

2° Congreso de Perforación 2,007

22 al 24 de Octubre, Buenos Aires, Argentina

Título:

“PERFORACION y TERMINACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL PROFUNDO EN EL NORTE ARGENTINO”

Autores:

Carlos Degni, Matías Farina, Ariel Gobbi, Arturo Maidana, Ricardo Berra – TECPETROL S.A.

I. Abstract

El área de explotación petrolera Aguaragüe se encuentra localizada aproximadamente 360 Km. al norte de la ciudad de Salta e integra el sector austral del tren estructural del mismo nombre, en las sierras subandinas orientales. Ver Figura N° 1.

El desarrollo del área hizo necesario investigar el potencial hidrocarburífero en reservorios más profundos involucrados en la misma estructura.

Considerando las características de los reservorios alcanzados y puestos en producción por la UTE Aguaragüe (Ag xp -1 y Agap-1001) se planificó la perforación de un pozo horizontal para optimizar la producción de gas de la formación Santa Rosa. Ver Figura N° 2.

II. Introducción

Este trabajo, basado en la perforación del pozo horizontal Aguaragüe profundo 1002, resume la experiencia recogida durante las etapas de planificación y ejecución de un proyecto que no solo estuvo relacionado con el resultado de las distintas tecnologías disponibles al momento de su planificación y metodologías aplicadas sino también con la crisis económica de finales del año 2,001.

En su desarrollo se busca transmitir y compartir las lecciones aprendidas en:

1. La perforación vertical con grandes diámetros en un ambiente con fuertes tendencias a la desviación.
2. La optimización lograda en la perforación de las últimas secciones verticales.
3. La suspensión de la perforación en el año 2,002. Puesta en producción temporal de la Fm. Huamampampa.
4. Consecuencias de la suspensión del proyecto en el año 2,002 y su reinicio en el año 2,004.
5. Contingencia en sección 10 ½”. Optimización de la profundidad del zapato del liner 9 5/8”.
6. DST Capa 4 Huamampampa. Conclusiones del análisis de Geomecánica.
7. La planificación de la perforación secciones dirigida y horizontal. Matriz de riesgo.
8. El control de la perforación. Análisis de buckling. Configuración e inspecciones de los conjuntos de fondo (BHA).
9. Terminación del pozo.
10. Resultados obtenidos. Lecciones aprendidas.

III. Características del Pozo

La perforación de este pozo demandó adoptar consideraciones técnicas especiales que permitieron avanzar hacia el objetivo final superando las exigencias geológicas propias de la sierras sub andinas en Aguaragüe. En la **Tabla N° 1** y en la **Figura N° 3** del Anexo se puede apreciar el detalle de la entubación y esquema final del pozo perforado.

IV. Desarrollo

1. Perforación vertical con grandes diámetros en un ambiente con fuertes tendencias a la desviación.

La sección vertical del pozo Aguaragüe profundo 1002 se programó para alcanzar al tope de la Formación Huamampampa en 3,854 metros de profundidad con una desviación horizontal máxima de 100 metros desde la boca de pozo.

Objetivo que permitiría partir de una posición estructural adecuada para la posterior perforación de la sección horizontal en la Formación Santa Rosa.

Además se priorizó alcanzar este target con la mejor geometría y menor severidad de dog leg posibles a fin de maximizar la posibilidad de alcanzar el objetivo horizontal requerido.

Esto se dificultaba tanto por el alto grado de inclinación de las capas a atravesar para alcanzar el tope de la Fm. Huamampampa (ver **Tabla N° 2** del Anexo) como por la posibilidad de que se presentaran pérdidas de circulación severas.

Al alto buzamiento de las capas en la zona se le sumaba la necesidad de llegar al tope de la Fm. Huamampampa con diámetro suficiente para facilitar la perforación de la sección horizontal.

Ante estos estrictos requerimientos, sobre la base de antecedentes de uso en pozos de la cuenca NOA y Sur de Bolivia se decidió usar el sistema de perforación vertical disponible.

Algunos beneficios de esta herramienta que a priori se esperaba aprovechar para cumplir con el objetivo propuesto fueron:

- o Mejora en la estabilidad del pozo.
- o Alta calidad de pozo. Reducción de la tortuosidad, disminución del torque y arrastre.
- o Menor desgaste del casing y BHA.
- o Perforación vertical con mayor ROP y disminución del tiempo de perforación

Análisis del desempeño del sistema de perforación vertical

El funcionamiento de esta herramienta requiere de caudales elevados y hace necesario que el equipo de perforación tenga bombas con capacidad suficiente. En nuestro caso, en algunos tramos, el caudal se vio limitado por las pérdidas de circulación experimentadas.

Los trépanos tricono recomendados para usar con este sistema deben tener capacidad de corte lateral y estar diseñados para soportar mayores exigencias (mejores sellos, mayor volumen de protecciones de diamante y distinto grado de carburo de tungsteno).

a) Sección 28"

La mayor expectativa por el desempeño del sistema de perforación vertical se generaba en esta sección, pues sería el mayor diámetro en el que se había utilizado el sistema hasta ese momento.

Si bien los resultados obtenidos no fueron los esperados (se decidió cambiar por conjunto empaquetado con motor de fondo) se verificó cierta mejoría en el comportamiento y la tendencia respecto a otros pozos del área.

Se presentaron algunas fallas durante la operación, relacionadas principalmente con la disposición y los componentes del conjunto de fondo:

- o El sistema no permitió deslizar en algunos tramos debido a una deficiente transferencia de peso (atribuida a las dimensiones y geometría de los estabilizadores).
Se estima que para deslizar sin inconvenientes, en diámetros grandes, se requiere que el estabilizador superior sea de aleta recta y 1/4" undergauge como mínimo.
- o Se detectaron vibraciones axiales que no pudieron ser controladas y su persistencia y magnitud causaron fallas en los sellos de los amortiguadores de vibración.

La sección se perforó con lodo base agua.

b) Sección 22".

En esta sección se atravesaron formaciones Las Peñas, Tarija y Tupambi, de altísimo buzamiento, obteniéndose resultados satisfactorios hasta la base de Fm. Tarija. Al ingresar a Fm. Itacuami se inicio una marcada tendencia a la desviación (inclinación máxima ~5°).

Se cambió el sistema por un conjunto empaquetado con motor de fondo y MWD en un intento de verticalizar. Sin embargo la desviación continuó aumentando ante la imposibilidad de revertir la tendencia de crecimiento angular inducido por las formaciones (Máx. ~9°).

La sección se perforó con lodo base agua.

c) Sección 17"

El sistema de perforación vertical obtuvo mejores resultados en esta sección, logrando disminuir la desviación con la que se termino la sección de 22" a pesar del alto buzamiento de la formación Los Monos. Se observó una mejora general de las penetraciones con respecto al pozo Agap-1001 a pesar de los mayores diámetros de perforación.

La sección se perforó con lodo base aceite y trépanos PDC.

El desplazamiento horizontal al tope de la Formación Huamampampa respecto a la boca de pozo fue de 110 metros.

Ver en Anexo:

Figura N° 4: Comparación de la inclinación vs. Profundidad correspondiente al pozo Agap 1002 y pozos de referencia.

Figura N° 5: Comparación de las ROP vs. Profundidad de los pozos Agap-1001 y Agap-1002

2. Optimización lograda en la perforación de las últimas secciones verticales.

El programa original preveía perforar la formación Los Monos en dos secciones tomando en consideración los antecedentes de dos pozos de referencia Ag x 1 y Agap - 1001:

- o Una superior, de presiones normales, a perforar con trépano PDC de 17 “ y ser revestida con un casing intermedio de 14”.
- o Otra inferior, sobrepresionada, a perforar con trépanos bicéntricos y ser revestida con un drilling liner de 12”.

El esquema de entubación previsto inicialmente para estas secciones era

Descripción	Diámetro	Peso	Acero	Conexión	Tope	Zapato
	in	ppf			M MD	m MD
Intermedio	14	136.0	P110	Antares ER	0	3.500
Liner	12	86.5	P110	AB HDL	3.450	3.854

Debido a que durante la perforación de la Fm. Los Monos no se detectaron problemas de estabilidad y sobrepresiones se decidió continuar hasta la profundidad del tope de la Fm. Huamampampa, y entubar un casing intermedio combinando 14” con 12” para cementarlo en dos etapas.

El esquema final de entubación de esta sección fue:

Descripción	Diámetro	Peso	Acero	Conexión	Tope	Zapato
	in	ppf			M MD	m MD
Intermedio de 14” - 12”	14	110.0	P110	Antares MS	0	2.292
	12	86.5	P110	AB HDL	2.292	3.854

Previo a adoptar esta solución se realizó un análisis de los riesgos a introducir por el cambio del programa original evaluando las ventajas y desventajas de cada opción. Ver **Tabla N° 4** y **Tabla N° 5** del Anexo.

3. Suspensión de la perforación en el año 2,002. Puesta en producción temporal de la Fm. Huamampampa.

Ante la decisión de suspender temporalmente la perforación del pozo como consecuencia de la incertidumbre económica del proyecto en medio de la crisis del año 2,001-2,002 se diseñó una finalización y completación pensadas para producir la Formación Huamampampa (de pronóstico gasífero con muy alto contenido de agua) hasta tanto se decidiese su reinicio.

En la **Figura 6** del Anexo se puede apreciar un esquema de la instalación de producción temporal correspondiente.

La perforación de la Fm Huamampampa con trépano 10 ½” se detuvo en 4,162 metros y no se entubó.

La completación se bajó con el equipo de perforación. Luego de armar la instalación de superficie, el pozo fue puesto en surgencia aliviando la presión hidrostática por desplazamiento del lodo con N2 mediante una unidad de coiled tubing. La Fm. Huamampampa produjo durante dos años a pozo abierto a través de tubing de 4 ½” con packer asentado en el casing de 12” @ 3810 m.

4. Consecuencias de la suspensión del proyecto en el año 2,002 y su reinicio en el año 2,004

Si bien la suspensión de la perforación significó un hecho traumático dado las circunstancias en que ocurrió el reinicio del proyecto en el año 2,004 posibilitó mejorar y optimizar el programa de perforación de las últimas secciones.

Dicho proceso se fundamentó en el desarrollo y consenso de un programa de perforación soportado por:

1. La posibilidad de agregar objetivos geológicos al proyecto no previstos originalmente.
2. La localización en la zona de trabajo de los recursos humanos de nivel gerencial e internacional necesarios.
3. La detección de eventos anormales y definición previa y escrita de alternativas.
4. La identificación y verificación de la mayor cantidad de factores presentes en la perforación.
5. La realización de un pre spud meeting en Houston con todas las Compañías que iban a participar de la etapa final.

