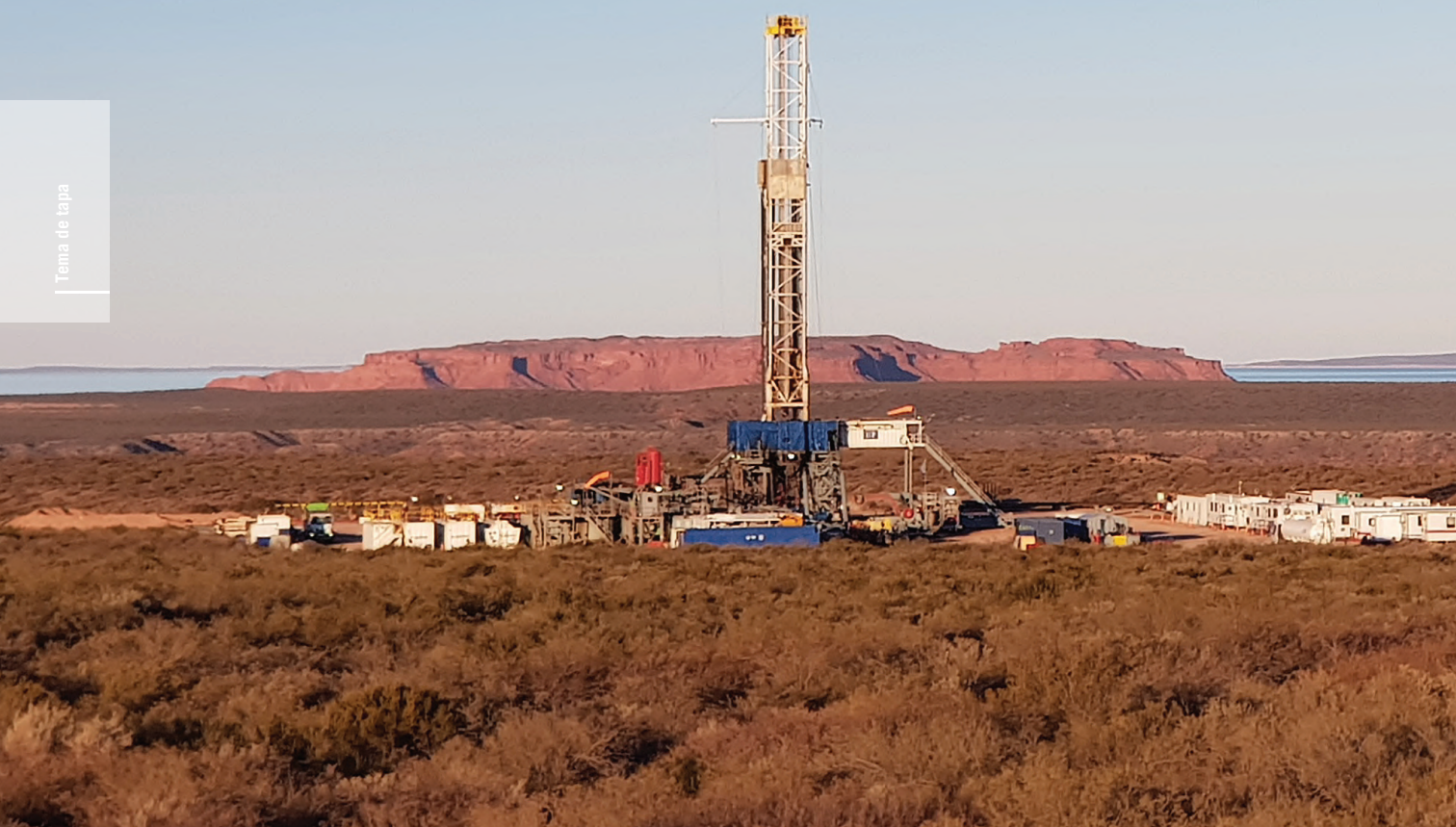




Análisis de casos de levantamiento de cabezas de pozo en yacimiento de gas no convencional

Por **Agustín Prieto, Nicolás Rebas y Mauricio Gentili** (Tenaris)

Este trabajo describe un modelo simplificado para estimar el diseño de *casing* e instalaciones de superficie en condiciones de un levantamiento y su nivel.

