

INCONVENIENTES DURANTE LA ENTUBACIÓN DE FASE AISLACIÓN EN EL YACIMIENTO EL OREJANO. ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PRÁCTICAS.

Autores: G.Abraham¹, F. Games¹, L.Peiffert¹

Coautor: M. Berardo¹

(1) Especialista Operaciones Underbalance, YPF SA, UN No Convencional, Neuquén-Argentina.

e-mail: mario.g.abraham@ypf.com, facundo.g.games@ypf.com, leopold.f.peiffert@ypf.com,
martin.berardo@ypf.com

Resumen:

Hacia fines de 2015, el desarrollo del yacimiento El Orejano cambia la tipología de sus pozos avanzando en la perforación de pozos horizontales. Las prácticas implementadas para el ahogue de pozo, cambio de herramienta y entubación inicialmente privilegiaron la eficiencia logística respecto a la preparación y manejo de grandes volúmenes de lodo denso. Sin embargo, numerosos inconvenientes se han registrado en lo que a la entubación de la fase respecta.

Un estudio exhaustivo fue realizado en base a los datos de geometría, parámetros de limpieza y manejo de presiones de fondo de los 28 pozos perforados en el yacimiento. El 50% de ellos presentó problemas de asentamiento antes de llegar a profundidad final, incluyendo casos de pérdida parcial del último tramo del drain del pozo. Todos estos eventos conllevan demoras operativas, eventos de control de pozo y esfuerzos combinados hacia la tubería. En tal sentido, se ha detectado que las fluctuaciones en la presión de fondo de pozo provocadas por las variaciones inducidas durante las operaciones de perforación, conversión de lodo, extracción de herramienta, entubación y cementación afectan sensiblemente la estabilidad mecánica del hueco pudiendo derivar en una disminución del diámetro efectivo del pozo, derrumbe o colapso.

En consecuencia, se realizaron modificaciones en el control de presiones durante las operaciones mencionadas a fin de garantizar el mantenimiento de la densidad equivalente de fondo dentro de la ventana operativa determinada por el control de pozo y el estudio geomecánico de la formación. Como resultado, se pudo constatar un incremento en la tasa de efectividad de la entubación de la etapa productiva.

Palabras Clave: entubación, estabilidad mecánica, stripping, ahogue de pozo, ventana operativa, ECD.

Introducción:

El yacimiento El Orejano, ubicado en la zona central de la Cuenca Neuquina, se encuentra en su fase de desarrollo desde 2014.

Inicialmente, el pozo tipo fue delineado con una geometría dirigida con una estructura de cañerías de 9 5/8" (fase guía) // 7" (fase intermedia) // 5" (fase aislación), esta última perforada mediante el método casing drilling. Durante 2015 esta metodología se dejó de lado para darle lugar a la perforación de pozos horizontales. Actualmente, el pozo tipo del yacimiento cuenta con la misma estructura de cañerías mencionada anteriormente y una geometría que incluye 2800m de perforación vertical y 1500m de sección horizontal.

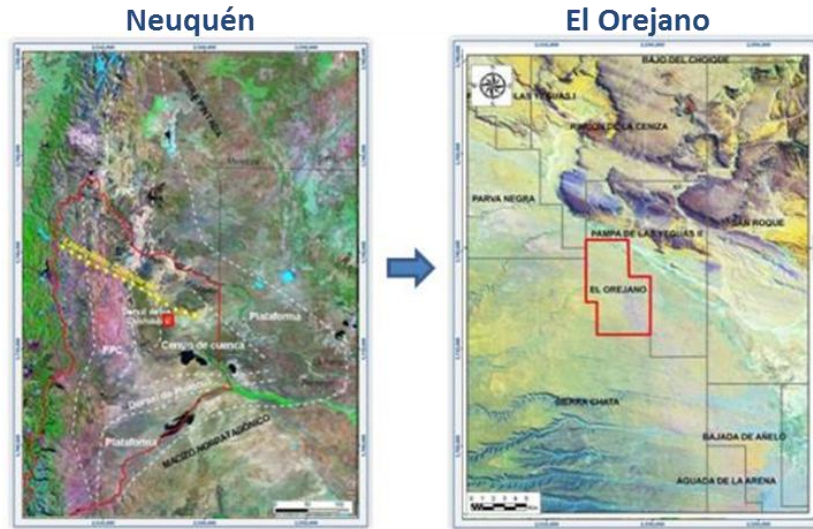


Ilustración 1 Cuenca Neuquina - Yacimiento El Orejano

El presente trabajo se concentrará en la construcción de la fase de producción de los pozos anteriormente descritos. Entre los principales retos para la perforación de la etapa pueden mencionarse la complejidad que supone atravesar la formación Quintuco que antecede a la formación objetivo, Vaca Muerta. Ambas estructuras se componen de roca naturalmente fracturada y presentan zonas anormalmente presurizadas

Por esto, el control de las presiones de formación es una de las necesidades principales para la perforación de la etapa. El desarrollo de este trabajo mostrará como las maniobras realizadas durante la construcción del pozo afectan el control del mismo y su estabilidad. Asimismo, se propondrán cambios en la metodología de trabajo tendientes a minimizar las variaciones en la presión de fondo y contribuir a la estabilidad del pozo. Finalmente, se presentará una comparativa entre los resultados obtenidos con los métodos empleados típicamente en contraste con los cambios propuestos.

Desarrollo:

Como se ha mencionado, el control de las presiones de formación es uno de los principales desafíos para la perforación de la etapa de producción. Tanto es así, que la mayoría de los pozos estudiados han sido perforados utilizando el equipamiento de perforación bajo balance (UBD, por sus siglas en inglés – Underbalance Pressure Drilling). Utilizando este equipamiento, la perforación se realizó utilizando la técnica MPD (por sus siglas en inglés, Managed Pressure Drilling) la cual consiste en el manejo de las presiones dentro del pozo a fin de mantener la estabilidad durante la operación. En el caso de El Orejano, la metodología empleada consiste en perforar el pozo dinámicamente ahogado, aplicando una ECD igual o levemente mayor a la presión de formación y una ESD menor a dicha presión, con lo cual es necesario compensarlo con presión en superficie aplicada mediante el equipamiento UBD. Con esto, el pozo permanece seguro durante las conexiones y el retorno del fondo a superficie puede esperarse de manera controlada.

