la etapa de perforación.

Particularmente en los casos donde se requiera una fuerza de “colgado” importante (tal el caso de este pozo) se deberán re-chequear todos los factores de diseño para la nueva condición del tubo. Si se sabe que, en condiciones posteriores de operación la tubería experimente una variación considerable de temperatura que puede ocasionar que la tubería se parta o desenchufe.

Si el análisis posterior resulta que la fuerza necesaria para eliminar el Pandeo pone en riesgo los requerimientos mínimos de resistencia, las alternativas serán:

- re-diseño del Casing
- incremento de la altura del anillo de cemento.

Con lo cual se concluye que la fuerza adicional a aplicar en superficie deberá ser compatible al mismo tiempo con la estabilidad de la tubería y con su resistencia mecánica.

6.- Procedimiento aplicado en el Pozo:

Según se desprende de lo expresado anteriormente, la metodología de análisis consiste en llevar a la Fuerza efectiva de pandeo a valores mayores que cero. (no se deberá tener, en condiciones de perforación un valor de F_{EFF} menor a cero o inferior a la Fuerza crítica de Pandeo).

Para la evaluación de la Carga de Colgado, el análisis de tensiones en el Tie back 9 5/8" da como resultado los Factores de Diseño de la Tabla 1:

Desde (m)	Hasta (m)	Descripción de la Tubería
0	1900	9.625 in 53.50 lb/ft P-110 AMS
1900	3747	9.625 in 53.50 lb/ft P-110 HD-L

Carga	Factor de Diseño	Profundidad (m)	Tipo de Solicitación
Estallido (T. Dinámica)	1.65	0	Pérdida de Tubing en Superficie
Colapso	1.48	3747	Casing totalmente evacuado
Tensión (Testática)	2.39	0	Pérdida de Tubing en Superficie
Compresión	2.75	3747	Casing totalmente evacuado
Von Mises (Testática)	1.69	0	Pérdida de Tubing en Superficie

Tabla 1: Factores de diseño mínimos

Tal como se ha expresado y según el esquema del Pozo dado por la Figura 1, al momento de la instalación del Tie-back 9 5/8" ya se cuenta con el pozo entubado en la sección del Liner de 9 5/8" (@4218 m MD) y en la sección del Liner 7 5/8" (@4760 m MD) y se dispone a iniciar la curva y perforar toda la sección dirigida del pozo que va desde @4760 m MD a @5818 m MD (@5024 m TVD).

De acuerdo a lo que se puede observar en la Tabla 2 (hipótesis de carga "Drilling"), para el caso del Casing Tie-back 9 5/8" de este pozo, el efecto del incremento en la presión interna tiene menor relevancia frente al incremento térmico que se ocasiona al perforar la sección de 6 1/2".

El parámetro fundamental entonces es la temperatura, que afecta directamente al término ***F_t***.

Depth			Exterior		Interior		Fuerza Axial (lb)	
MD	TVD	Temp	Pres	Grad	Pres	Grad	Above	Below
(m)	(m)	(C)	(psi)	(ppg)	(psi)	(ppg)	(1000#)	(1000#)
0	0	109	0	-	0	-	264.9	-
12.0	12.0	109	17	8.5	20	10	262.8	262.8
251.7	251.7	106	365	8.5	429	10	220.7	220.7
503.5	503.5	103	729	8.5	858	10	176.5	176.5
755.3	755.3	101	1094	8.5	1287	10	132.4	132.4
800.0	800.0	101	1159	8.5	1363	10	124.5	124.5
1007.0	1007.1	100	1459	8.5	1716	10	88.2	88.2
1258.7	1258.8	100	1824	8.5	2145	10	44.0	44.0
1258.8	1258.8	100	1824	8.5	2145	10	44.0	44.0
1510.6	1510.6	99	2188	8.5	2575	10	-0.3	-0.3
1762.3	1762.4	101	2553	8.5	3004	10	-44.5	-44.5
1900.0	1900.0	101	2752	8.5	3238	10	-68.7	-68.7
2014.1	2014.1	101	2918	8.5	3433	10	-88.7	-88.7
2203.0	2203.0	102	3191	8.5	3755	10	-121.9	-121.9
2265.9	2265.9	102	3283	8.5	3862	10	-132.9	-132.9
2292.0	2292.0	102	3320	8.5	3906	10	-137.5	-137.5
2517.5	2517.5	103	3647	8.5	4291	10	-177.1	-177.1
2517.6	2517.6	103	3647	8.5	4291	10	-177.1	-177.1
2769.4	2769.4	104	4012	8.5	4720	10	-221.3	-221.3
3000.0	3000.0	106	4346	8.5	5113	10	-261.7	-164.6
3021.3	3021.2	106	4391	12.5	5149	10	-167.5	-167.5
3274.0	3272.9	108	4928	12.5	5578	10	-201.4	-201.4
3526.7	3524.7	109	5464	12.5	6007	10	-232.0	-232.0
3547.6	3545.5	109	5508	12.5	6043	10	-234.8	-234.8
3700.0	3697.3	110	5927	16.2	6301	10	-255.3	-