El diseño tradicional de *casing* e instalaciones de superficie consiste en comparar las resistencias mecánicas de los elementos del pozo con las cargas a las que estarán sometidos a lo largo de todos los estadios (perforación, terminación, producción y abandono). De esta manera, al considerar un factor de seguridad, se busca que las cargas estimadas estén dentro de los rangos elásticos de los elementos del pozo.

En particular, los cambios en los perfiles de temperatura del pozo, respecto a la condición inicial de instalación, modifican los estados tensionales de los tubulares y pueden transformarse en el modo de carga más demandante (por ejemplo, el incremento de la carga de tracción del tu-



bular durante la terminación, debido a la inyección de un fluido frío al pozo durante las fracturas).

El fenómeno de dilatación térmica, a causa, por ejemplo, del incremento de temperatura durante la producción, se manifiesta como una carga de expansión intrínseca a las secciones tubulares del pozo. Generalmente, se considera que cada *casing* está fijo en sus extremos (cemento en fondo y cabeza de pozo en superficie), de manera que la dilatación térmica puede resultar en una carga compresiva. Esta carga puede generar modificaciones en las fuerzas de anclaje de *packers* o producir el pandeo de las tuberías y afectar el pasaje de herramientas al generar tensiones adicionales sobre los tubos.

Sin embargo, el análisis no toma en cuenta la posibilidad de que la cabeza de pozo se comporte como un extremo libre en su conjunto, haciendo que los efectos de dilatación térmica se manifiesten como un desplazamiento axial y no como cargas compresivas. Esta situación es particularmente cierta si las primeras secciones del pozo (guía, intermedia) tienen tramos no cementados hasta superficie, y se magnifica en pozos de altos caudales de producción y elevadas temperaturas de fluido en superficie.

Se han registrado casos donde la cabeza de pozo se desplaza axialmente, debido a este estiramiento de las tuberías en pozo, lo cual genera riesgos de integridad, tanto para las secciones de *casing* como para la cabeza de pozo y puente de producción, que no están diseñadas para absorber movimientos verticales.

Este trabajo describe un método de cálculo aproximado para estimar el levantamiento del conjunto de cabezas de pozo, basado en las ecuaciones de dilatación térmica uni-axial y el comportamiento lineal elástico de los tubulares. El mismo se contrastó con hechos de levantamiento recientes en varios pozos productores de *shale gas* en la cuenca Neuquina.

Desarrollo

El diseño tradicional de *casing* e instalaciones de superficie no contempla un posible movimiento de cabeza de pozo, por ello tanto las secciones de *casing* como las líneas de superficie se diseñan bajo conceptos de carga estática. El desplazamiento de la cabeza de pozo puede generar cargas de tracción excesivas sobre las diferentes secciones de *casing*, particularmente la sección guía. Si bien estas cargas podrían ser admisibles por diseño, existen experiencias donde la corrosión en superficie (por ejemplo, los fluidos en bodega) reducen la sección resistente de la tubería y generan el fallo de la misma.

De igual manera, accesorios de superficie, como válvulas, cajas porta oficio y líneas, se diseñan según los requerimientos de presión para operar en condiciones estáticas. La elevación de la cabeza de pozo genera cargas de corte y flexión sobre estos accesorios y tubulares, que podrían llevarlos a la falla dada la rigidez de las uniones bridadas incluidas en los elementos del puente de producción. Además, si se considera que el cierre y apertura del pozo para gestión de producción generará una serie de ciclos térmicos sobre la instalación, la falla podría anticiparse por fatiga de los componentes.

Caso de estudio

El caso de estudio utilizado para la verificación del modelo es un conjunto de pozos productores de *shale gas* de la cuenca Neuquina, con un diseño “*tubingless*” de cuatro tuberías y producción a través de *casing*. En la figura 1 se observa el esquema de pozo detallado. La producción de gas varía entre 250.000 y 450.000 m³/día, con temperaturas en boca de pozo que varían entre 70 °C y 90 según la producción del pozo.



Figura 1. Esquema de pozo tipo.