Metodología:

El estudio alcanza los pozos perforados durante la segunda mitad del año 2015 y el año 2016 completo, en los que se ha analizado la operación focalizándose en cada fase de la construcción de la etapa incluyendo:

- Perforación: según se mencionó anteriormente, se realizó empleando el equipamiento de UBD, lo que posibilitó terminar la etapa sin alcanzar una densidad de lodo demasiado alta. En este punto, es necesario mencionar que el gradiente de formación a controlar se encuentra en un rango de entre 1800g/l y 2100g/l.;
- Extracción de la herramienta realizando stripping; haciendo uso del empaquetamiento provisto por la cabeza rotativa del equipamiento UBD, una vez culminada la perforación se extrae la herramienta de la rama horizontal con el pozo en un desbalance estático hasta llegar al landing-point;
- Ahogue de pozo: con la herramienta en el landing-point, se realiza una conversión de fluido a fin de posicionar lodo de ahogue desplazando el lodo de perforación. Como es habitual, la densidad del lodo de ahogue es calculada teniendo en cuenta el gradiente de formación detectado durante la perforación y adicionando un margen de seguridad.;
- Extracción post ahogue realizando stripping: una vez ahogado el pozo, se continúa sacando la herramienta con o sin presión en cabeza (según lo establece el Procedimiento UBD rev.15 en donde si la densidad de ahogue es mayor a 1950kg/m³ se debe sacar a pozo cerrado con presión y si es menor, a pozo abierto sin presión) hasta su completa extracción.;
- Entubación; al momento de comenzar la entubación del pozo, el mismo cuenta con una combinación de fluidos compuesta por lodo de perforación en la rama horizontal y lodo de control desde el landing-point hasta superficie. Esta situación eleva la complejidad de la maniobra dado que al comenzar a introducir la tubería por debajo del landing-point, el lodo liviano posicionado en la rama horizontal, comienza a ascender por la parte vertical provocando un desbalance estático. En una gran proporción de los pozos analizados, esta ocasionó la necesidad de circulaciones y/o conversiones de lodo a los fines de volver a estabilizar el pozo.;
- Cementación de la fase: esta operación implica el bombeo de fluidos de densidades y reologías mayores a la del lodo de perforación lo cual deriva indefectiblemente en la exposición de la formación a elevadas presiones dinámicas.

Con el objetivo de determinar la causa raíz de los inconvenientes detectados durante la entubación de la etapa, se descartaron, en primera instancia, problemas geométrico/estructurales y de limpieza de pozo. Luego, el análisis se centró en el manejo de las presiones en el pozo en cada una de las fases de la operación. Para esto, se calcularon las presiones dinámicas y estáticas a las que se vio expuesta la formación a fin de contrastarla con el gradiente de formación detectado.

La presión de formación (P_{form}) se calcula con la presión de conexión (P_{cx}), el valor de la densidad de salida (ρ) y la TVD (Z):

$$P_{form} = (\rho \times Z \times 1,422) + P_{cx}$$

Expresando:

$$P_{form} = [\text{Psi}]$$

$$\rho = [kg/l]$$

$$P_{cx} = [\text{Psi}]$$

$$Z = [m]$$

La densidad equivalente de circulación (ECD) se calculó en base a la presión hidrostática y la pérdida de carga por fricción generada en el espacio anular, la cual fue calcula mediante software de simulación y fue contrastada con los parámetros observados en el monitoreo de la fase:

$$ECD = \frac{(P_{hyd} + \Delta P_{fricc})}{1,422 * Z}$$

Expresando:

$$ECD = [kg/l]$$

$$P_{hyd} = [\text{Psi}]$$

$$\Delta P_{fricc} = [\text{Psi}]$$

Esta recopilación de datos permitió generar una base de datos para en análisis en contraste con los resultados operativos obtenidos durante la entubación de la fase. En base a esos valores, se recopilaron los máximos y mínimos de cada fase para observar la amplitud de las variaciones de presión a las cuales fue sometida la formación.

Resultados:

En el siguiente gráfico, pueden observarse los valores máximos y mínimos de presión a la que se vio expuesta la formación durante el desarrollo de todas las fases de construcción de la etapa de producción del pozo.