El entendimiento del proyecto por parte de la alta gerencia técnica de la Compañía operadora, de las Compañías de servicio y de las consultoras posibilitó establecer un compromiso que luego se evidenció durante la ejecución de los trabajos.

5. Contingencia en la sección 10 ½". Optimización profundidad del zapato del liner de 9 5/8".

Durante la planificación para el reinicio de la perforación se previó, como contingencia, la posibilidad de realizar un sidetrack en caso de que no resultara posible limpiar el intervalo ya perforado de la Fm. Huamampampa tras el periodo de producción a pozo abierto.

En la Figuras N° 7 y 8 se puede apreciar el caliper del pozo en la Formación Huamampampa al momento de suspender la perforación en el año 2,002.

El programa contingente contempló fijar una cuña de 12", abrir una ventana en ese casing y perforar la Fm. Huamampampa hasta la profundidad programada de asentamiento del liner de 9 5/8". El tiempo estimado para la contingencia de reperforación de Huamampampa fue de 27 días.

Finalmente, una vez retirada la instalación de producción temporaria se pudo calibrar y continuar con la perforación de la Formación Huamampampa sin sobresaltos.

En esa etapa se decidió detener la perforación de la sección en una lutita ubicada entre Capa 3 y Capa 4 de la Fm Huamampampa para optimizar la profundidad del zapato del liner de 9 5/8".

Las principales ventajas consideradas durante la evaluación de esta optimización fueron:

- o Menor tiempo de exposición del tramo inestable durante la perforación de la sección de 10 ½" de

la Fm. Huamampampa (en producción a pozo abierto durante 24 meses).

- o Mejor control de pozo en el caso de que **capa 4** tuviera mayor presión. Ver **Figura 9** del Anexo
- o Mejor manejo de eventuales pérdidas en pozo 8 ½"
 - o Reducir en alguna medida la complejidad de la cementación del liner de 9 5/8".
 - o Uso de trépanos convencionales de 8 ½"

6. DST en la Capa 4 de Fm. Huamampampa. Conclusiones del análisis de geomecánica

Aprovechando la ubicación favorable del zapato del liner de 9 5/8" se pensó en investigar la presión poral de la capa 4 de Huamampampa en este pozo mediante un DST con packer asentado en cañería.

Durante la planificación de la operación se realizó un análisis de geomecánica para visualizar la ventana de densidad durante la perforación de la capa 4 y particularmente durante el DST. El grado breakout pronosticado variaba en función de la presión poral de esta zona y de la presión de fondo (BHP) en condiciones de perforación y de ensayo de formación. Ver **Tabla N°3** y **Figura N° 10** del Anexo

El perfil registrado luego de completar la perforación de la sección de 8 ½" (Capa 4 Huamampampa + Icla) mostró un breakout aceptable en el intervalo expuesto al DST de la Capa 4.

7. Planificación de la perforación de la sección dirigida y horizontal. Estudios de Geomecánica. Matriz de riesgo

Considerando la complejidad de la logística y de las operaciones necesarias para continuar la perforación de las secciones dirigida y horizontal del pozo Agap-1002 se organizaron una serie de reuniones en Houston.

De ellas participaron activamente representantes de las compañías de servicio involucradas en la perforación. En su transcurso se revisaron las principales características del proyecto buscando alinear objetivos y conseguir la mejor planificación posible.

En cada una de las reuniones se trataron temas concernientes a la preparación de la operación y se evaluaron posibles contingencias. Se analizaron además algunos de los avances tecnológicos en uso para este tipo de proyectos a fin de evaluar la posibilidad de contar con ellos en la continuación de la perforación del pozo Agap-1002.

Una vez iniciadas las operaciones se llevaron a cabo en zona (Base operativa - locación pozo Agap-1002) reuniones previas al inicio de cada sección. Allí se analizó cada sección terminada evaluando los inconvenientes que se pudieran haber presentado y aquellas posibles falencias de logística y/o procedimientos que se pudieran mejorar y aplicar en la siguiente sección.

Estudios de geomecánica

Durante la fase inicial de planificación de la perforación se realizaron estudios de geomecánica dada la importancia que tiene el análisis de este tema para la perforación y vida productiva de pozos direccionales y horizontales. Quedó claro que, en general, la mejor dirección para perforar resulta ser la menos favorable para producir.

Durante la perforación esfuerzos corticales no equilibrados provocan un ‘descascamiento’ del pozo en sentido del menor esfuerzo. Este fenómeno de desestabilización, que induce la elongación de la sección del pozo en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal, es llamado breakout.

Los breakouts generan secciones elipsoidales de pozo y son causados por roturas de las paredes del mismo cuando la concentración de esfuerzos en o cerca de la pared del pozo excede la resistencia de la roca.

Fue posible estimar la magnitud de los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo) mediante cálculos basados en ensayos, perfiles y modelado con software específicos. Se determinó así el tamaño del breakout (medido en grados) que se preveía teniendo presente la posibilidad de colapso de la formación cuando el grado de breakout supera los 120°.

Una vez caracterizados los esfuerzos, conociendo las propiedades de la roca, se estimó el comportamiento de la formación ante diferentes densidades de lodo estableciendo una “ventana” de densidades. Este rango de densidades sirvió de guía para establecer los valores máximo y mínimo y para evitar inducir fracturas a la vez que minimizar el grado de breakout de la formación. Ver **Tabla N° 6** del Anexo.

El breakout varía también en función de la inclinación de la trayectoria, el azimuth y la presión poral de las formaciones perforadas. Ver **Tabla N° 7** y **Tabla N° 8** del Anexo.

A partir de la simulación del aumento de breakout a medida que disminuye la presión poral de la roca se estimó que para presiones menores a 0,415 psi/pié el mismo sería > a 120°. La roca podría colapsar contra el liner de producción de 5” si éste no se encontrara cementado (la presión dinámica de fondo equivalía en esa profundidad a un gradiente de 0,210 psi/pié).

Al diseñar ese liner se consideró que debía soportar el overburden (1.07 psi/ft). Esta consideración es pesimista tomando en cuenta que la formación debería absorber un porcentaje importante de la presión litostática.

Matriz de riesgo

Se implementaron procedimientos de control que contribuyeron al seguimiento detallado del avance de la perforación, permitiendo evaluar y medir los riesgos operativos o en la logística que pudieran presentarse en el día a día. La herramienta más importante en lo que a esto respecta fue la “Matriz de Riesgos”.

Para su confección se listaron todas aquellas variables que impactaban sobre la operación y se las dividió en algunos grupos principales tales como Parámetros Operativos, Parámetros de Control, Logística, Inspección de Herramientas, etc.

A cada variable se le asignaron tres rangos definidos como de Riesgo Moderado, de Riesgo Medio y de Riesgo Alto identificados con colores verde, amarillo y rojo respectivamente.

Cada rango de cada variable fue definido al comienzo de la sección correspondiente o modificado cuando fue necesario en una etapa intermedia. De este modo, día a día se monitorearon las variables y se observaban en su conjunto como un sistema visual de rápido diagnóstico para identificar los puntos críticos y variables fundamentales a corregir para no comprometer el desarrollo del proyecto.

Algunas de las variables más importantes listadas en dicha herramienta son: WOB, ROP, Revoluciones del Trépano, Densidad del lodo, Caudal, Presión en Superficie, Admisiones, Dog Leg Severity, Torque, Vibraciones, Limaduras de Fe, Stock Bits, Hs BHA, Presión diferencial, etc.

Ver **Tabla N° 11** del Anexo donde se presenta a modo ejemplo la Matriz de Riesgo en uso durante un periodo de la perforación de la sección horizontal de 6 ½”.

8. Control de perforación en las secciones dirigida y horizontal. Análisis buckling, configuración e inspecciones del BHA

Análisis buckling.

En pozos de alto ángulo y horizontales puede presentarse Buckling en dos zonas en particular:

- o En la sección superior al KOP.
- o Por encima del BHA.

Ver **Figura N° 11** en Anexo.

Al transmitir el peso de las barras extrapesadas - ubicadas entre 28° y 58° - a través de Drill pipe de 3 ½” y hasta el BHA direccional, se generaba un considerable riesgo de Buckling en el Drill Pipe de 3 ½” cercano al BHA (en el interior del liner de 7 5/8” 36 lbs/ft desde 4150m a 4760 m).

Se monitoreó el peso aplicado sobre el trépano (WOB) con el objetivo de evitar Buckling Sinusoidal en las secciones indicadas. Antes de cada carrera de trepano se calculó el rango de peso máximo a aplicar sobre el trépano para evitar el espiralamiento de la columna.

En modo rotary puede maximizarse el peso aplicado sobre el trépano sin inconvenientes. La zona donde ocurrir Buckling en el sondeo de 3 ½” es en la sección tangente ubicada entre las dos curvas de crecimiento de ángulo, antes de iniciar la perforación del tramo horizontal.

Durante la fase final de la planificación se trabajó para reducir la longitud de la sección tangente, cumpliendo con la trayectoria requerida sin recurrir a DLS muy severos (< 3 ½°/30 m).

Todas las simulaciones realizadas se optimizaron, carrera tras carrera, corrigiendo los factores de fricción y el peso de la herramienta bajando y levantando.

Se ajustaron así los datos de entrada al modelo matemático con los valores reales observados en el pozo.

Ver en Anexo:

- o **Tabla N° 9**, el resumen de parámetros informados antes de cada verificación.
- o **Tabla N° 10**, la descripción detallada de los componentes del BHA.

En la **Figura N° 12** del Anexo puede visualizarse el valor de peso a aplicar sobre el trépano sin generar Buckling en la columna de perforación para cada profundidad.

Como control sobre los resultados de la aplicación de estas técnicas se realizaron inspecciones rutinarias con personal especializado en cada una de las maniobras por cambio de trépano.

Configuración BHA - Drill pipe 3 ½” – Conexiones HT 38 vs. NC38. Ubicación de la tijera

Considerando la trayectoria planificada para el pozo Agap-1002 se evaluó si resultaba imprescindible usar conexión para alto torque (**HT38**) o si las barras con conexiones NC38 (**STT38**) que formaban parte del inventario del equipo podían utilizarse sin riesgo.

Se verificó, mediante software, la magnitud de los esfuerzos de Torque-Arrastre determinando el máximo peso aplicable al trépano en cada tramo de la perforación de manera de evitar Buckling y fatiga de los tubulares. Se analizaron las condiciones de trabajo del sondeo de 3 ½” considerando la trayectoria direccional prevista para este pozo, el BHA propuesto por la compañía direccional y las características del sondeo combinado (5 ½” – 3 ½”) a utilizar.