La primera manifestación del fenómeno se observó en pozos donde se había instalado un cabezal integral de tres tuberías adaptado para montarse sobre la Sección A. Este vínculo soporta el peso del cabezal y las tuberías interiores, pero no restringe un movimiento axial hacia arriba, como se observa en la figura 2. De esta manera, al producirse el calentamiento durante la producción en etapas de ensayo, la sección no vinculada se levantó en conjunto separándose de la brida adaptadora de la sección guía. La elevación

detectada desde la posición original resultó de entre 10 y 15 cm como se observa en la figura 3, esta situación se detectó en tres de los cuatro pozos del pad.

Si bien esta situación se manifestó inicialmente en pozos con esta configuración, luego se detectaron casos en pozos con cabezales integrales donde todas las tuberías se estiraron en conjunto, que desplazó la cabeza de pozo y puente de producción.

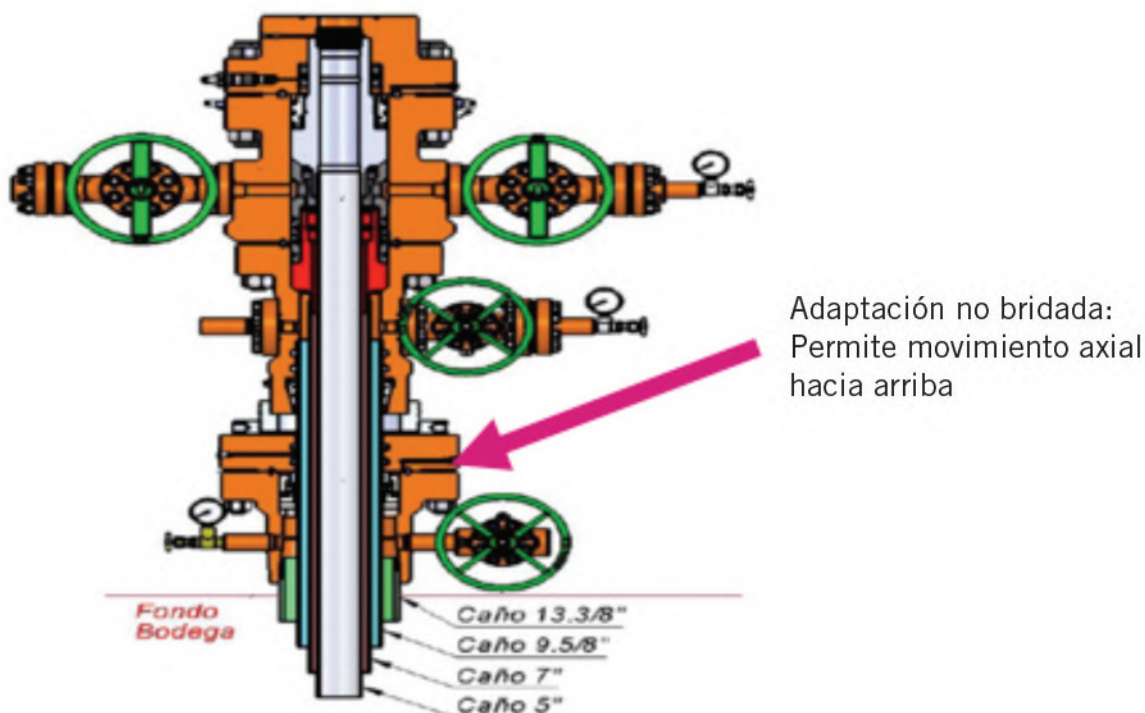


Figura 2. Esquema de cabezal integral adaptado.

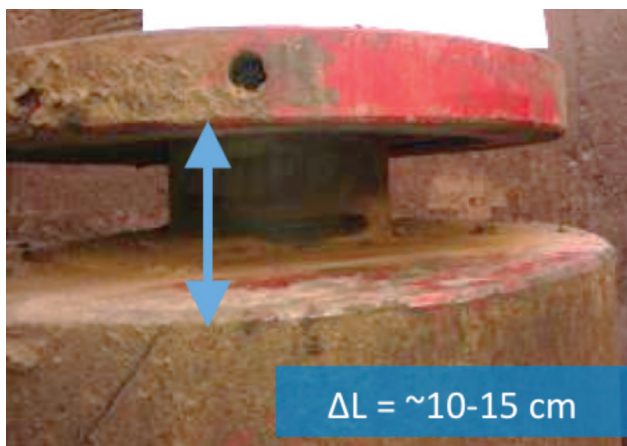


Figura 3. Separación de sección superior respecto a guía.