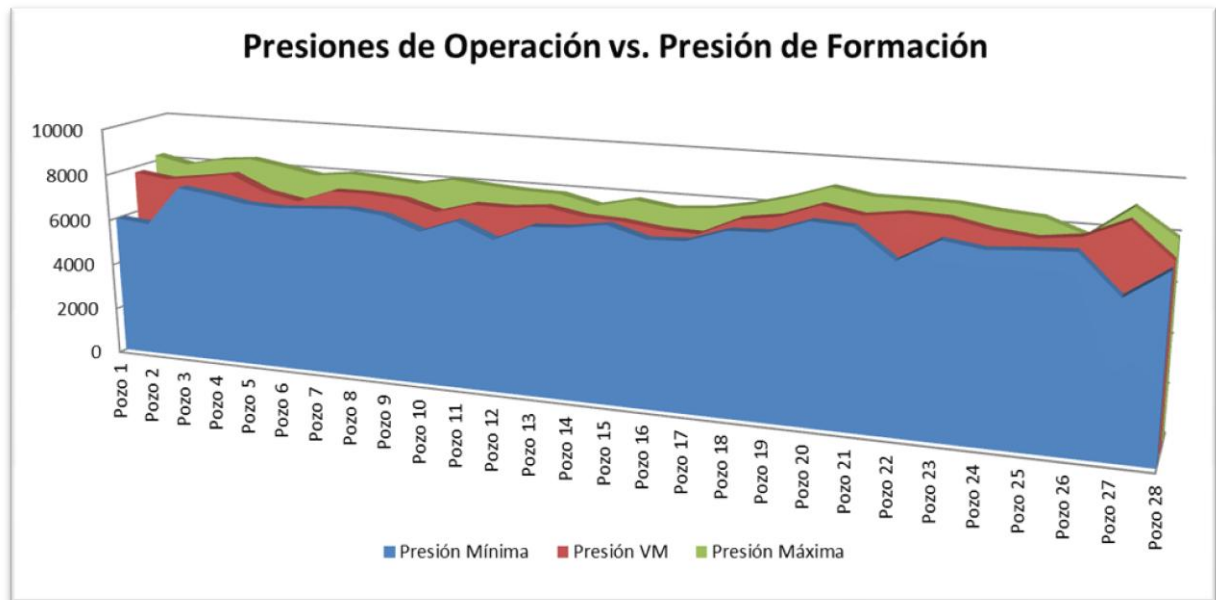


Gráfico 1: Comparativa de presión de formación Vaca Muerta vs Presión máxima y mínima ejercida.

Los datos expuestos en la gráfica fueron contrastados con los resultados operativos obtenidos en cada uno de los pozos. A modo de ejemplo, a continuación se presenta el análisis gráfico de tres de los casos en cuestión:

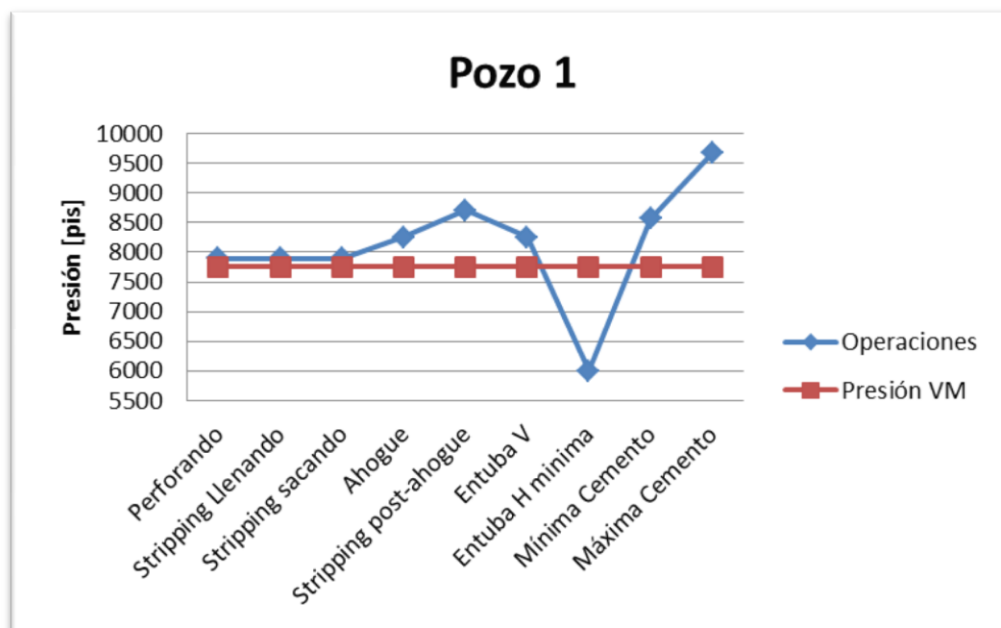


Gráfico 2: Comparativa de presión ejercida vs Presión de formación Vaca Muerta según la operación para Pozo-1.

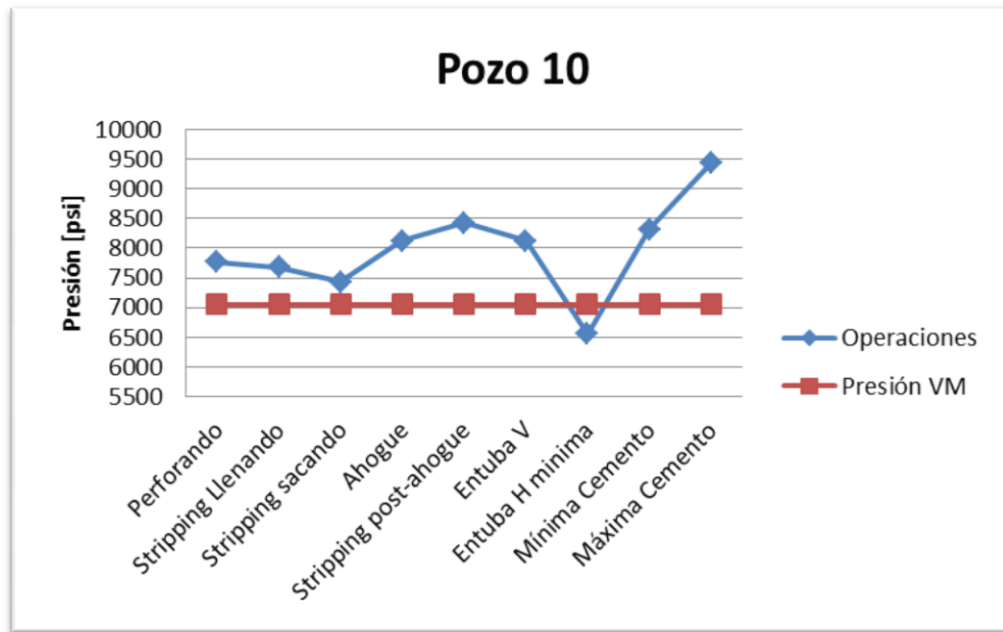


Gráfico 3: Comparativa de presión ejercida vs Presión de formación Vaca Muerta según la operación para Pozo-10.