Se planteó el escenario del peor caso para el sondeo de 3 ½” – ambos tipos de conexión - de manera de establecer una comparación entre las performances de las mismas. Las principales conclusiones del análisis fueron:

- o **Tensión:** no existían riesgos. El peor caso correspondía a la maniobra de sacar herramienta.
- o **Torsión:** era la mayor preocupación. Para su estudio se planteó el peor caso obteniéndose un factor de diseño de 1.8 en la verificación de barras 3 ½” con conexiones Standard NC38.

Al inicio de la perforación de la sección de 6 ½” la efectividad de la tijera estaba asegurada.

La tijera ubicada en una posición con inclinación <45°, a medida que se avanzaba lógicamente fue quedando mas alejada del resto del BHA y perdiendo su potencial efectividad ante una eventual maniobra de pesca. A su vez se fue constituyendo en la mayor limitante para aplicación de peso. Ver **Figura N° 9** del Anexo.

Por ello, se decidió eliminar la tijera del BHA cuando estaba perforando en 5,550 mts (ubicada en ese momento a 620 metros del trépano y con una inclinación de 40°). Ver **Tabla N° 12** y **Tabla N° 13** del Anexo.

Debe tenerse en cuenta además que la duración de los trépanos tricono 6 ½” era de 25 horas.

Inspecciones BHA.

Para operar normalmente en las exigentes condiciones de este proyecto fue importante asegurar la trazabilidad de los elementos que componían la sarta de perforación, el tiempo entre inspecciones y la realización de chequeos periódicos cuando se sacaba herramienta.

Todos los componentes del BHA, Spiral HWDP y Drill Pipe de 3-1/2” eran inspeccionados en Nivel DS-1 Categoría 5, es decir, se realizaban sobre los Tool Joints las técnicas “Visual Connection”, “Dimensional 2” y “Blacklight Connection”.

Sobre los Cuerpos se realizaban las técnicas “Visual Tube”, “OD Gauge”, “Electromagnetic 2”, “MPI Slip/Upset” y “UT Slip/Upset”.

Se tuvo presente siempre la necesidad de aplicar hardbanding a todas las herramientas debido al desgaste extremo a que se vieron sometidos los componentes de la columna al perforar formaciones tan abrasivas.

Para estas condiciones se consideró imprescindible que el sondeo tuviera hardbanding tanto en pin como en box.

Durante estos chequeos en general no se observaron signos de tubulares que hubieran sufrido Buckling confirmando así el modelo matemático utilizado y las condiciones operativas aplicadas.

9. Terminación del pozo.

En la entubación del liner ranurado de diámetro 5" no se realizó ningún desplazamiento de fluidos mediante el empleo de inner string, por lo que la completación del pozo se realizó con lodo de perforación frente a la zona de interés.

En la etapa de puesta en producción del pozo no se pudo librar el tapón WRP 51/2" alojado por debajo del packer de producción, lo cual ocasionó un atraso hasta disponer del tubular necesario para su recuperación mecánica por dentro del tubing 5 1/2".

Dado que la producción inicial del pozo de 600,000 m3/día de gas era sensiblemente menor a la esperada (1, 000,000 m3/día) se pensó en que se podría haber producido un decantamiento y acumulación de baritina en la sección horizontal ó un daño.

La sección de 6 1/2" se había perforado con lodo base aceite relación oil agua 80-20 con Carbonato de Calcio, Baritina, Asfalto y Arcilla Organofílica utilizándose una densidad máxima de 9.6 ppg (1.160 gr./litro).

En función de ello se decidió la realización de:

- o Una carrera de limpieza y tratamiento (jeteado) con Coiled Tubing hasta la profundidad final del pozo (5,818 metros).
- o De ser necesario, la realización de un repunzado de la formación a través del tubing 5 1/2" y el liner ranurado con el sistema stingun en overbalance.

Los resultados obtenidos fueron:

- o En la carrera de limpieza con Coiled Tubing no se verificó la existencia de sólidos que pudiesen estar obstruyendo el liner ranurado.
- o El jeteado con desemulsionantes y surfactantes energizados con Nitrógeno incrementó la producción en un 15%.
- o El repunzado con el sistema stingun redujo la producción en un 40%.

Ver figura N° 14.

Dado que durante la perforación de la sección horizontal hubo muy poca admisión de lodo (4 m3) se estima que el mayor daño se produjo durante la intervención con workover para previa al repunzado y durante el repunzado del pozo.

El fluido utilizado en la intervención fue lodo base aceite de similares características al de perforación pero densificado sólo con Carbonato de Calcio y sin asfalto y arcillas organofílicas. La admisión en la operación de ahogado fue de 9 m3.

Luego del punzado se verificó una admisión de 6 m3 de fluido.

Durante el punzado el pozo obviamente estuvo limpio dentro del liner perforado, pero no se conoce el estado entre el liner y la pared de la formación.

De existir fluidos, emulsiones y residuos sólidos, pudieron haber ingresado durante el efecto del punzado con el stingun.

Sumado a esto, aún no conocemos si el proceso físico-químico que se genera durante la explosión en el cañoneo para punzar en overbalance, altera los fluidos presentes en el pozo. Si bien son unos pocos milisegundos, pudieron haber tenido algún efecto nocivo.

10. Resultados obtenidos. Lecciones aprendidas

Dada la complejidad de la operación, fue necesario implementar procedimientos y usar herramientas no estándar para alcanzar los objetivos propuestos.

Estos procedimientos debieron ser chequeados y analizados en conjunto entre personal de TECPETROL S.A. y el de la Compañías de servicios y consultoras. Fue muy importante la búsqueda de referencias en otras operaciones y su adaptación específica al proyecto.

Adicionalmente, fueron fundamentales los análisis previos a modificar procedimientos establecidos en función de los cambios en el estado del pozo a medida que estos se fueron presentando.

El uso de herramientas atípicas introdujo no solo la necesidad de preparar una guía operativa, sino también la de contar con personal con experiencia adecuada en su uso. De esta forma se minimizó la posibilidad de que se presentaran inconvenientes.

La aplicación del sistema de perforación vertical ejemplo de uso de herramientas no convencionales a ese momento, cumplió en buena parte con las expectativas que se tenían consiguiendo mantener una trayectoria muy aproximada a la planeada. En la sección de mayor diámetro se experimentaron severas dificultades no

lográndose mantener la verticalidad pero en las siguientes secciones, en la medida que se fue reduciendo el diámetro de perforación, se obtuvieron mejores resultados.

Mas allá de los inconvenientes mencionados, se pudo constatar que la utilización de este sistema permite obtener un pozo de alta calidad, en el que se minimizo la tortuosidad, DLS e inclinación. No se presentaron problemas del tipo pesca o aprisionamiento, a pesar del elevado porcentaje de tiempo deslizando.

Dado que la suspensión del proyecto posibilitó asignar mayor tiempo al análisis y planificación de la perforación de la sección horizontal, beneficio que se pudo comprobar durante la ejecución de los trabajos, se evidencia la necesidad de disponer para este tipo de proyectos de suficiente tiempo y recursos tanto por parte de la compañía operadora como de las de servicio y consultoras.

Respecto a la terminación evidentemente se produjo un severo daño al intentar incrementar la producción mediante el repunzado con stimgun en over balance.

En este tipo de pozos donde la zona de interés (fisurada) no es cementada la principal recomendación es asegurar la limpieza del pozo inmediatamente luego de haber entubado el liner ranurado mediante la realización de un proceso de clean out con Inner String ó Coiled Tubing y previo a su puesta en producción.

Y si se decide una operación de punzado hacerlo siempre en underbalance ya que en definitiva lo que se está buscando es una mejor conectividad entre pozo y formación, la que si se realiza con ingreso de fluido desde el pozo a la formación seguramente comprometerá más aún el daño realizado durante la perforación.

ANEXOS

Tabla N° 1: esquema final de entubación utilizado se compone de las siguientes tuberías:

Descripción	Diámetro	Peso	Acero	Conexión	Tope	Zapato
	in	ppf			m MD	m MD
Conductor	30	234.3	X56	XLF	0	72
Superficie	24	186.2	X56	XLF	0	800
Intermedio	18 5/8	136.0	P110	Antares ER	0	2.203
Intermedio 14” xo 12”	14	110.0	P110	Antares MS	0	2.292
	12	86.5	P110	AB HDL	2.292	3.854
Liner	9 5/8	53.5	P110	AB HDL	3.747	4.218
Tie Back	9 5/8	53.5	P110	Antares MS	0	1.900
				AB HDL	1.900	3.747
Liner	7 5/8	39.0	P110	AB HDL	4.128	4.760
Liner Perf.	5	24.1	P110	Hydril 513	4.690	5.818
Tubing Producción	5 ½	20 - 23	L95 Cr13	AMS 28	0	4.109

Tabla N° 2: detalle del buzamiento de las secuencias perforadas en Agap-1002:

Formación	Buzamiento de las secuencias
LAS PEÑAS	60° W
TARIJA	35° W – 45° W
TUPAMBI	40° W
LOS MONOS	20°W - 60°W
HUAMAMPAMPA	3°W – 2°W

Tabla N° 3: Ventana de densidad capa 4

Presion poral	Breakout	
	0°	60°
Repletada	1060 gr/lt	895 gr/lt
Normal	1240 gr/lt	1065 gr/lt
Sobrepresionada	1300 gr/lt	1139 gr/lt

Tabla N° 4: Análisis de riesgo cambio de programa de entubación

Riesgos		Síntoma	Posibles Consecuencias	Prevención
I	Entrar a la Fm. Huamampampa inadvertidamente	Pérdidas severas	Colapso del pozo y del casing 18 5/8"	Se correlacionará ajustando el pase a la Fm. Huamampampa con MWD + GR desde 3500 m y perfil Dip-meter @ 3650+/-50 m (Arena del terror)
II	Arenisca sobrepresionada en la base de Los Monos	Surgencia de gas	Menor margen para control de pozo	
<u>RIESGO MINIMO A CONTEMPLARSE EN AMBAS ALTERNATIVAS DE ENTUBACION</u>				
I	A - CASING DE 14" @ 3500 m + LINER 12" @ 3900 m B - CASING COMBINADO DE 14" x 12" @ 3900 m			
II	<u>ANTECEDENTE:</u> Condición presente al perforar el pozo Ag xp-1 . CON EL ZAPATO DEL CASING DE 18.5/8" @ 2676 m, SE PERFORO LOS MONOS CON 14.3/4" HASTA 3807 m DONDE SE BAJO LINER DE 11.3/4"			
	La simulación de la operación de control indicó : Presión máxima en superficie ~ 4350 psi (Wellhead Serie 5000) Máxima presión interna en 18 5/8" ~ 5100 psi (Burst 18 5/8" = 7163 psi)			

Tabla N° 5: Ventajas cambio de programa de entubación

I	Ahorro de tiempo y costo	POSIBLE > ROP: PDC 16" en lugar de bicéntricos 12 ^{1/4"} _14 ^{1/2"} Ahorro de tiempo: entubación, perfilajes, cementación, WOC, limpieza y prueba de casing. Ahorro estimado: tiempo ~ 14 días , costo ~ \$ 1.200.000
II	Mejor integridad de presión	OPTIMIZACION: 14" 0-2300 m - XO - 2300-3900 m 12". DISEÑO ORIGINAL: Csg de 14" a 3500 m + liner 12" a 3900 m.
II	Mayor posibilidad de obtener buena aislación de cemento	VENTAJAS DE LA ALTERNATIVA: LA MAYOR SECCION ANULAR POZO_CASING HACE POSIBLE CENTRALIZAR LA CAÑERIA Y ACONDICIONAR ADECUADAMENTE EL POZO EVITANDO SOBREPRESIONES Y TAPONAMIENTO.