Tabla 2: Estado de carga del Casing 9 5/8"

Cambios en la temperatura incrementan o reducen la tensión en el Casing según la dilatación o contracción térmica del tubo. La expresión para contabilizar el efecto térmico es:

$$F_{temp} = - a_t * E * DT * A_p = - 207 * DT * A_p \quad (5)$$

Con:

$a_t = 6.9 \times 10^{-6}$ Pulg/(Pulg * °F)

$E = 3 \times 10^6$ psi

DT = Cambio de temperatura

A_p = Area transversal del tubo, en pulg² ($A_p = A_o - A_i$)

Esta expresión, por si sola es relevante y nos dice que, por cada °F que se incremente en el tubo, la tensión de compresión debido a la temperatura crece 207 libras por cada pulgada de sección. Esto da una idea de la relevancia del fenómeno de calentamiento y su participación en el Pandeo.

En esta situación, la temperatura que va a afectar al Casing se puede evaluar utilizando el método dado por [Ref. 5] en donde se tiene que la Temperatura del fluido en el interior del Drill Pipe y en el espacio anular es:

$$T_{DP} = K_1 e^{C_1 r} + K_2 e^{C_2 r} + G x + T_s - G A$$

$$T_A = K_1 C_3 e^{C_1 r} + K_2 C_4 e^{C_2 r} + G x + T_s$$

Con:

$$K_1 = T_{in} - K_2 - T_s + G A$$

$$K_2 = \frac{G A - [T_{in} - T_s + G A] e^{C_1 H} (1 - C_3)}{e^{C_2 H} (1 - C_4) - e^{C_1 H} (1 - C_3)}$$

$$C_1 = (B/2A) [1 + (1 + \frac{4}{B})^{1/2}]$$

$$C_1 = (B/2A) [1 - (1 + \frac{4}{B})^{1/2}]$$

$$C_3 = 1 + \frac{B}{2} [1 + (1 + \frac{4}{B})^{1/2}]$$

$$C_4 = 1 + \frac{B}{2} [1 - (1 + \frac{4}{B})^{1/2}]$$

$$A = \frac{m C_p}{2 \pi r_p h_p}$$

$$B = \frac{r U}{r_p h_p}$$

Donde:

C_p = Capacidad calorífica del lodo, BTU/(lb-°F)

G = Gradiente geotérmico, °F/ft

x = H = Profundidad del pozo, ft

h_p = Coeficiente de transferencia térmica a través del Drill Pipe, BTU/(ft²-°F-hora)

r = radio equivalente del pozo, ft

r_p = radio del drill pipe, ft

U = Coeficiente de transferencia térmica a través de la formación, BTU/(ft²-°F-hora)

T_s = Temperatura en superficie, °F

T_{in} = Temperatura de ingreso en el Drill Pipe, °F

Los valores empleados en este trabajo y los resultados obtenidos se observan en la Figura 4.

Otra forma práctica de evaluar la variación de la temperatura es:

$\Delta T = \text{Promedio de la Temperatura Final} - \text{Promedio de la Temperatura Inicial}$

$\Delta T = \frac{1}{2} (\text{BHT Final} + \text{Tsup Final}) - \frac{1}{2} (\text{BHT Inicial} + \text{Tsup Inicial})$

$\Delta T (^{\circ}\text{F}) = \frac{1}{2} (\sim 230 + \sim 230) - \frac{1}{2} (\sim 250 + \sim 70)$

$\Delta T (^{\circ}\text{F}) = \sim 230 - \sim 160 = \sim 70$

En este caso se obtiene un valor constante de ΔT a aplicar en toda la sección libre del Casing. Entonces, según (5) la fuerza compresiva será:

$F_{\text{temp}} = -207 \text{ lbs}/(^{\circ}\text{F} * \text{Pulg}^2) * 70 ^{\circ}\text{F} * 15,55 \text{ Pulg}^2$

$F_{\text{temp}} = -226 \text{ Klb}$

Si bien las expresiones anteriores son muy prácticas y pueden utilizarse en campo sin mayores requerimientos que una planilla de cálculo, las mismas no reemplazan al uso de un simulador térmico de los muchos y buenos que hay en el mercado.