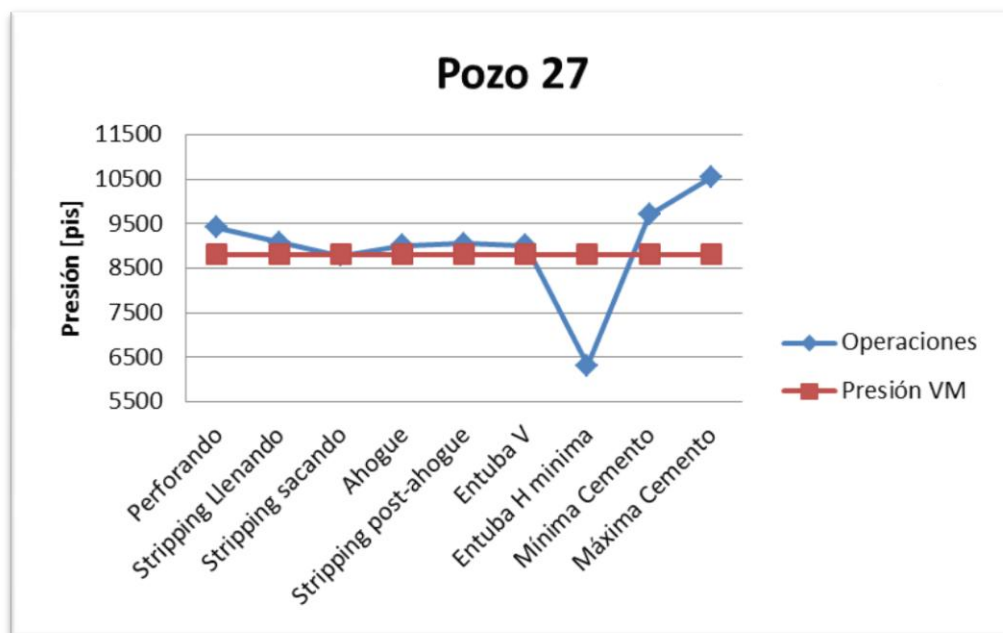


Gráfico 4: Comparativa de presión ejercida vs Presión de formación Vaca Muerta según la operación para Pozo-27.

Como puede observarse, en los casos presentados se aprecia una disminución en la presión hidrostática ejercida en Vaca Muerta (máxima TVD alcanzada) por debajo de la presión de reservorio durante la operación de entubación, luego de que el zapato se encuentre en la sección horizontal del pozo.

Este inconveniente tiene relación con la operación de ahogue de pozo previo a sacar herramienta que, como se ha mencionado, fuera efectuado desde la profundidad de landing-point privilegiando la eficiencia logística por el manejo de grandes volúmenes de lodo denso. Con el objetivo de esquematizar el fenómeno, en los siguientes esquemas se presenta el movimiento de los fluidos conforme avanza la entubación de la etapa representado para el Pozo-12.

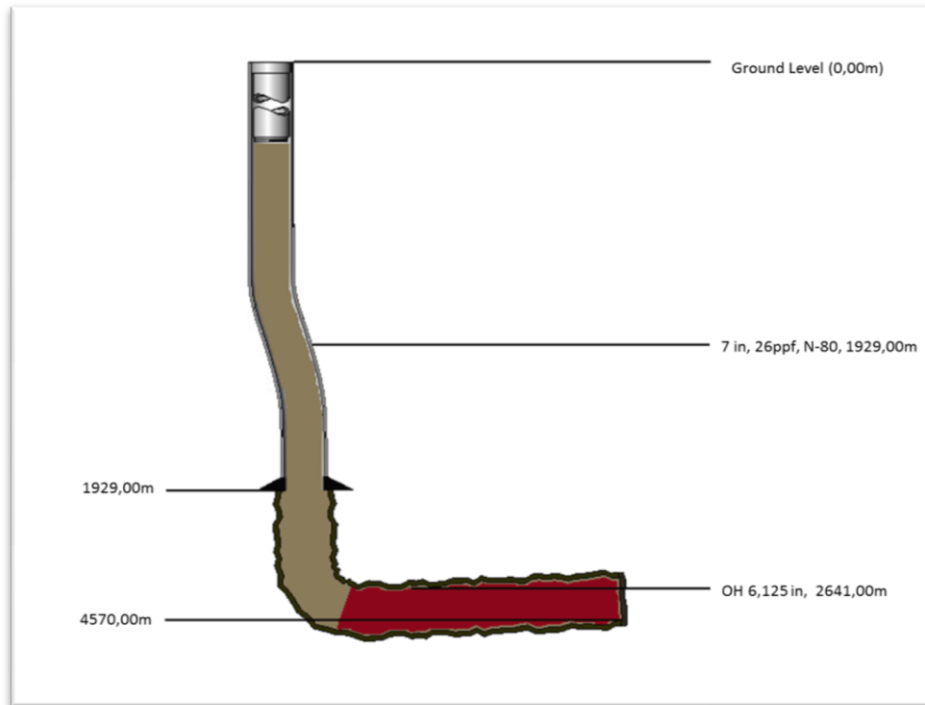


Ilustración 2: Pozo ahogado en LP 2892m. Presión hidrostática=7890psi (54399656 Pa).