Modelo de cálculo

Con el objetivo de entender y predecir un posible levantamiento, se plantea un modelo de dilatación térmica uni-axial mediante, en el cual se estima el estiramiento de cada tubería y del conjunto, y se lo compara con el estado de cargas inicial para determinar un estiramiento total del conjunto.

El modelo de dilatación térmica es el siguiente y se representa en la situación de la figura 4.

$$\Delta L_{\text{libre}} = \alpha(T_1 - T_0) L_{\text{libre}} \quad (1)$$

Donde:

- ΔL_{libre} : estiramiento libre de cada tubería [m]
- α : coeficiente de dilatación lineal = $12,4 \times 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$
- T_0 : temperatura inicial (instalado, geotérmico) [$^{\circ}\text{C}$]
- T_1 : temperatura en producción [$^{\circ}\text{C}$]
- L_{libre} : longitud libre, desde TOC [m]

En caso de restringir el movimiento en superficie, si se considera la tubería fija en los extremos, la expansión térmica se convertiría en una fuerza de origen térmico, representada por las ecuaciones 2 y 3.

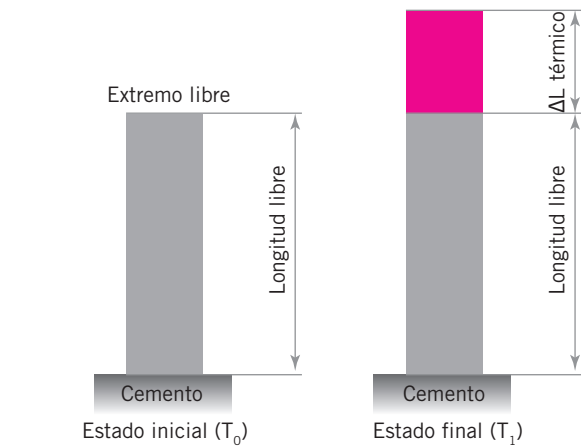


Figura 4. Casing cementado en fondo y libre en extremo superior.

$$\frac{\Delta L}{L_{\text{libre}}} E = \Delta \sigma = \frac{\Delta F_w}{A} \quad (2)$$

$$\Delta F_w = \alpha(T_1 - T_0) A E \quad (3)$$

Donde:

- E: módulo de Young = 200 GPa
- $\Delta \sigma$: diferencia de tensión [GPa]
- ΔF_w : diferencia de fuerza, origen térmico [N]
- A: área transversal del tubular [m^2]

La situación real de la cabeza de pozo será el resultado de la combinación de las fuerzas térmicas de expansión que empujan hacia arriba la cabeza de pozo, con las cargas de instalación que empujan la cabeza de pozo hacia el terreno (fuerzas de colgado luego de cementar, dadas por el peso de la tubería menos la flotación y empuje del cemento). Cada tubería aporta su fuerza individual al sistema como se observa en el esquema de la figura 5.

Esta situación se representa con el balance de fuerzas en la cabeza de pozo, donde se igualan la sumatoria de fuerzas de instalación más el efecto térmico con el estira-