Con los valores de presión y temperatura que se observan en la Tabla, la evaluación de la estabilidad de la tubería y la tendencia al Pandeo de la misma se calcula de acuerdo a la expresión (1). Los valores obtenidos se observan en la Tabla 3:

Prof Hta MD	Buckling	Fuerza Efectiva (lb)		Pitch	Dogleg	Flexión	
		Above	Below			Pipe ID	Drift ID
(m)	(m)	(1000#)	(1000#)	(m)	(deg/30)	(m)	(m)
12.0	NB						
1258.8	NB						
1510.5	NB						
1762.3	1580.6	-30.6	-30.6	294.5	0.3	10.4	
1900.0	TB	-53.7	-53.7	222.2	0.5	7.9	
2014.1	TB	-72.8	-72.8	190.7	0.7	6.7	
2203.0	TB	-104.5	-104.5	159.2	1.1	5.6	
2265.8	TB	-115.0	-115.0	151.7	1.2	5.4	
2292.0	TB	-119.4	-119.4	148.9	1.2	5.3	
2517.5	TB	-157.2	-157.2	129.8	0.5	5.0	
2517.6	TB	-157.2	-157.2	129.8	0.5	5.0	
2769.4	TB	-199.4	-199.4	115.2	0.7	4.5	
3000.0	TB	-238.1	61.7	105.4	0.8	4.1	
3021.2	NB						
3273.9	NB						
3526.7	NB						
3547.6	NB						
3700.0	3614.2	-6.3		654.9	0	25.3	

Tabla 3: Evaluación de Pandeo en el Tie back

La fuerza crítica de Pandeo calculada según Lubinsky es de -7000 lbs aproximadamente por lo cual, a partir de los 1581 m la tubería se va a pandear hasta el tope de cemento.

Como la Fuerza efectiva deberá ser mayor que cero en toda la sección libre, se necesita al menos 238000 lbs de colgado para equilibrar el valor máximo negativo que se tiene en el TOC.

Si se quiere comparar con la **Fcrit** el valor debiera ser **Fcolg** = 238,0 Klb – 7 klb = 231 Klb

En el pozo se decide aplicar 200 klb debido a que la flexión remanente no es significativa con ese valor (menos de 0,3 °/100'). Los factores de diseño para la nueva condición se ven en la Tabla 4:

Desde (m)	Hasta (m)	Descripción de la Tubería
0	1900	9.625 in 53.50 lb/ft P-110 AMS
1900	3700	9.625 in 53.50 lb/ft P-110 HD-L

Carga	Factor de Diseño	Profundidad (m)	Tipo de Solicitación
Estallido (Tdinámica)	1.65	0	Pérdida de Tubing en Superficie
Colapso	1.48	3700	Casing totalmente evacuado
Tensión (Testática)	1.87	0	Pérdida de Tubing en Superficie
Compresión	2.75	3700	Casing totalmente evacuado
Von Mises (Testática)	1.53	0	Pérdida de Tubing en Superficie

Tabla 4: Factores de diseño mínimos (luego del Colgado)

Operación en el Pozo:

La Figura 5 representa la fuerza sobre el gancho al momento de vincular el Casing 9 5/8". Con este valor de 200 Klb la tendencia al pandeo remanente de la tubería para la condición "Drilling" se observa en la Tabla 5, nótese la disminución en la Fuerza efectiva:

Prof	Buckling	Fuerza Efectiva (lb)		Flexión		Herramienta	
MD		Above	Below	Pitch	Dogleg	Pipe ID	Drift ID
(m)	(m)	(1000#)	(1000#)	(m)	(deg/30m)	(m)	(m)
12.0	NB						
251.8	NB						
503.5	NB						
755.3	NB						
800.0	NB						
1007.0	NB						
1258.8	NB						
1258.8	NB						