De ser buenas las condiciones del pozo al perforar a 3500 m, la combinación de casing de 14" y 12" resulta una opción ventajosa.

A pesar de que el pozo **Ag xp-1** fue perforado y cementado en similares condiciones es necesario estar atentos para no ingresar a Huamampampa.

Tabla N° 6. Ventana de densidades en condiciones de perforación

Formación	0° Breakout	30° Breakout	60° Breakout
Icla	1.155 gr/lt	1.116 gr/lt	1.062 gr/lt
Santa Rosa (vertical)	1.255 gr/lt	1.207 gr/lt	1.147 gr/lt

Tabla N° 7. Ventana de densidades en función de la inclinación

Breakout	Inclinación		
	30°	60°	90°
0°	1.180 gr/lt	1.130 gr/lt	1.200 gr/lt
30°	1.160 gr/lt	1.120 gr/lt	1.180 gr/lt
60°	1.075 gr/lt	1.100 gr/lt	1.140 gr/lt

Tabla N° 8. Ventana de densidades en condiciones de producción

Pozo vertical		Pozo Horizontal	
Breakout	Presión poral	Breakout	Presión poral
0°	0.54 psi/ft	0°	0.52 psi/ft
30°	0.51 psi/ft	30°	0.51 psi
60°	0.45 psi/ft	60°	0.49 psi/ft
90°	0.33 psi/ft	90°	0.47 psi/ft
120°	0.21 psi/ft	120°	0.43 psi/ft

Tabla N° 9 resumen de parámetros informados antes de cada verificación.

OFFICIAL SURVEYS		
MD (m)	Inc (deg)	Azi (deg)
5578	91.05	164.22
5588	91.73	162.26
5599	91.42	159.27
5608	90.74	157.75
5619	90.59	156.08
5631	91.02	154.06
5637	90.89	153.08

Tabla N° 9 Continuación: resumen de parámetros informados antes de cada verificación

TYPICAL DRILLING PARAMETERS	
RECIPROCATING SPEED (FPM):	30-50
ROTATING SPEED (RPM):	40
DRILLING ROP (m/HR):	1.2
MAX WEIGHT ON BIT (LBS):	25-28
MUD WEIGHT (PPG):	9.5
BIT TORQUE (FT-LBS):	1000
BHA TORQUE (FT-LBS):	6000-6500
BHA DRAG (LBS):	10000/20000
BIT DEPTH (at report time) - TMD (M):	5650
TVD (M):	5037.00
UPDATE WITH LAST MEASUREMET AT SHOE	
AT LINER / CASING SHOE	CASED HOLE TORQUE (FT-LBS): 7200
	CASED HOLE RUN OUT LOAD (LBS): 410000
	CASED HOLE RUN IN LOAD (LBS): 371000
	CASED HOLE ROTATING LOAD (LBS): 398000

Tabla N° 10 descripción detallada de los componentes del BHA

		CONNECTION									Remarks
BHA Number: 28		TYPE		Stress Relief		DIMENSIONS		Hardbanding (Y or N)			
BHA / Drill string / Casing	Length meters	Pin	Box	Pin	Box	Box OD in	Pin ID in	Pin	Box	Type	
TREPANO	0.20	3-1/2 REG	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Yes	Yes	TCS8000	
MTR 4.75in - 7/8 Sperry Sur	7.67	3-1/2 IF	3-1/2 REG	N/A	N/A	N/A	2.901	N	N		
Xo sub	1.00										
String Stab 5.75 in	1.35										
PWD	3.31	3-1/2 IF	0.00	N/A	N/A	4.75	2.25	N	N		
Nmag hard conn sub	0.62	3-1/2 IF	3-1/2 IF-Pin	N/A	N/A	4.75	2 5/8	N	N		
DGWD(HOC)solar	8.14	3-1/2 IF	3-1/2 IF	N/A	N/A	4.75	2 1/4	N	N		
Nmag Xo sub P-P	0.81	3-1/2 IF	3-1/2 IF-Pin	N/A	N/A	4.625	2 1/3	N	N		
NmagPony DC	2.89	3-1/2 IF-Box	3-1/2 IF	N/A	N/A	4 3/4	2 4/5	N	N		
2 x SWDP	18.70	3-1/2 IF	3-1/2 IF	Yes	Yes	4 15/32	2 3/8	N	N		
63 x DP 3.5"	606.67	3-1/2 IF	3-1/2 IF	N/A	N/A	5	2 1/8	Yes	Yes	Pinnchrome	OMSCO - DALMINE
8 x SWDP	75.11	3-1/2 IF	3-1/2 IF	Yes	Yes	4 15/32	2 3/8	N	N		
Drilling Jar	9.08										
30 x SWDP	281.27	3-1/2 IF	0.00	Yes	Yes	4 15/32	2 3/8	N	N		
72 x DP 3.5"	692.86	3-1/2 IF	3-1/2 IF	Yes	Yes	4 15/32	2 3/8	N	N		
Xo sub	1.42	3-1/2 IF	5.5 HT55	Yes	Yes	N/A	2.75	N	N		
Depth - meters	1,711.10	NOTE:									
Depth - ft	5,613.85	Stress Relief will either be BBB for box-boreback or SRG for stress-relief pin									

Tabla N° 11 Matriz de Riesgo utilizada durante la perforación de la sección de 6.5 pulgadas

RIESGO		Moderado	Medio	Alto
Formación	tipo	SANTA ROSA	SANTA ROSA	SANTA ROSA
DPF	bar	DPF ≤ 870	870 < DPF ≤ 1450	DPF > 1450
Espesor Pelitas Sta Rosa	m	FM < 70	70 < FM < 90	FM > 90
ROP	m/h	R ≥ 1,7	1,7 < R ≤ 1,2	R < 1,2
WOB	Klbs	WOB ≤ 25	25 < WOB ≤ 30	WOB > 30
Rev. Trépano	M/rev	250 ≤ RT ≤ 300	300 < RT ≤ 350	RT < 250 RT > 350
Tracción s/peso	Klbs	P < 100	100 < P < 120	P > 120
Peso del lodo	Kg/lt	1,16 ≤ MW ≤ 1,18	1,18 < MW ≤ 1,20	MW > 1,2
ADMD		0 < ADMD < 0,02	0,02 ≤ ADMD < 0,1	ADMD ≥ 0,1
Caudal	gpm	250 ≤ R ≤ 300	300 < R ≤ 350	R > 350
Presión en Superf.	psi	3000 ≤ P ≤ 3800	3800 < P ≤ 4000	P > 4000
Presión en Fondo	psi			
Porcentaje Gas	%	G < 10	10 < G < 30	G > 30
Pérdidas	m ³ /h	L < 0,3	0,3 < L < 2	L > 2
Dif. Presión	psi	100 < DP < 150	150 < DP < 200	DP > 200
Inclinación	grad	I = 90	I = 90	90 < I < 90
Azimuth	grad	A < 165	A = 165	A > 165
Dog Leg Severity	grad/30 m	DLS = 2,5	2,5 < DLS < 4,5	DLS < 2,5 DLS > 4,5
Torque	Amp	T < 300	300 < T ≤ 500	T > 500
Vibración en el Fondo	G	VF ≤ 2	2 < VF < 4	VF > 4
Vibración en Superf.		VS < 10	VS = 10	VS > 10
Diámetro equiv (CFM)	pulg	6,5 ≤ D ≤ 6,8	6,8 < D ≤ 7,5	D > 7,5
Limaduras de Fe c/Mrev	gr/Mrev	FeR ≤ 12	12 < FeR < 17	FeR > 17
Limaduras de Fe	gr/día	Fe < 700	700 < Fe < 1000	Fe > 1000
Stock Motores	pza	SM ≥ 3	2 ≤ SM < 3	SM < 2
Stock Trépanos	pza	ST > 10	5 < ST < 10	ST < 5
Coefficiente de Fricción		FF < 0,15	0,15 < FF < 0,3	FF > 0,3
Horas Motor	hs	180 ≤ HM ≤ 200	200 < HM ≤ 220	HM < 180 HM > 220
Horas Tijera	hs	180 ≤ HT ≤ 200	200 < HT ≤ 220	HT < 180 HT > 220
Inspección BHA	hs	IBHA ≤ 200	200 < IBHA < 250	IBHA ≥ 250
Desgaste Cuerpo	%/d nom.	10 < DC < 15	15 < DC < 20	DC ≥ 20
Desgaste Hardbanding		BAJO	MODERADO	ALTO
Días Tramo 6 1/2"	días	D < 69	69 < D < 75,9	D > 75,9
Costo acumulado	M\$	CC < 10,18	10,18 < CC < 11,20	CC > 11,20