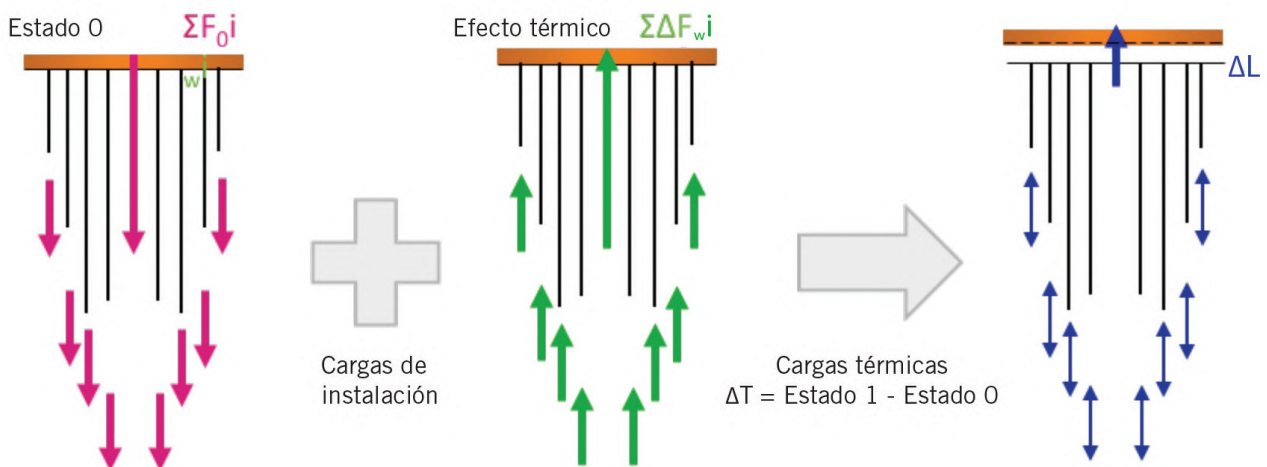


Figura 5. Esquema de cargas con tubulares múltiples.

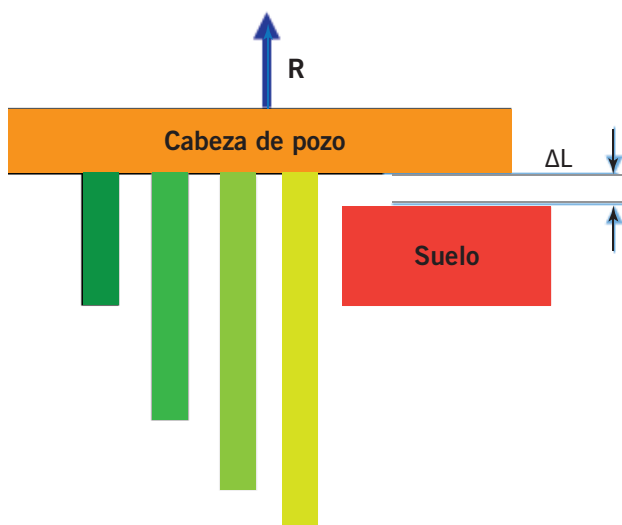


Figura 6. Balance de fuerzas en cabeza de pozo.

miento resultante afectado por la rigidez lineal del conjunto (Figura 6, ecuaciones 4, 5, 6 y 7).

$$\sum_i \Delta F_w^i - \sum_i F_i^0 - R = 0 \quad (4)$$

$$R = \Delta L \sum_i K_i \quad (5)$$

$$K_i = \frac{E A_i}{L_{libre}^i} \quad (6)$$

$$\Delta L = \frac{\sum_i [\alpha (T_i^1 - T_i^0) E A_i] - \sum_i F_i^0}{\sum_i K_i} \quad (7)$$

Donde:

ΔF_w^i : fuerza térmica de cada tubería "i" [N]

F_i^0 : Fuerza de colgado de cada tubería "i"

R: resultante de fuerzas [N]

ΔL : estiramiento resultante [m]

K_i : rigidez lineal de cada tubería [N/m]

$\sum_i K_i$: rigidez del conjunto [N/m]

Cuando el balance de fuerzas resulta hacia arriba, el estiramiento resulta positivo. Si, por el contrario, el estiramiento resulta negativo, las fuerzas hacia abajo son superiores a las cargas de expansión térmica.

Parámetros

- **Cargas iniciales:** las fuerzas de colgado se determinaron mediante el cálculo con software de diseño de *casing* y *tubing*, se consideran el peso de la tubería, los fluidos en pozo y la trayectoria tipo. El software no considera efectos de arrastre, particularmente importantes en pozos direccionales y horizontales, por ello los valores

se ajustaron los valores efectivos en función de la información de "peso en gancho" suministrada por la operadora.

Al cálculo de la fuerza resultante se le agrega el peso de la cabeza de pozo y árbol de surgencia como una fuerza hacia abajo.

- **Perfil de temperatura:** para el estado inicial se considera un perfil geotérmico, se asume que al momento del colgado la tubería igualó su temperatura con el perfil de pozo. Para los casos de producción se considera un perfil lineal en cada tubería, se asume temperatura geotérmica en fondo. En superficie se consideran registros de temperatura para el *casing* de producción y un diferencial de temperatura para el resto de las secciones. El valor del diferencial se utiliza como variable de ajuste del modelo con los valores de estiramiento.
- **Longitud de tubería libre:** se considera el TOC (tope de cemento) teórico según informado por la operadora. En el caso de la sección Guía se valida con perfiles de cemento.