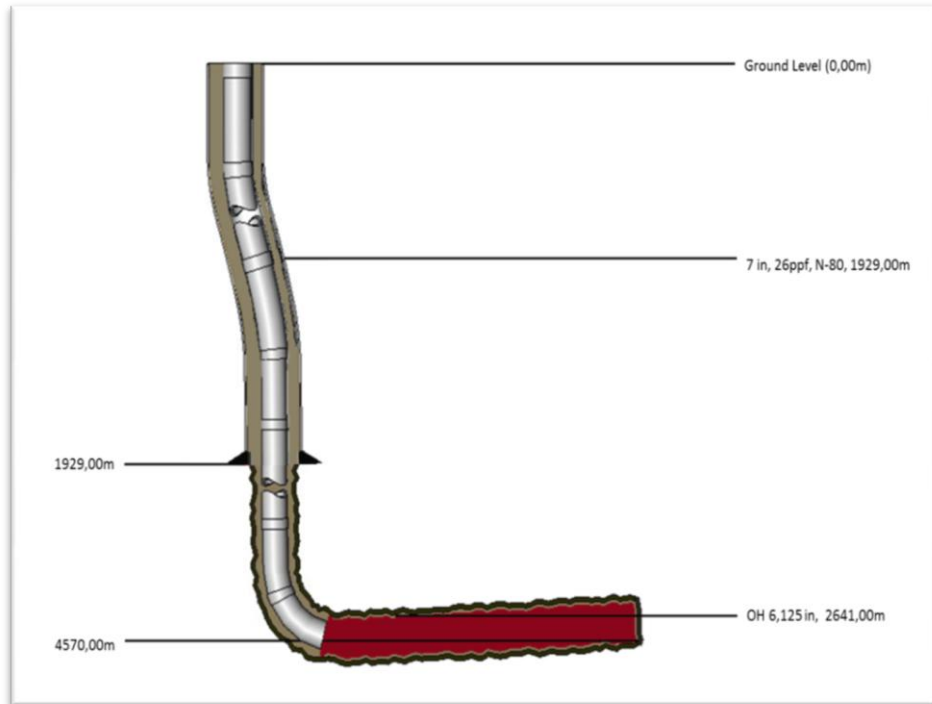


Ilustración 3 : Entubando casing en LP 2892m. Presión hidrostática=7890psi (54399656 Pa).

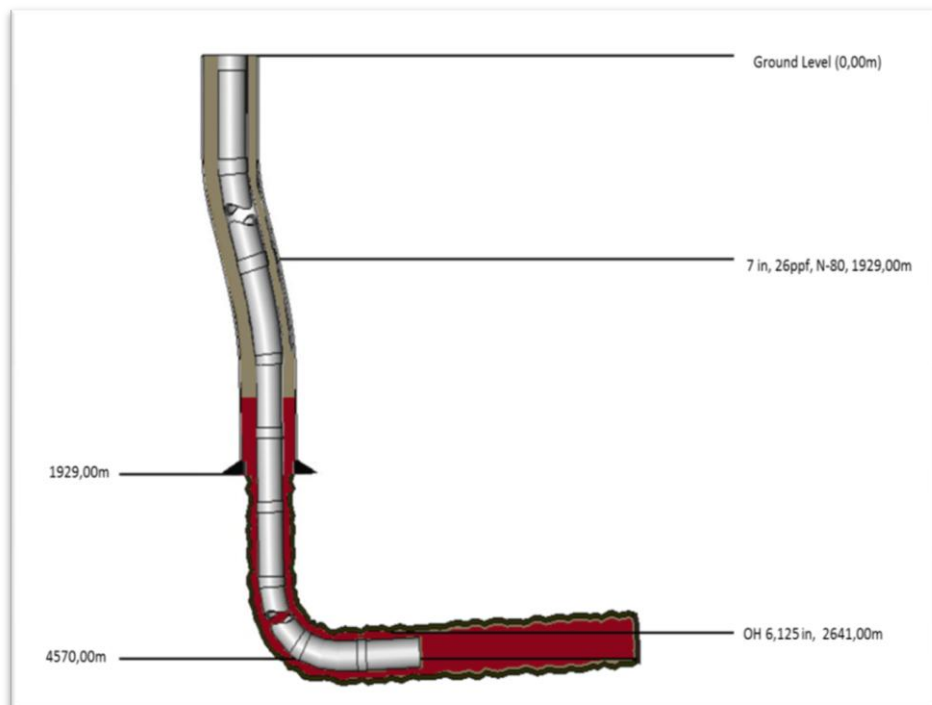


Ilustración 4: Entubando casing en 3500m. Presión hidrostática=7220psi (49780167 Pa).

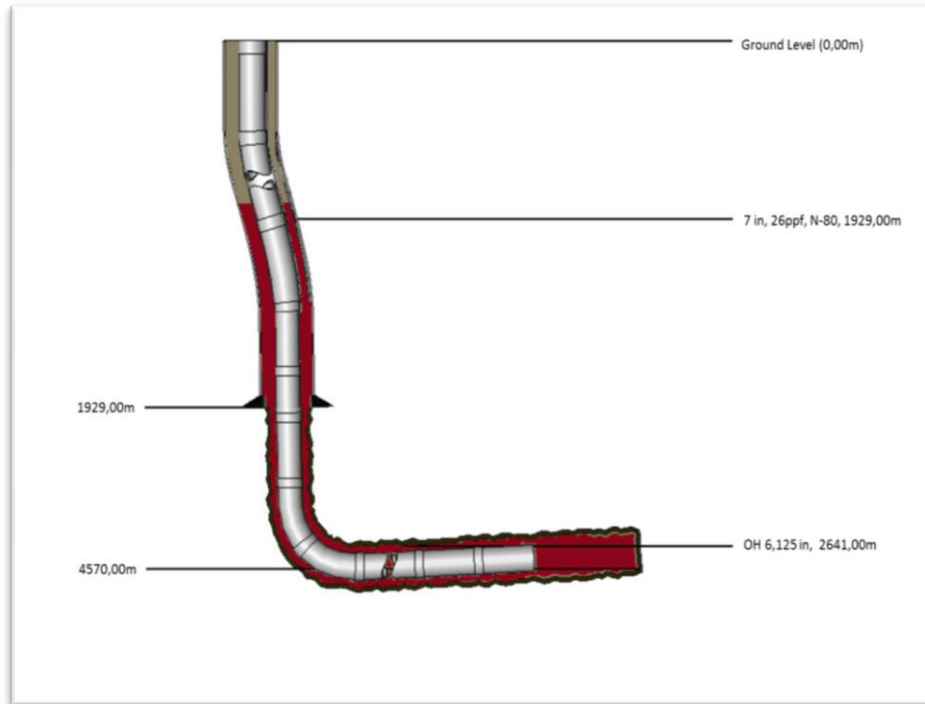


Ilustración 5: Entubando casing en 4100m. Presión hidrostática=6670psi (45988049 Pa).