Prof	Buckling	Fuerza Efectiva (lb)		Flexión		Herramienta	
MD		Above	Below	Pitch	Dogleg	Pipe ID	Drift ID
(m)	(m)	(1000#)	(1000#)	(m)	(deg/30m)	(m)	(m)
1510.6	NB						
1762.3	NB						
1900.0	NB						
2014.1	NB						
2203.0	NB						
2265.9	NB						
2292.0	NB						
2517.5	NB						
2517.6	NB						
2769.4	NB						
3000.0	TB	-39.0	61.7	260.9	0.1	10.1	
3021.3	NB						
3274.0	NB						
3526.7	NB						
3547.6	NB						
3700.0	3614.2	-6.3		654.9	0	25.3	

Tabla 5: Evaluación del Pandeo luego del “Colgado”

6.- Conclusiones:

Se ha presentado un método adecuado de vinculación de la tubería, siguiendo los pasos lógicos para determinar correctamente el valor de la fuerza axial.

Para pozos profundos, el efecto de la temperatura es preponderante en la evaluación del Pandeo, por lo que se incluye también una manera rápida de evaluar el calentamiento en la tubería conforme se circula el pozo en la perforación sub-siguiente.

Cuando se cuenta con tubería con conexiones del tipo “Flush” es de particular importancia eliminar cualquier tendencia al Pandeo.

Las cargas a aplicar al momento de vincular el Casing deberán satisfacer los requerimientos de estabilidad (no Pandeo) y de resistencia mecánica (Factores de Diseño).

Referencias:

1. “Colgado de Casing para Evitar Problemas de Operación” - XIII Congreso Latinoamericano de Perforación – D.Ghidina- F. Benedetto (TenarisSiderca);C. Degni (Tecpetrol S.A.)– 11_14 de Noviembre de 2002 – Caracas, Venezuela.
2. “Fatigue Failure of API 8-rd Casing in Drilling Service” – M. L. Payne, R. E. Leturno & C. A. Harder.
3. “Why Some Casing Failures Happen” – T. B. O’Brien – World Oil Julio 1984.
4. “Joint Industry Qualification Test Program for High Clearance Casing Connections” – M. L. Payne et al.- SPE Drilling Engineering, Diciembre 1992.
5. “Calculation of Circulating Mud Temperatures” – Charles S. Holmes – Journal of Petroleum Technology, Junio 1970.