Resultados

Al implementar el modelo planteado para el caso de estudio se realizaron diferentes análisis con el fin de validar el modelo y la relación causa-efecto entre el estiramiento térmico y el levantamiento de cabezas de pozo. El análisis realizado se validó con los datos de campo.

En la figura 7 se presenta el perfil de temperatura considerado para el análisis bajo las condiciones expuestas anteriormente y en la tabla 1, los parámetros de entrada del caso base.

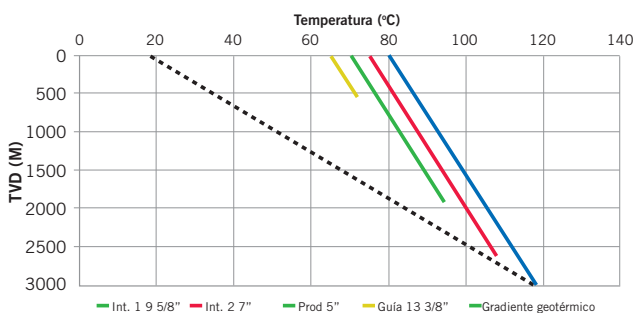


Figura 7. Perfiles de temperatura considerados.

String	Casing	OD	Longitud Libre	Promedio ΔT	Tensión inicial (Fi0)	
i		[in]	[m]	[°C]	[kips]	[kN]
1	Guía	13 3/8	150	45,4	20,3	90,5
2	Intermedia I	9 5/8	460	47,2	93,1	414
3	Intermedia II	7	1900	37,4	93,9	418
4	Producción	5	2600	35,1	50,2	223

Peso Wellhead + Tree = 6,6 kips (29,3 kN)

Tabla 1. Parámetros de entrada caso base.

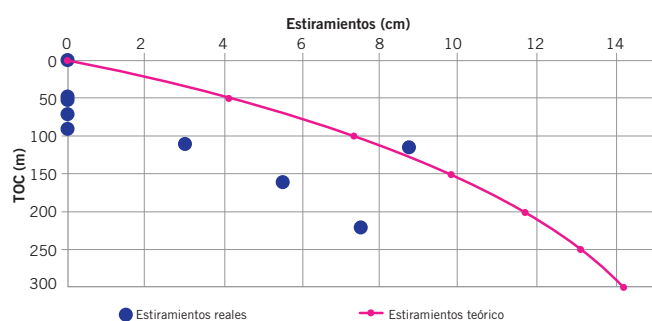


Figura 8. Comparativa modelo teórico versus resultados de campo.

Considerando el estiramiento de tres tuberías, como se presentó en la sección 1, el estiramiento estimado es de 12,3 cm mientras que las mediciones en campo oscilan entre 10 y 15 cm.

Para el caso del estiramiento de las cuatro tuberías en

conjunto, se calculó el estiramiento para diferentes posiciones del TOC y el mismo perfil de temperatura. Dichos estiramientos se compararon con las mediciones de estiramiento en campo para pozos con diferentes TOC. En la Figura 8. Comparativa modelo teórico versus resultados de campo. se presentan los resultados.

Se observa que los resultados teóricos representan la tendencia de la mayoría de los valores medidos, con excepción de un punto particular donde el TOC no está claramente definido, y se tiende a sobrestimar los estiramientos.

El modelo teórico no considera efectos de ballooning o pandeo que pueden reducir la fuerza de expansión que cada tubería aporta. Tampoco considera ningún tipo de fricción en la zona de pozo abierto, efectos de cementación superficial tipo “top job” o vínculos adicionales. De igual manera, se considera el TOC como un punto de empotramiento definido y completamente efectivo. Estos efectos pueden explicar la diferencia en valor absoluto, pero la coincidencia en la tendencia soporta la representatividad del modelo.



Figura 9. Remediación de elevación de casing mediante “Dado” de cemento. Ref. Wellhead Movement-Multi-String Casing Analysis”, Fontana (GeoPark), Rebas (Tenaris); SPE, noviembre 2011.