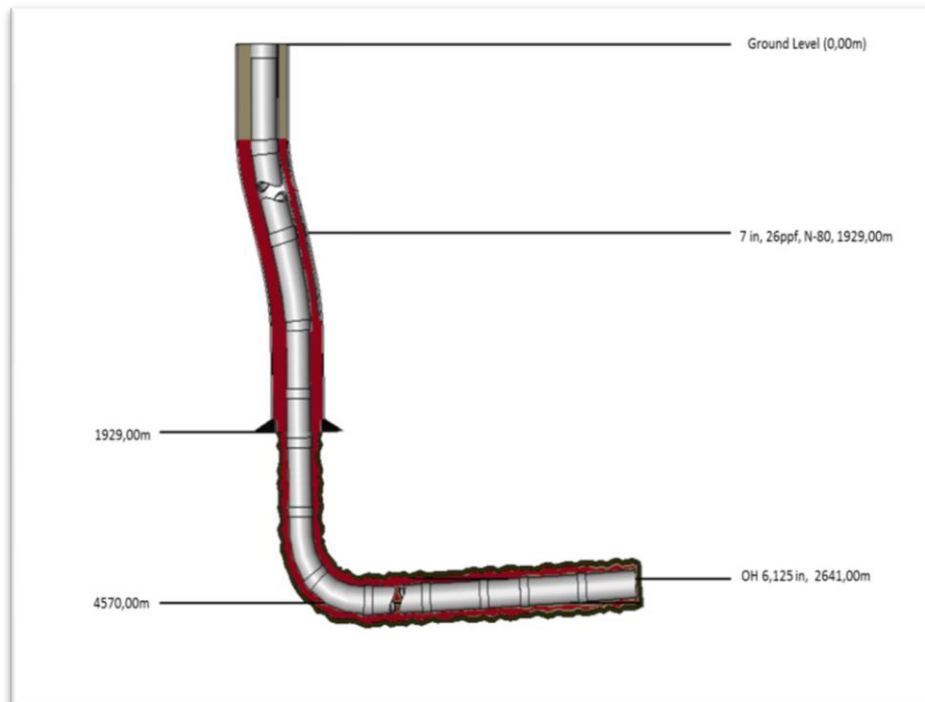


Ilustración 6: Entubando casing en 4410m. Presión hidrostática=6470psi (44609097 Pa).

En esta esquematización del Pozo-12 se muestra como el lodo de densidad 1750 kg/m^3 (color rojo), de menor a la densidad de ahogue (2040 kg/m^3), representada con color marrón claro asciende por la sección vertical del pozo a medida que se profundiza el casing. Esto ocasiona una disminución en

la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo. En este caso, la presión hidrostática ejercida cayó en 1000psi (6894760 Pa) por debajo de la presión de reservorio y la entubación tuvo que ser interrumpida a 160m de llegar a TD debido al atascamiento de la cañería.

El gráfico de barras a continuación indica la diferencia de presión hidrostática contra la presión de reservorio de Vaca Muerta, acompañado por una barra que indica si se tuvo problemas para entubar la sección.

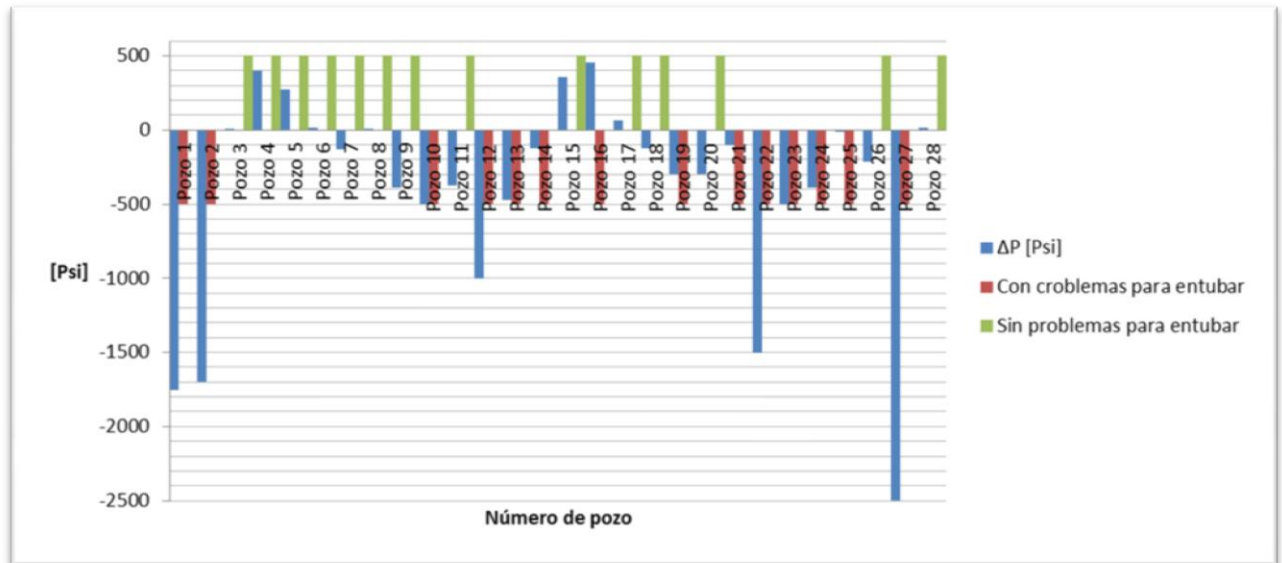


Gráfico 5: Comparativa entre diferencia de Presión hidrostática vs. Presión de formación Vaca Muerta y Problemas para entubar, según pozo.