ANEXO

Figuras y Referencias

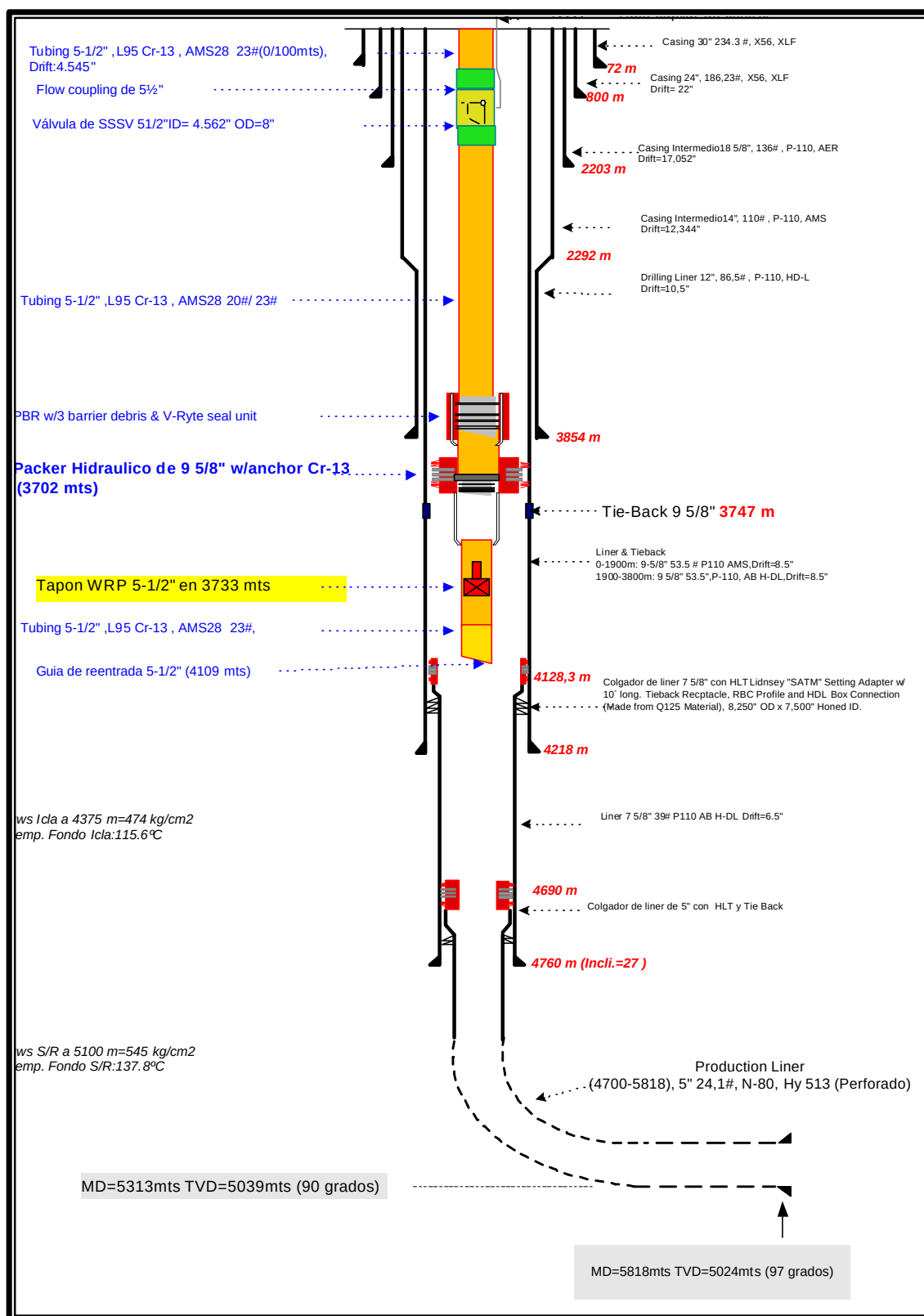


Figura 1: Esquema general del Pozo

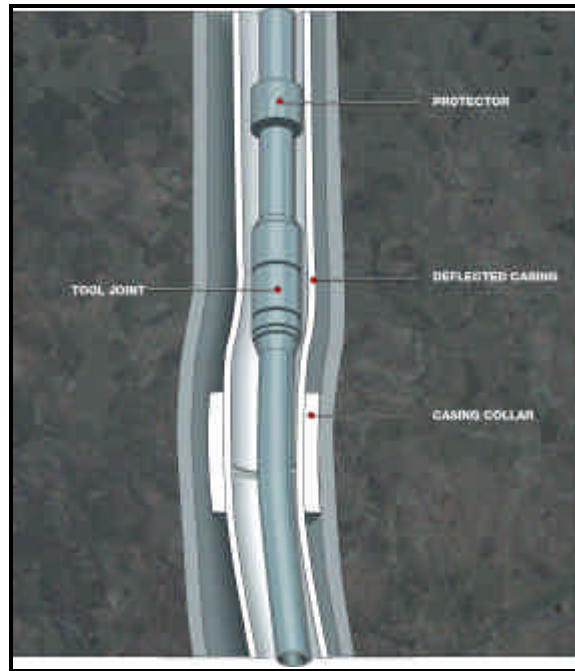


Figura 2: Efecto del contacto entre la Barra de Sondeo y el Casing deflectado

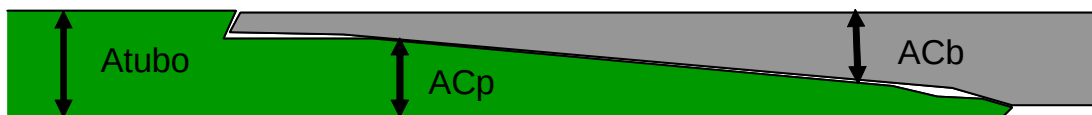


Figura 3: Esquema de una conexión "Flush"

