

Optimización de costos y mitigación de la incertidumbre productiva en la exploración no convencional mediante la geo navegación en Doble Landing Point en Fm Vaca Muerta

Autores: Jesus Quintero Ramirez, Juan Tripode

Co-autores: Pablo Forni, Gabriel Irazusta, Nicolas Fumagalli

Sinopsis

Ante la expansión de la actividad no convencional en la cuenca neuquina, orientada a abrir nuevos Hubs productivos alejados del centro de la cuenca, este trabajo aborda los desafíos operativos y productivos asociados a la exploración en zonas periféricas. A pesar de la menor incertidumbre en la exploración Shale comparada con la convencional, aún persisten riesgos vinculados a la complejidad litológica y sus problemas asociados, que incrementan los costos de los proyectos en zonas de poco o nulo desarrollo.

La concesión del área a explorar requería la perforación de 2 pozos piloto y un sidetrack horizontal para evaluar el principal horizonte productivo. La baja calidad del fluido producido por el primer pozo vertical trajo nuevas interrogantes al proyecto, las cuales tenían que ser resueltas dentro de los márgenes de acción que aún se tenían en el proyecto, esto obligo a replantear la estrategia para la rama Horizontal. Esta nueva estrategia tenía como objetivo lograr obtener información que ayudara a la toma de decisiones con respecto a la continuidad del proyecto, evitando la perforación de pozos adicionales y cumpliendo con los plazos legales de exploración. Para esto se necesitaba evaluar la productividad y calidad de fluido del horizonte principal, pero también de la calidad de un horizonte secundario, el cual entraría en reemplazo si la calidad del primero no fuera adecuada. Con este escenario se visualizó una solución creativa: una rama horizontal con doble landing point que permitiera evaluar dos horizontes productivos en una sola operación. Esta técnica resultaba altamente desafiante —dada la escasez de tecnología/herramientas especializadas, las incertidumbres geológicas y los antecedentes del área—, a su vez integró una planificación direccional y seguimiento de geo navegación para manejar incertidumbres geológicas.

El resultado positivo de esta estrategia permitió no solo una mejor evaluación del área, al permitir analizar 2 horizontes productivos, sino que optimizó la inversión al eliminar la necesidad de un tercer pozo piloto. Además, cumplió con los requisitos regulatorios y proporcionó datos clave para la toma de decisiones en cuanto a la continuidad de la concesión. Este caso subraya cómo la flexibilidad operativa y la innovación técnica pueden transformar riesgos en oportunidades, incluso en entornos de alta incertidumbre.

1. Introducción

El proyecto se desarrolló en un área con concesión exploratoria localizada en el margen Noroeste de la provincia de Neuquen (Fig 1), dentro de la ventana de gas de la Fm Vaca Muerta Fig (1). Dicha concesión incluía análisis geológicos y la perforación de 2 pozos, de los cuales uno debería tener una rama horizontal que permitiera la evaluación productiva del principal LP objetivo.

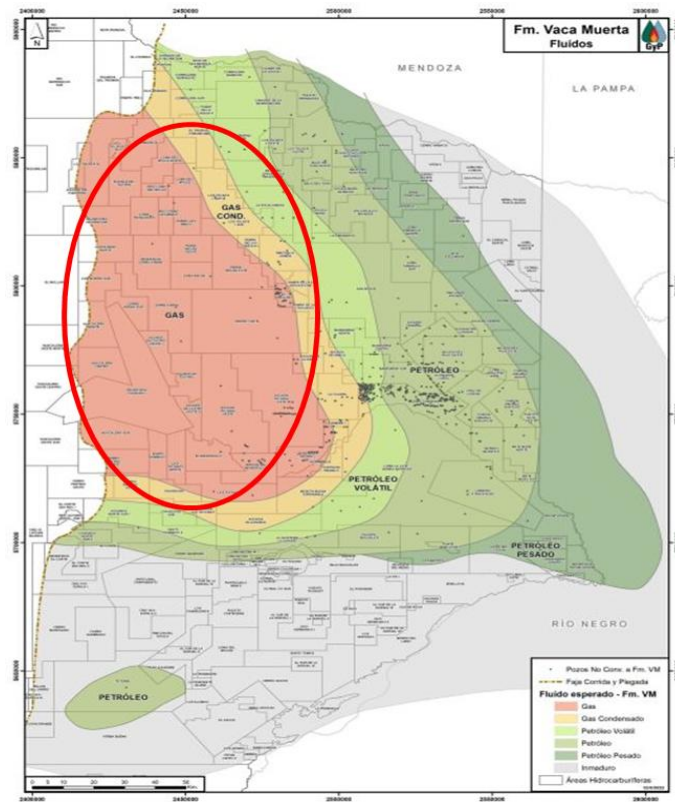


Fig 1. La localización del área

La perforación de los pozos pilotos se realizó hasta la profundidad objetivo planteada, logrando la toma de información que se había planificado mediante la obtención de coronas y perfiles eléctricos. El éxito de la perforación de estos pozos no fue menor ya que en el historial de la zona se tenía un alto porcentaje de pozos abandonados, por lo que la planificación para mitigar estos riesgos tuvo éxito (Fig 2).. No obstante, se tuvieron que enfrentar problemas de alto riesgo operativo y encontrar soluciones a los mismos para evitar desvíos que impactaran la inversión planificada. Solo uno de los pozos se entubo en vertical para realizar la terminación y fracturar la zona objetivo de estudio, el pozo restante quedo en espera para realizar el sidetrack con hueco abierto.