N° Parte		100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112
Fecha		3/5	3/6	3/7	3/8	3/9	3/10	3/11	3/12	3/13	3/14	3/15	3/16	3/17
Profundidad		5091	5101	5123	5137	5156	5185	5185	5214	5228	5255	5289	5306	5346
Formación	tipo	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR	SR
DPF	psi	685	693,5	708,5	720	730	741	741	759	764	767	769	769,2	769,3
Espesor Pelitas Sta Rosa	m	48	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
ROP	m/h	1.36	1.54	1.15	1.42	1.27	1.94	*	1.56	1.93	2.22	1.95	2.4	1.98
WOB	Klb	26	26	28	28	28	28	*	28	28	28	28	28	28
Rev. Trépano	M/rev	160	220	179	261	144	293	*	127	194	98	236	69	266
Tracción s/peso	Klbs	10	10	30	10	20	20	*	30	30	30	30	30	30
Peso del lodo	Kg/lt	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.13
ADMD		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caudal	gpm	250	250	250	250	250	250	*	281	281	281	281	250	250
Presión en Superf.	psi	2440	2440	2500	2480	2550	2580	*	3250	3250	3220	3250	2760	2560
Presión en Fondo	psi	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Porcentaje Gas	%	0.78	0.63	0.53	0.41	0.54	0.38	*	0.47	0.52	0.52	0.55	0.47	0.77
Pérdidas	m ³ /h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dif. Presión	psi	125	120	130	130	130	130	*	150	150	150	150	140	150
Inclinación	grad	62.28	60.25	58.13	60.16	62.34	69.99	69.99	74.18	78.97	83.00	88.67	88.52	91.21
Azimuth	grad	164.5	165	164.8	166.7	168.1	171.8	171.8	172	171.7	171.59	174.13	174.9	175.7
Dog Leg Severity	grad/30 m	6.42	4.49	1.23	5.27	6.75	4.96	4.96	6.57	6.50	6.29	4.35	2.35	3.53
Torque	Amp	250	230	250	257	260	260	*	280	280	283	282	288	285
Vibración en el Fondo	G	0	0	0	0	0	0	*	*	*	0	0	0	0
Vibración en Superf.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diámetro equiv (CFM)	pulg	6.52	6.55	6.57	6.57	6.61	6.65	6.65	6.74	6.68	6.65	6.59	6.58	6.61
Limaduras de Fe c/Mrev	gr/Mrev	4.58	6.92	4.96	4.76	4.26	5.88	0	6.47	4.92	2.29	5.73	0	3.68
Limaduras de Fe	gr/día	88	54	113	40	120	139	*	132	65	59	251	0	139
Stock Motores	pza	2	2	2	2	2	4	3	3	2	2	2	1	1
Stock Trépanos	pza	11	11	10	9	9	9	8	8	7	7	7	9	9
Coefficiente Fricción		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Horas Motor	hs	56	62.5	81.7	91.5	106.5	121.5	0	18.5	25.75	12.15	29.65	7	27.25
Horas Tijera	hs	129	135.5	154.7	164.5	179.5	194.5	0	18.5	25.75	37.90	55.40	62.40	82.65
Inspección BHA	hs	18.5	25	44.2	54	69	84	0	18.5	25.75	12.15	29.65	7	27.25
Desgaste Cuerpo	%/d.nom.	*	0	*	0	*	*	0	*	0	*	0	*	*
Desgaste Hardbanding		*	M	*	B	*	*	B	*	B	*	B	*	*
Días Final Tramo 6 1/2"	días	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Costo acumulado	M\$	8.25	8.31	8.37	8.66	8.71	8.79	8.85	8.92	8.99	9.05	9.11	9.17	9.24

Figura N° 1: Objetivo del pozo.

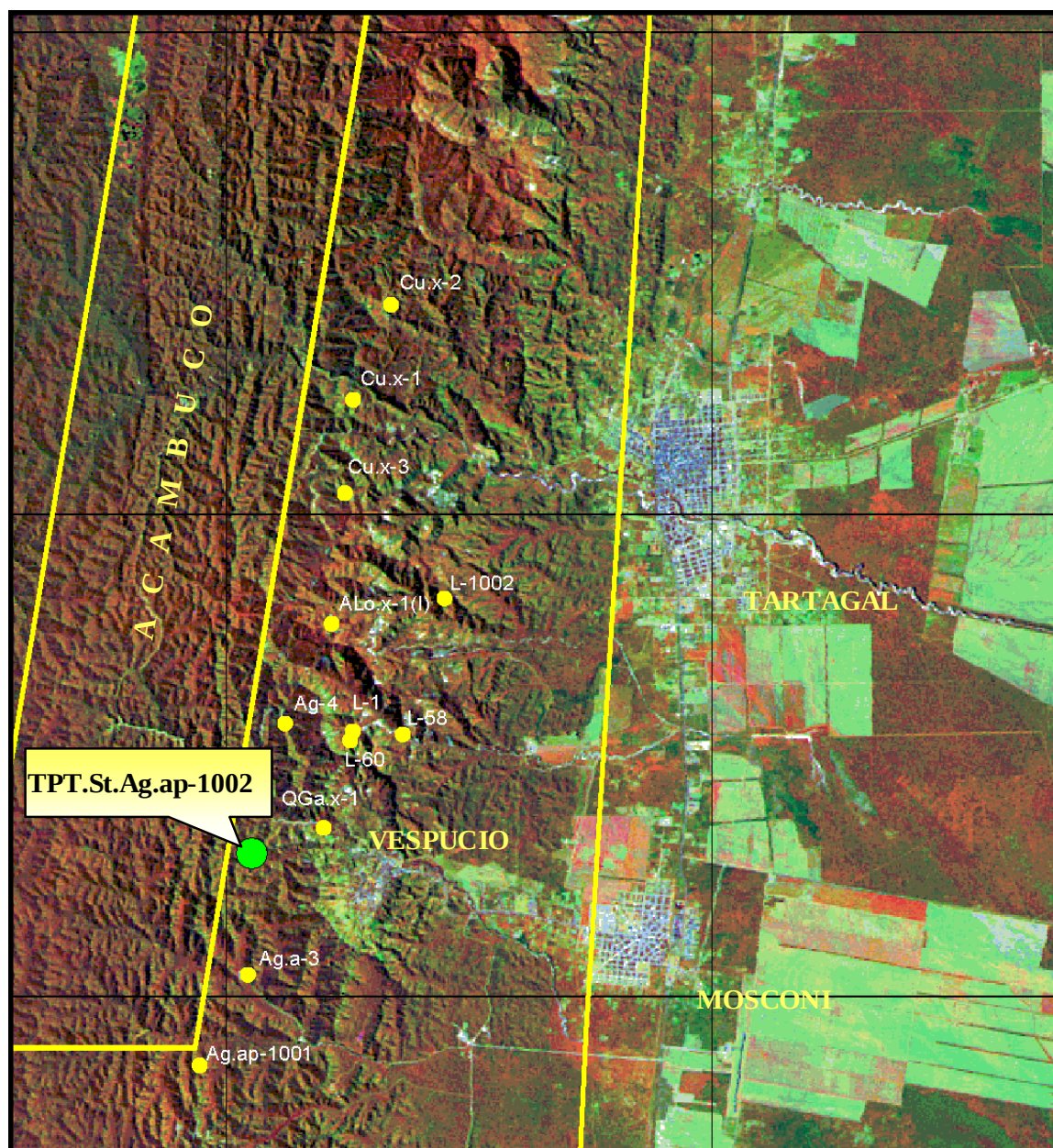


Figura N° 2: Objetivo del pozo.

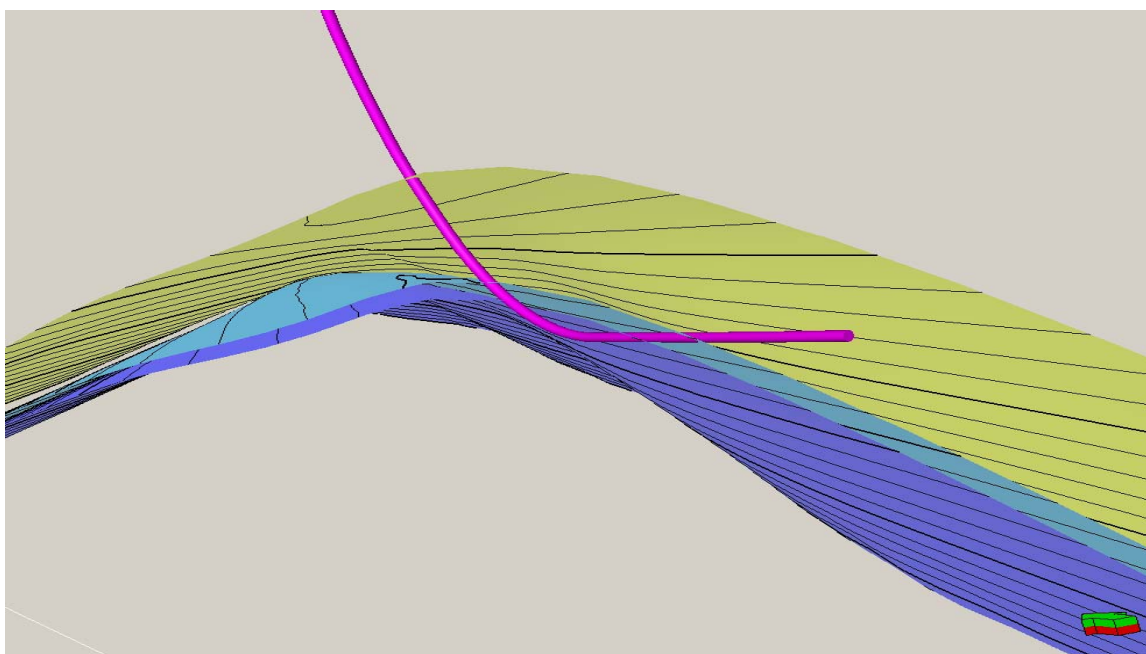
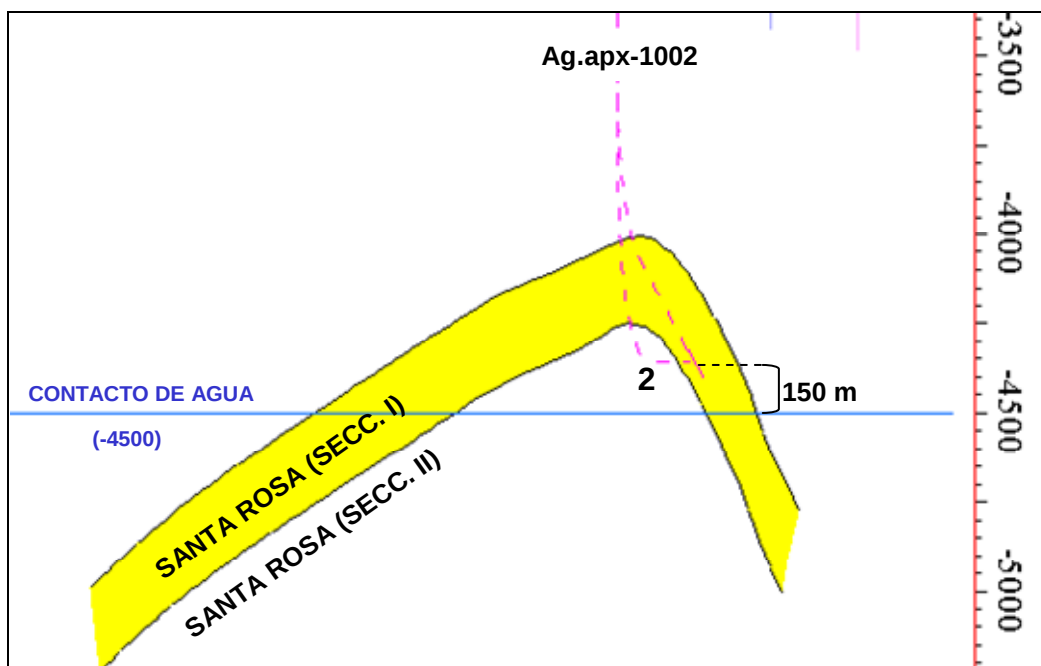