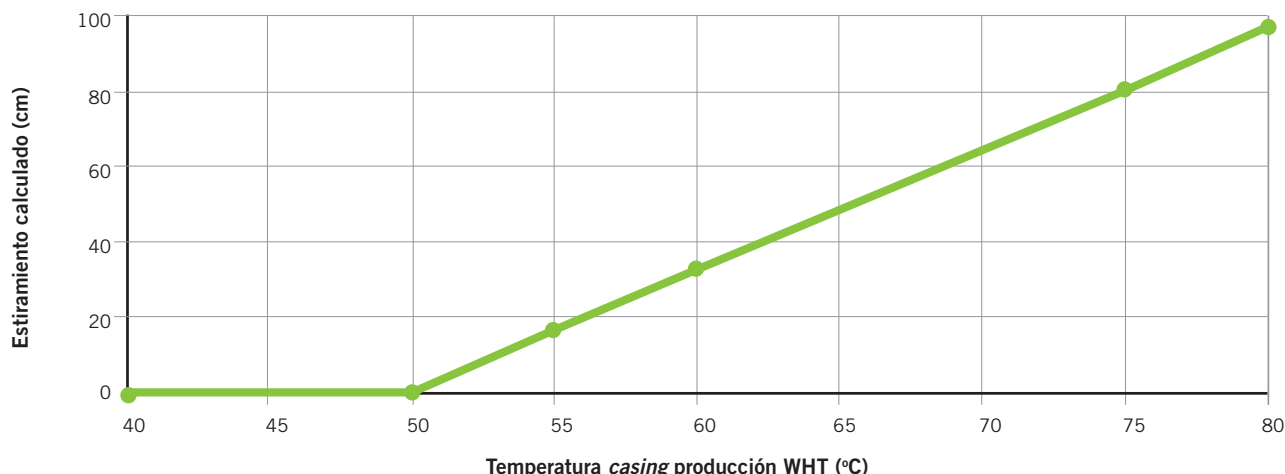


Figura 10. Análisis de sensibilidad estiramiento versus temperatura en boca de pozo.

Estrategias de mitigación

Si bien el fenómeno puede deberse principalmente a una cementación incompleta o de baja calidad en la sección guía, una vez que se produjo el estiramiento es importante definir una estrategia de mitigación para la problemática.

En casos anteriores, la estrategia consistió en agregar una carga de peso suficiente para contrarrestar la fuerza de estiramiento resultante, mediante la vinculación de la sección guía a un volumen de cemento agregado en superficie, en la figura 9 se presentan imágenes de una remediación de este tipo.

Hay alternativas que consideran conceptos diferentes y atacan otros puntos del problema. Un caso evaluado consiste en diseñar una instalación de superficie con capacidad de absorber los movimientos de la cabeza de pozo mediante una configuración “flexible” dentro de rangos de diseño aceptables. Otras opciones consideran evitar que la temperatura del fluido de producción alcance las distintas secciones de casing; por ejemplo, con la instalación de un tubing de producción aislado térmicamente o un fluido de empaque con capacidad de aislación térmica.

En ese sentido, se realizó un análisis de sensibilidad para calcular el estiramiento teórico en función de la temperatura de cabeza de pozo del casing de producción. Se consideraron los parámetros de la Tabla 1. Parámetros de entrada caso base. para el caso base estudiado, los resultados se presentan en la Figura 10. Análisis de sensibilidad estiramiento versus temperatura en boca de pozo..

Conclusiones

El modelo propuesto resulta una aproximación simple para verificar un posible levantamiento de cabezas de pozo. Los valores medidos en campo, junto con el análisis de sensibilidad realizado, se ajustan a la tendencia del modelo.

Resulta de gran importancia para la integridad del sistema considerar esta posibilidad durante las etapas tempranas de diseño y realizar un seguimiento de las instalaciones en producción para evitar daños en casing guía o instalaciones de superficie (puente de producción, cabezas de pozo, líneas de superficie).

El fenómeno real está influenciado por múltiples variables y existe cierta incertidumbre en los valores considerados como entrada para este caso, particularmente en la determinación de los perfiles de temperatura durante producción para cada sección. Sin embargo, resulta claro que una mejor cementación en la sección guía es fundamental para evitar la ocurrencia del problema.

Bibliografía

Fontana H. (GeoPark) y N. Rebasa (Tenaris), “Wellhead Movement-Multi-String Casing Analysis”, SPE, noviembre 2011.