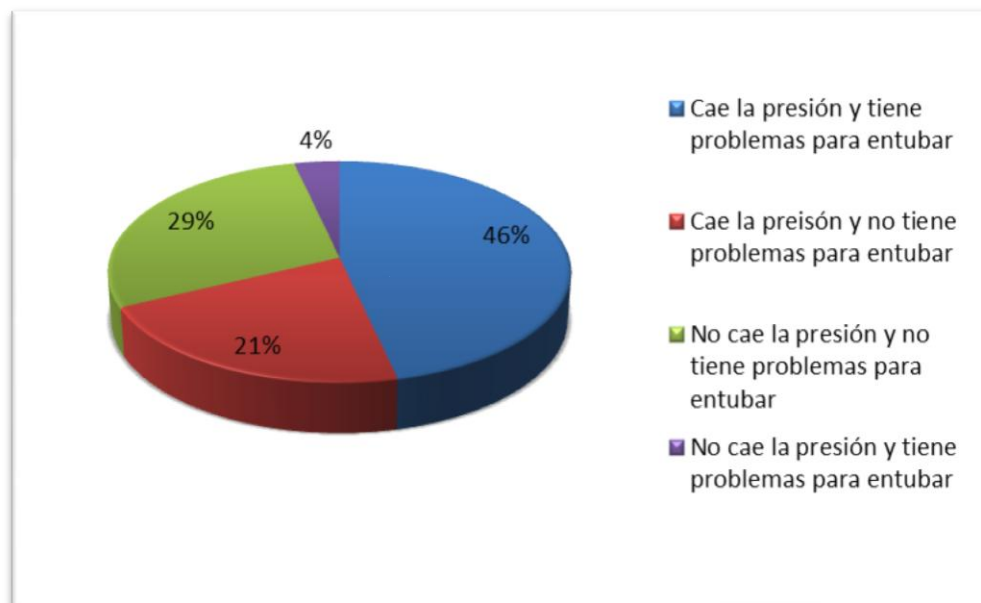


Gráfico 6: Entubación de la sección según la presión hidrostática caiga por debajo de la de reservorio o no.

Conclusiones:

De los resultados obtenidos se concluye que del 68,4% de los casos en que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo cae por debajo de la presión de reservorio de Vaca Muerta, se tiene problemas de distinta severidad para entubar.

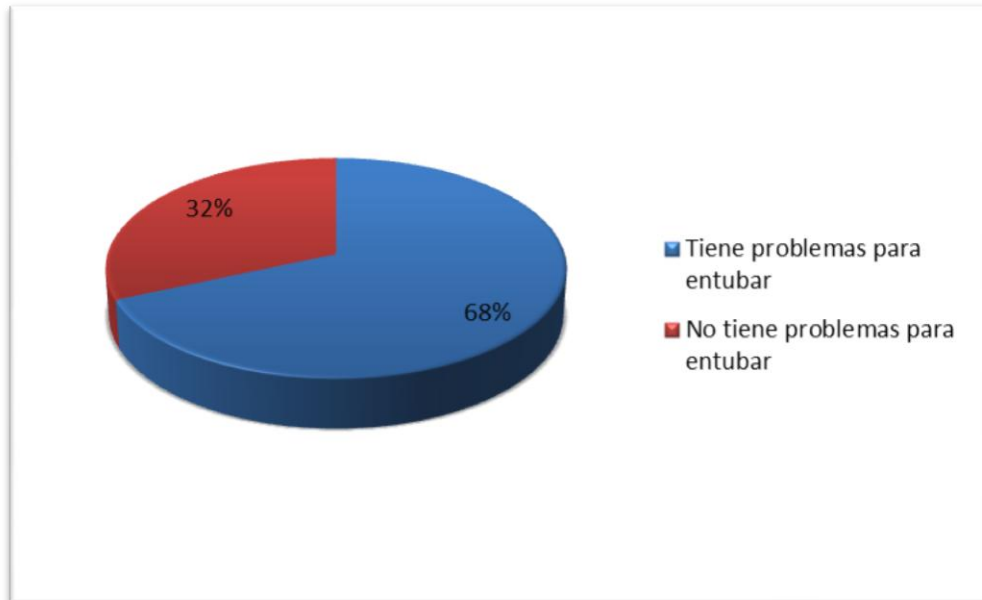


Gráfico 7: Resultado de pozos en donde la presión hidrostática cae por debajo de la de reservorio.

Siendo éste un porcentaje tan alto, se arriba a las siguientes recomendaciones operativas, para que durante la construcción del pozo la presión ejercida en el fondo del mismo sufra la menor cantidad de variaciones posibles y se mantenga siempre por encima de la de reservorio de Vaca Muerta:

- Realizar ahogue-conversión de lodo desde el fondo del pozo.
- Realizar ahogue-conversión de lodo a caudal variable.

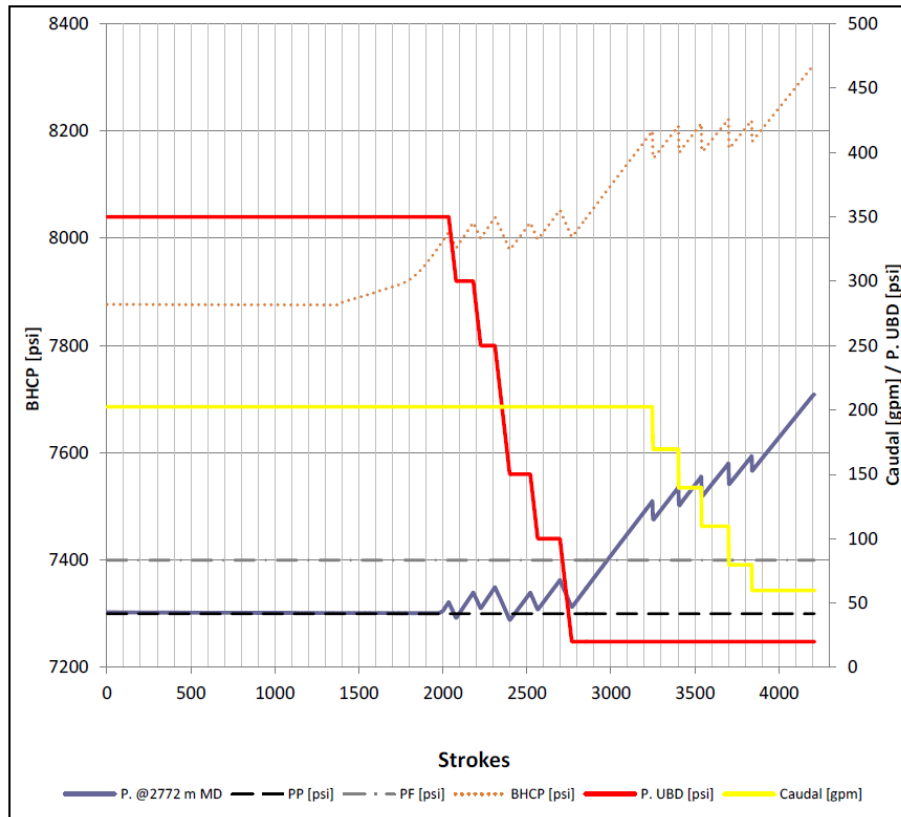


Gráfico 8: Evolución de parámetros según strokes durante ahogue de pozo a caudal variable.