Figura N° 3: Esquema del Pozo

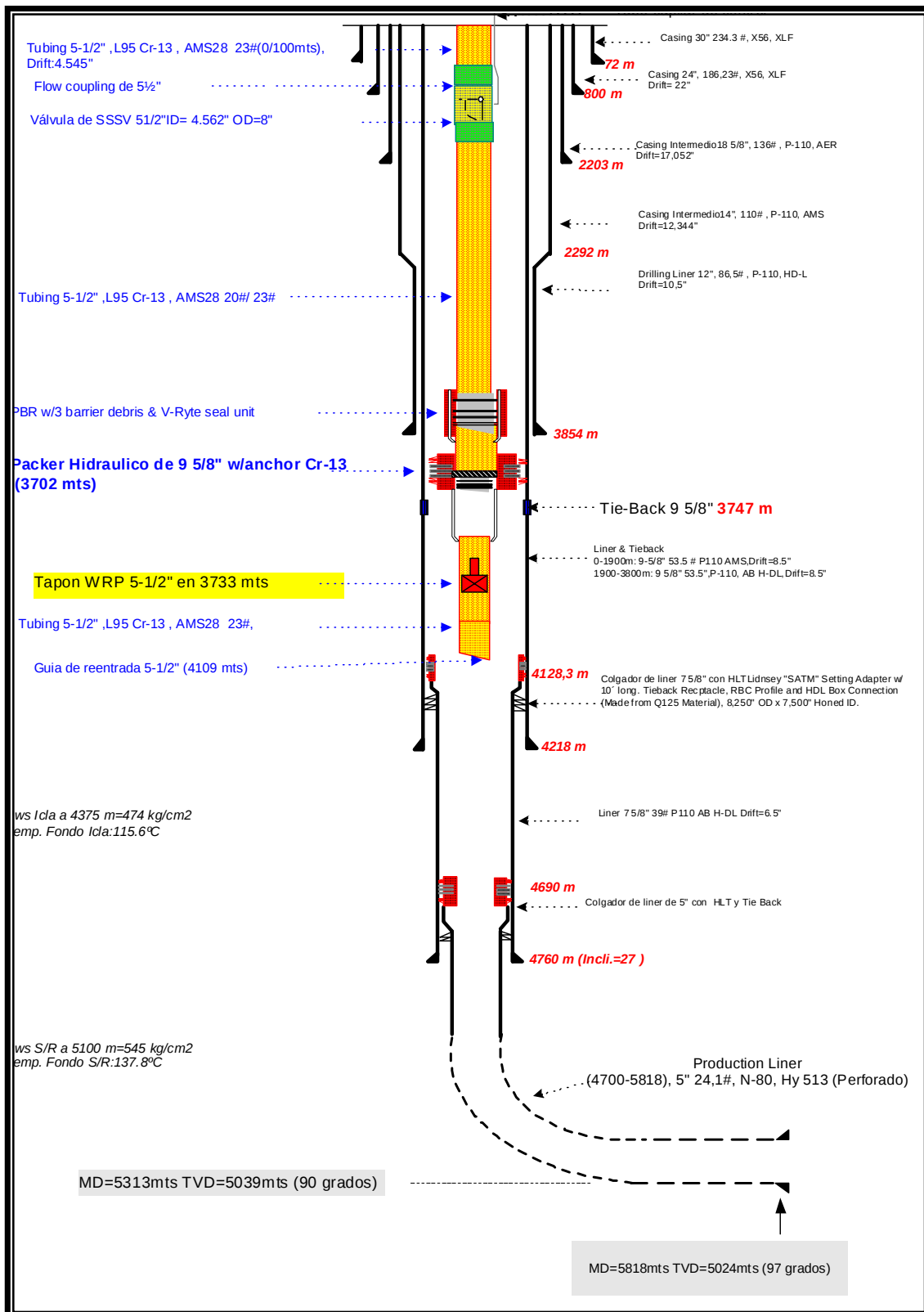


Figura N° 4: Comparación de la inclinaciones pozo Agap 1002 y pozos de referencia

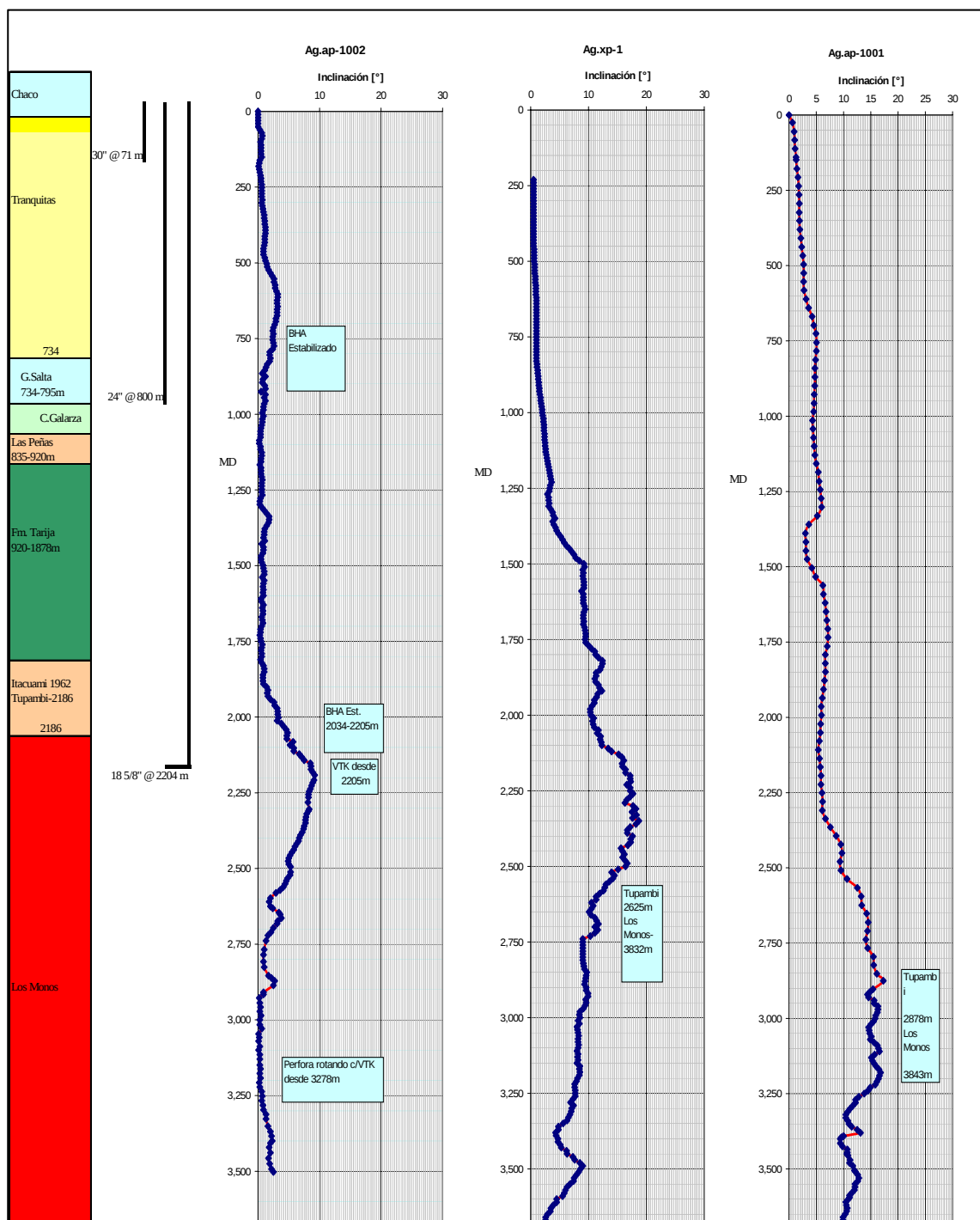


Figura N° 5: Comparación de las Hrs.de rotación vs. Profundidad de los pozos Agap-1001 y Agap-1002

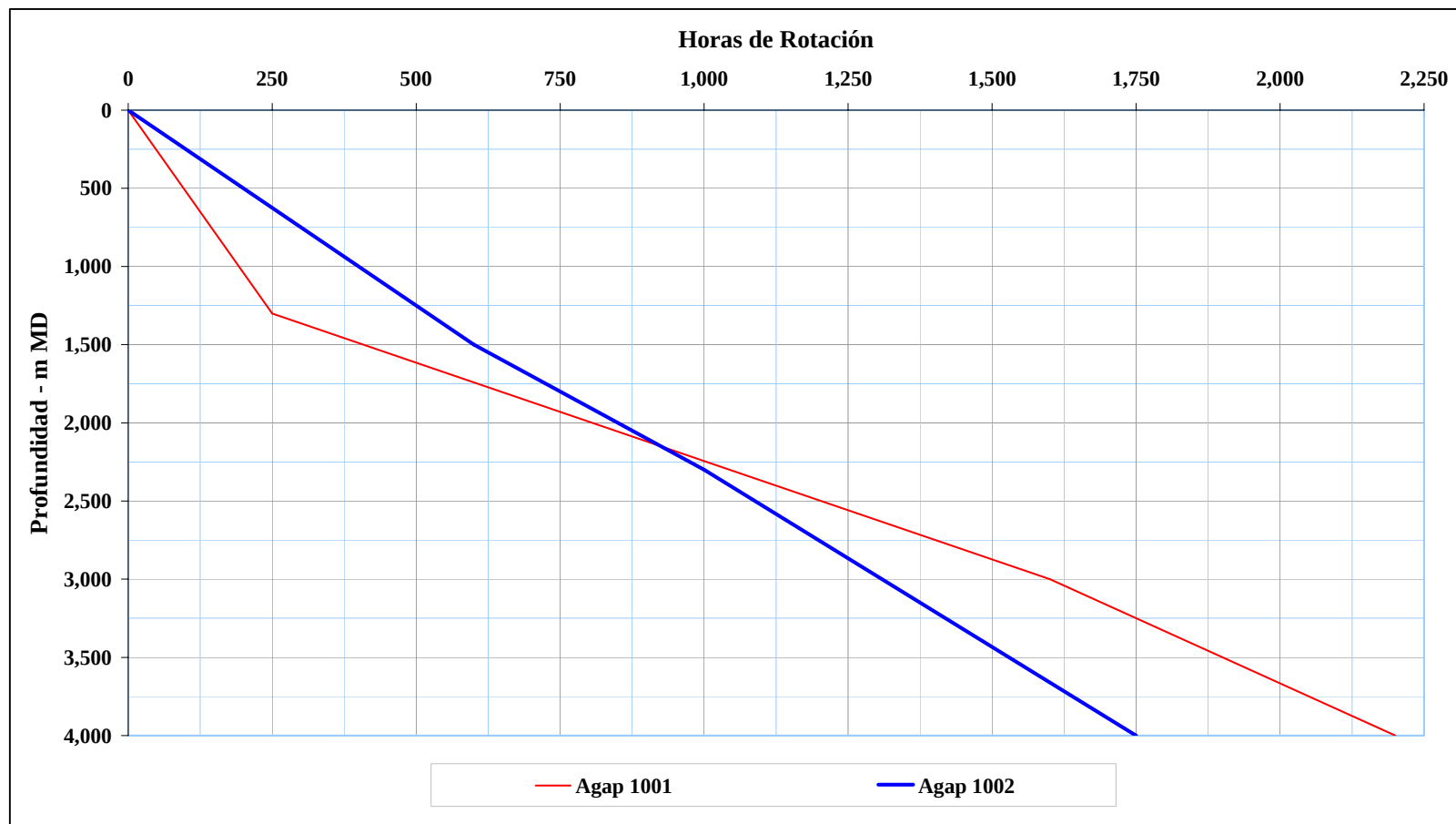


Figura N° 6: Esquema del estado del pozo Agap-1002 al momento de la suspensión de la perforación