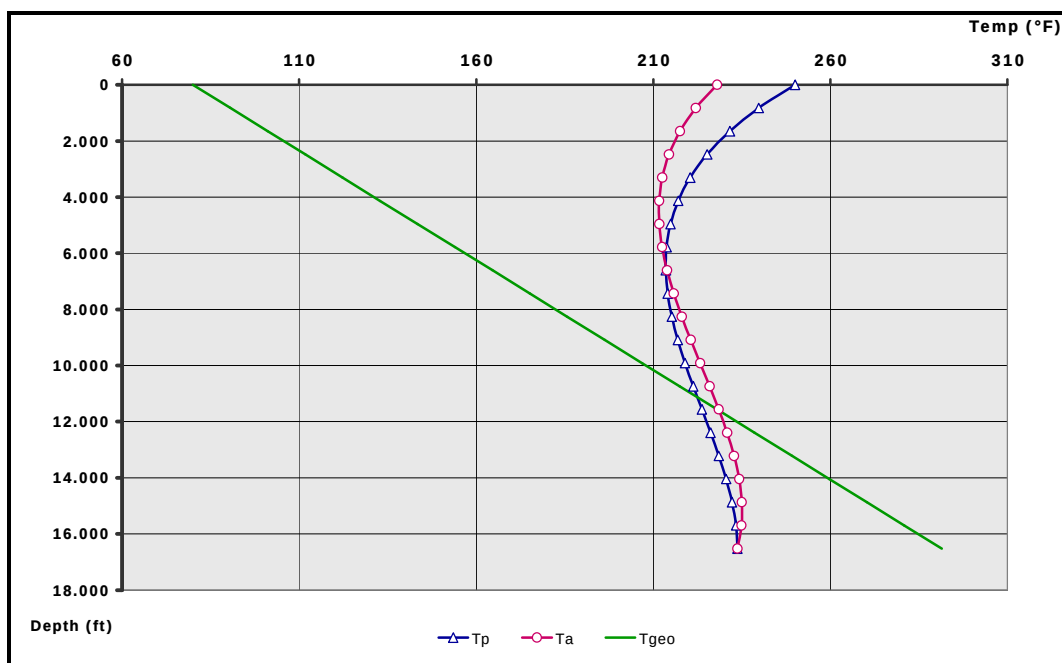


Figura 4: Variación de la Temperatura durante la perforación

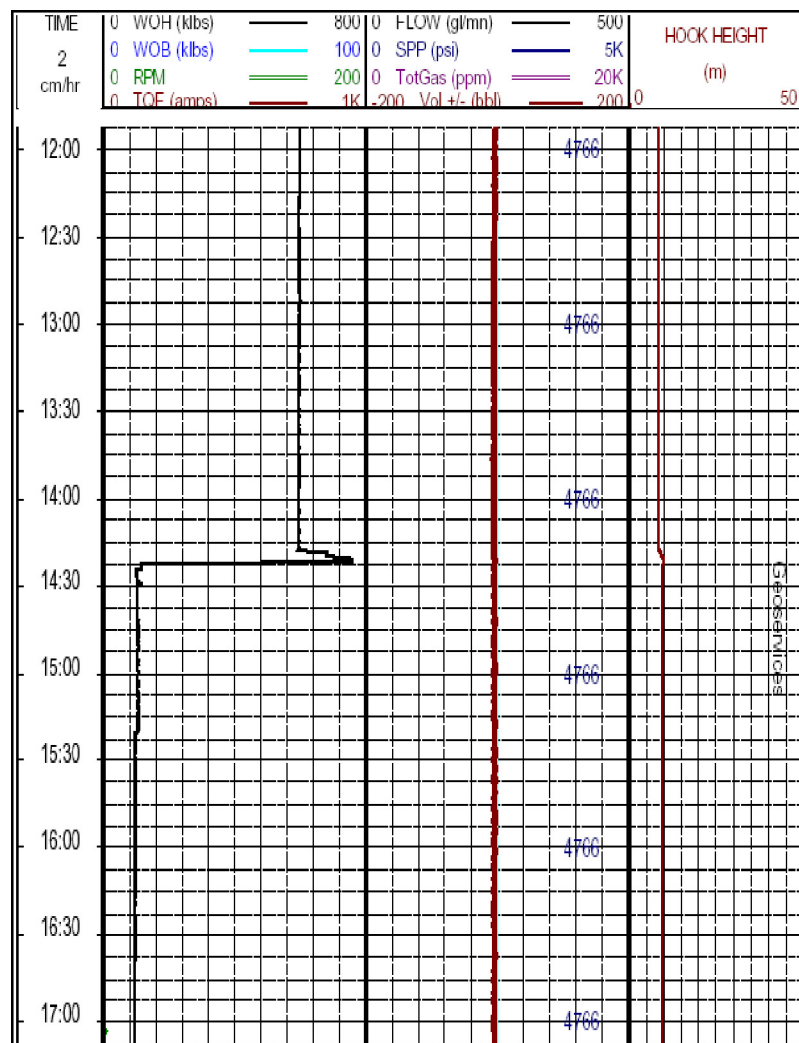


Figura 5: Carga axial de colgado en el Pozo