- En caso de contar con equipamiento UBD y por problemas logísticos no se puede disponer de volumen completo de pozo:
 - realizar ahogue desde el landing-point, habiendo sacado herramienta manteniendo la presión en cabeza de pozo constante mediante el equipamiento UBD a través la circulación por kill line.
 - Luego de alcanzar el landing-point con el zapato del string de entubación, compensar pérdida de presión en fondo con incremento de presión en cabeza de pozo mediante el equipamiento UBD a través de circulación por kill line.

Luego de realizado éste estudio, se analizaron los siguientes 8 pozos que se perforaron, los cuales fueron se realizaron sin el equipamiento UBD y por tal motivo el ahogue de pozo se realizó desde el fondo del mismo. Sólo en 1 caso durante la entubación la presión cayó por debajo de la de reservorio y se tuvo problemas para entubar. Otro caso aislado en donde se tuvieron problemas para entubar aun cuando la presión hidrostática no cayó por debajo y en el 75% de los casos la presión se mantuvo por encima de la de Vaca Muerta y no se tuvo problemas para entubar.

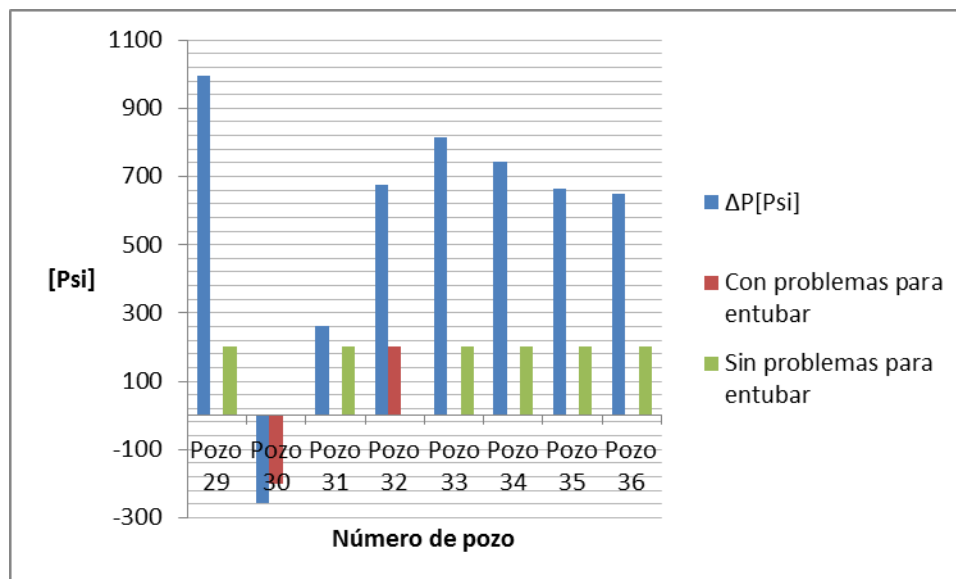


Gráfico 9: Comparativa entre diferencia de Presión hidrostática vs. Presión de formación Vaca Muerta y Problemas para entubar, según pozo perforado posteriormente al estudio.

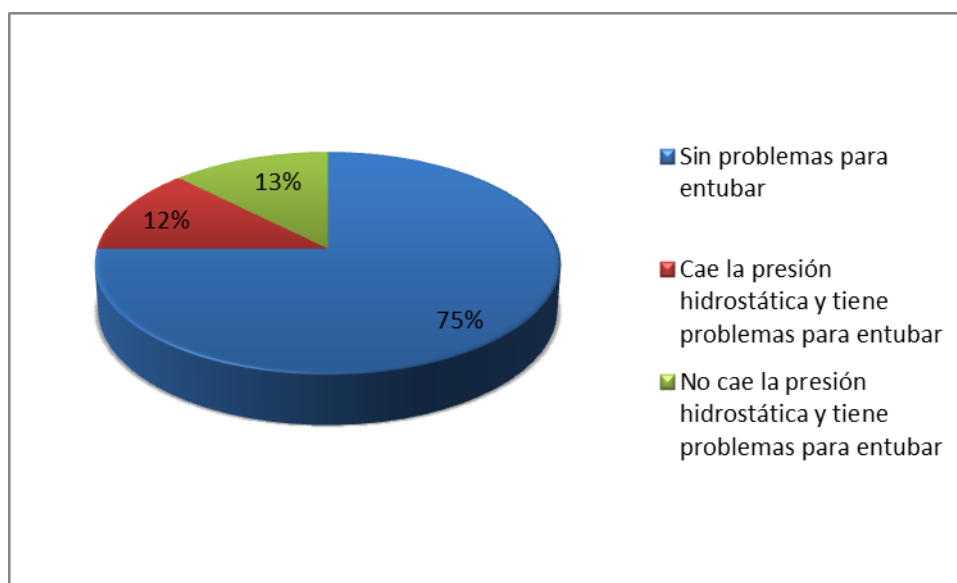


Gráfico 10: Resultado de entubación en pozos posteriores al estudio.

Bibliografía:

- Time dependent borehole stability: Effect of Static vs. Dinamic mud weight. SPE/IADC-173048-MS.
- Procedimiento UBD Rev.15/YPF.
- Underbalanced Drilling Operations/API Recommended Practice 92U.

Curriculums:

- Mario Gabriel Abraham. Técnico en Petróleo, UTN. Especialista UBD, YPF.
- Facundo Guillermo Games. Ingeniero Químico, UTN. Especialista UBD, YPF.
- Leopold Peiffert. Ingeniero Mecánico, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tarbes. Especialista UBD, YPF.