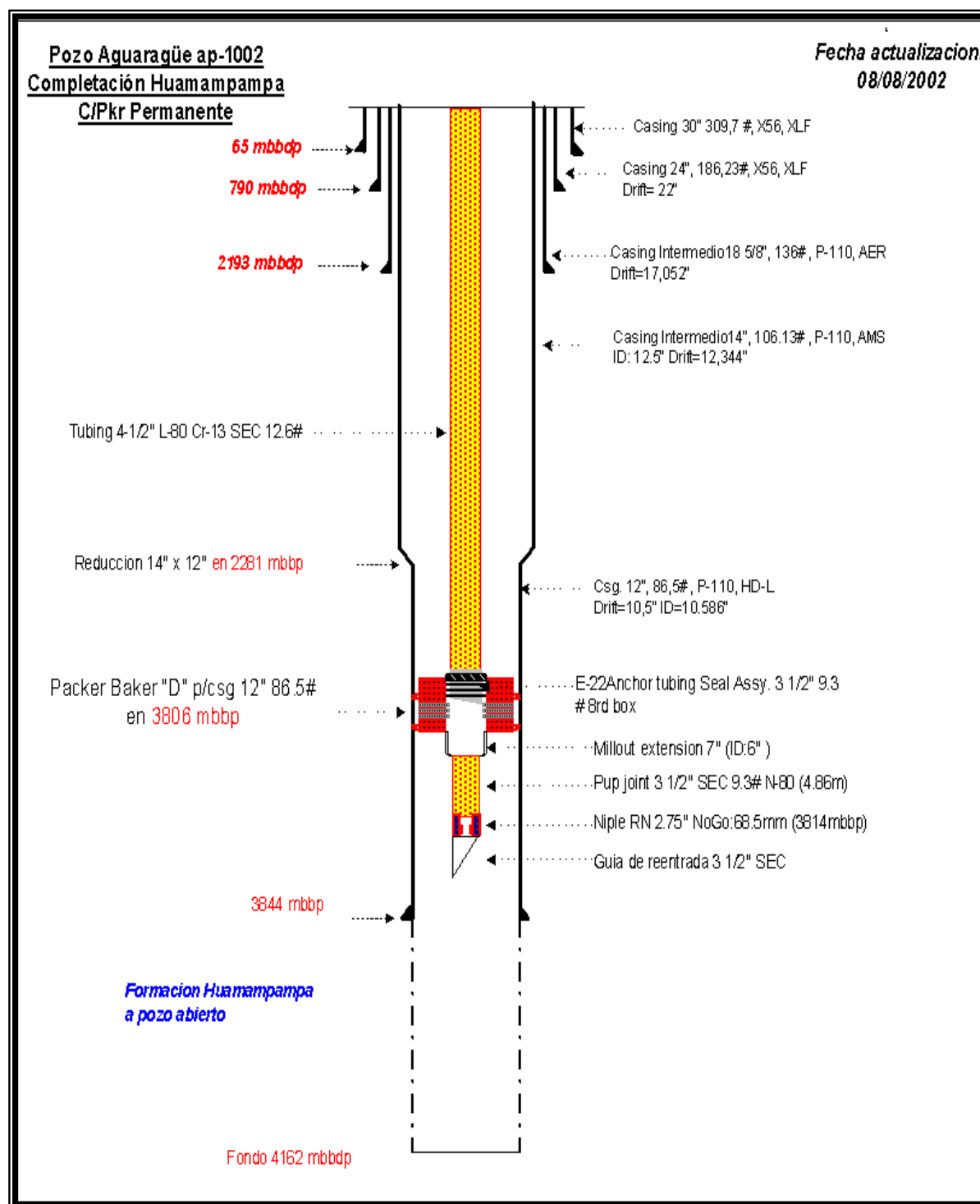


Figura N° 7: Caliper sección 10 ½” al momento de suspender la perforación en el año 2,002.

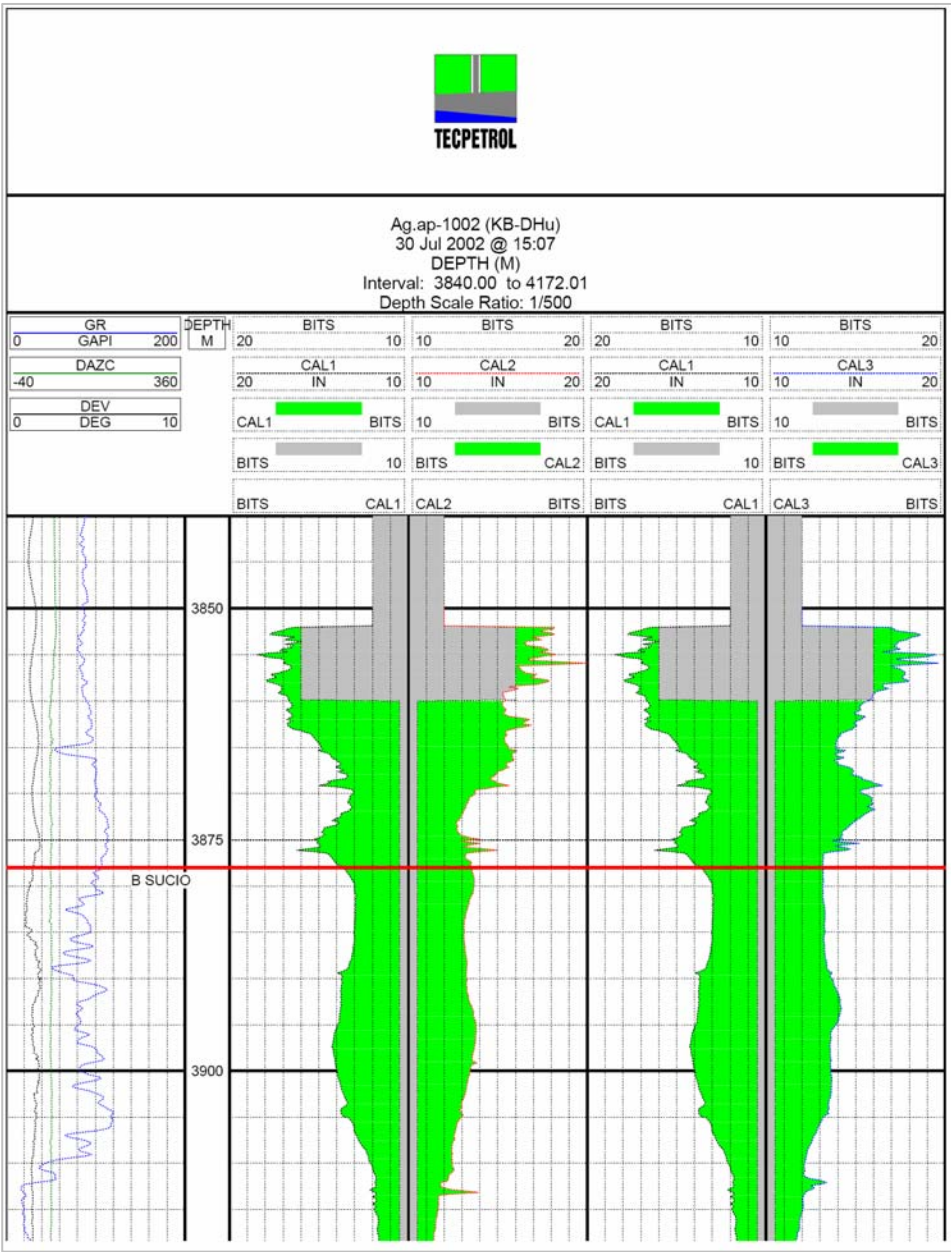


Figura N° 8: Caliper sección 10 ½” al momento de suspender la perforación en el año 2,002

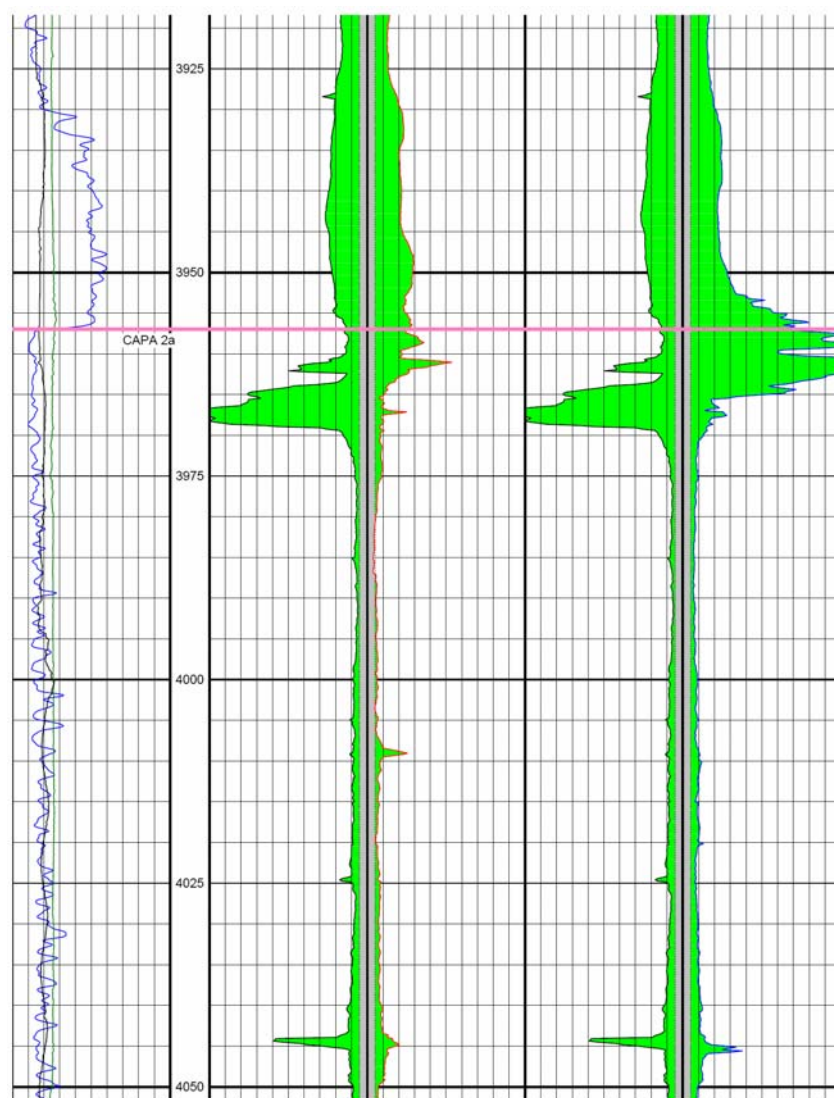


Figura N° 9 : presiones porales Agap-1002

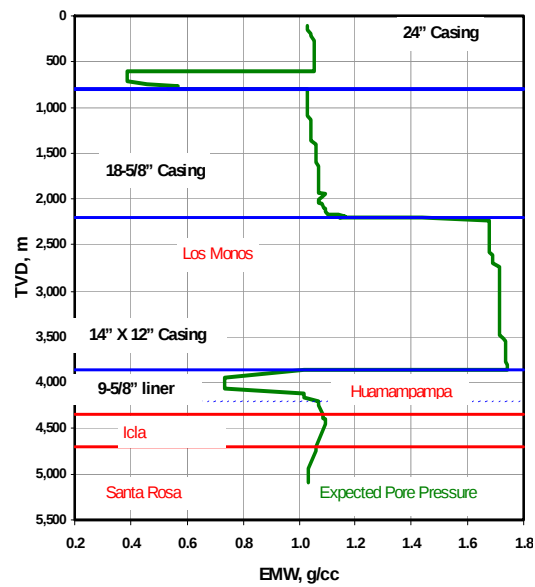


Figura N° 10: Analisis breakout capa 4 Agap-1002

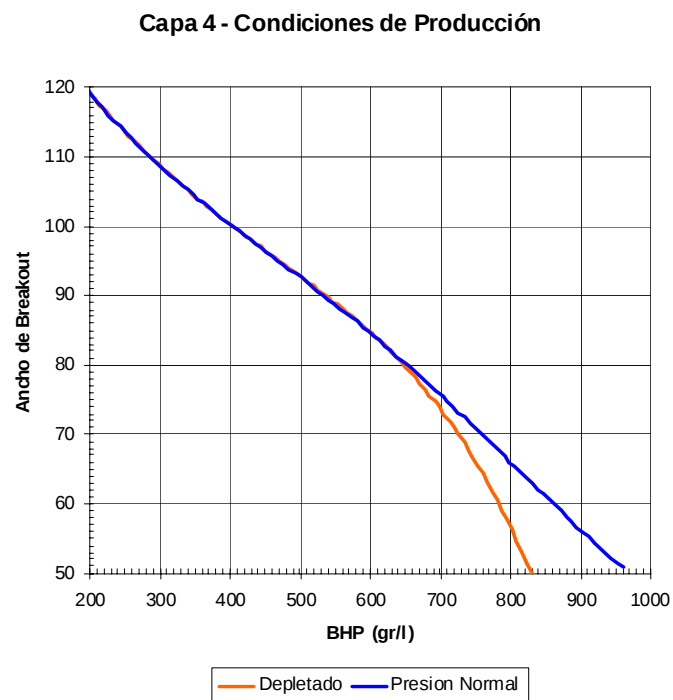


Figura N° 11 : Secciones con riesgo de buckling

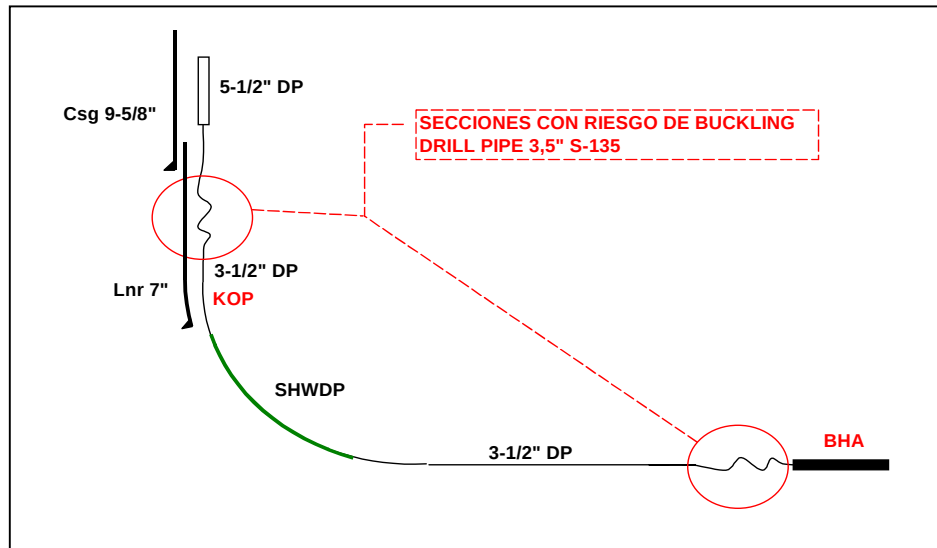


Figura N° 12 : Peso disponible a aplicar sin generar buckling

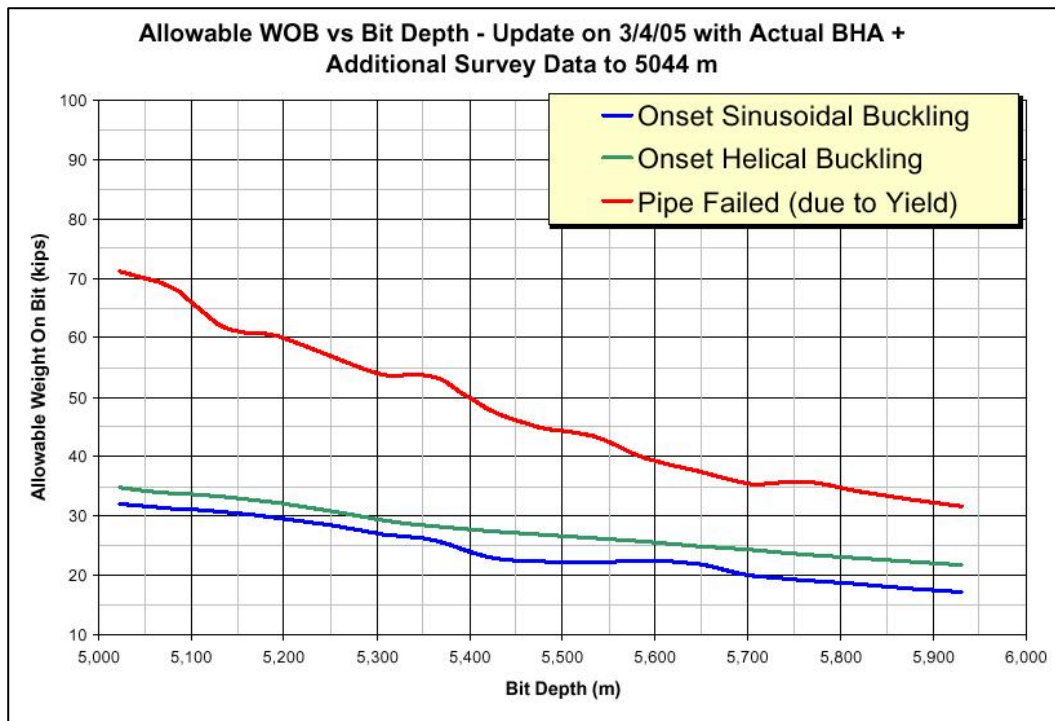


Figura N° 13: Calculo posición tijera para golpe efectivo @ 5550 m MD

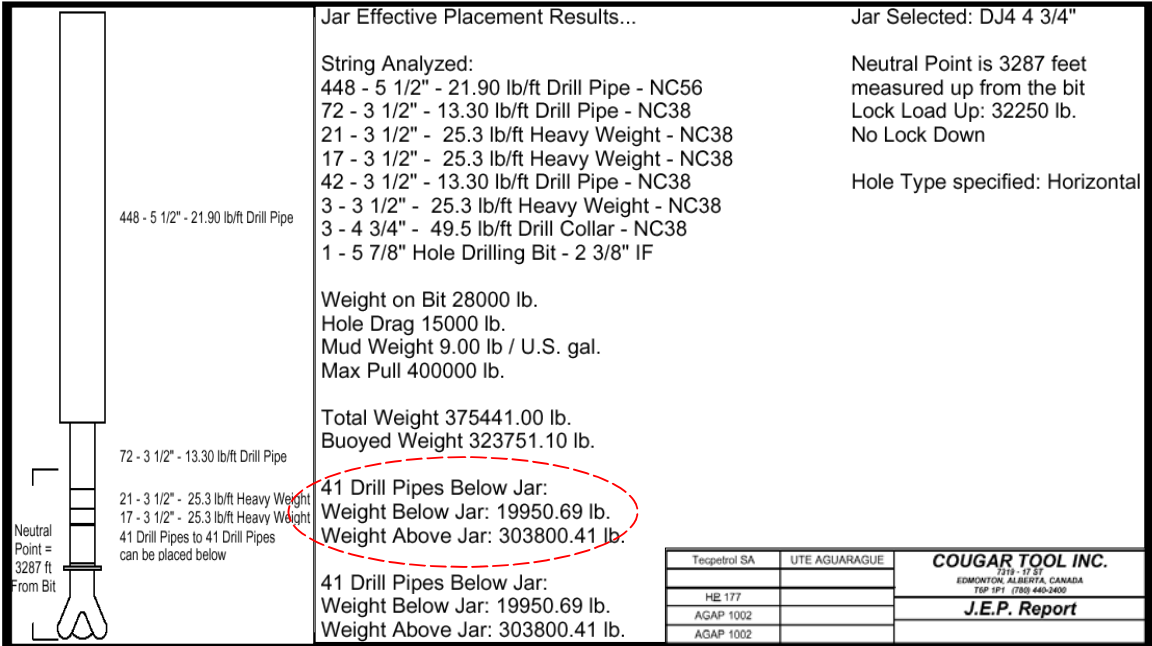


Figura N° 14: Producciones del pozo.