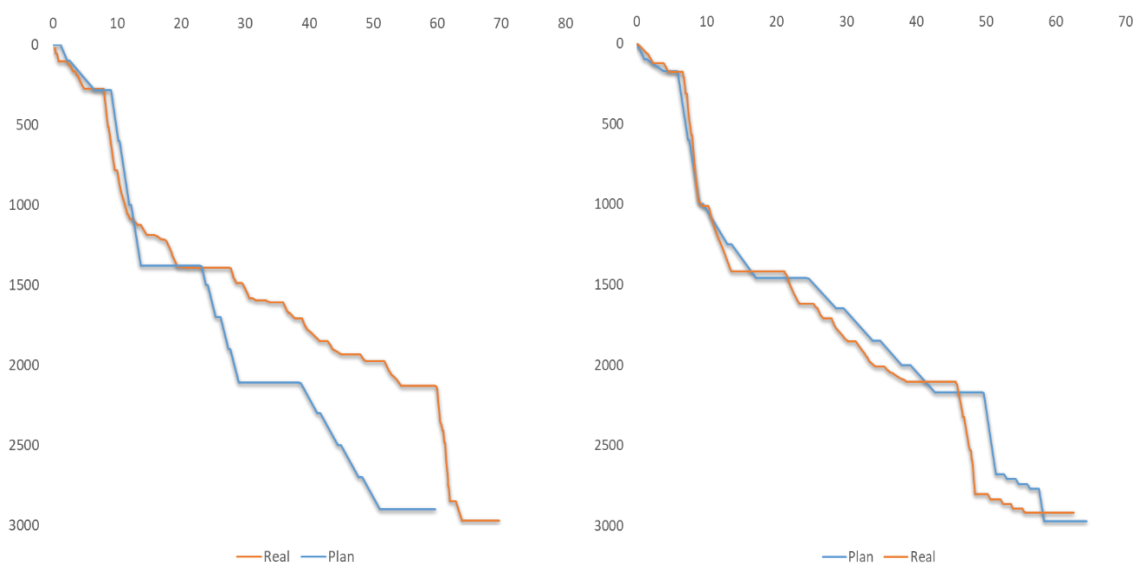


Fig 2 Curvas Tiempos Pozos piloto

En la terminación del primer pozo se fracturo el objetivo productivo, mostrando presiones y caudales esperados durante las pruebas de producción, lamentablemente el gas producido era de baja calidad comercial al contener alta concentración de gases ácidos, alertando sobre cómo enfrentar la siguiente fase del proyecto y que pasos seguir para poder contar con la información suficiente sobre la viabilidad técnica y económica del proyecto.



Fig 3 Ubicación de Pozos en Yacimiento

Este trabajo detalla el proceso del proyecto que identifiqué una solución no convencional a condiciones poco comunes planteadas por parte del equipo de Geología, y las problemáticas enfrentadas para poder cumplir los objetivos del proyecto.

2. Planificación y Diseño

1. Condiciones Planteadas

Ante los resultados obtenidos con la prueba de producción del primer pozo se generaron ciertas interrogantes con respecto al origen de los gases ácidos, siendo una de las principales la que nos trae a la razón de realizar este trabajo:

¿La contaminación del gas es condición de subsuelo? Y de ser así se debe a una condición puntual de la zona o quizá una condición del objetivo fracturado

Con esta interrogante en mente el equipo de geología tenía la necesidad de responderla con la única opción que se tenía como alternativa, la rama Horizontal del pozo X2, por lo que se visualizó la viabilidad de realizar una rama horizontal con Doble objetivo para corroborar si la presencia de la contaminación era puntual y si esta condición afectaba.

Solicitud de Geología:

- Pozo sentido N-S
- 1500m de Rama lateral dentro de Objetivo 2
- 200 m Rama Lateral dentro del Objetivo 1
- Distancia a pozo x1 de 600m

La representación de lo solicitado se ilustra en Fig 4

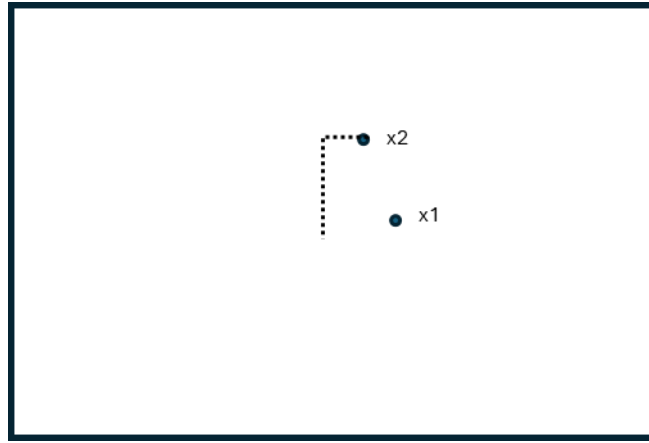


Fig 4. Geometría planteada

2. Compatibilidad Geomecánica y arquitectura de pozo.

El principal problema visualizado en el pozo con doble objetivo fue la compatibilidad de las formaciones o niveles de formación que se perforarían, para esto se realizó un ajuste al modelo Geomecánico realizado al inicio del proyecto con lo observado en los pozos pilotos, donde se estableció lo siguiente:

- Se determinó cómo varía la estabilidad del pozo en función de su trayectoria. El diagrama polar adjunto resume estos cálculos, mostrando la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) mínima requerida para perforar sin generar breakout. Según el gráfico, un pozo perforado horizontalmente en dirección Norte-Sur (bordes del gráfico) sería estable con densidades superiores a 10.7 ppg. En cambio, un pozo vertical (centro del gráfico) necesitaría un mínimo de 12.5 ppg. A pesar de lo anterior, el factor crítico en este análisis es que la formación de breakout se inicia cuando la densidad del lodo cae por debajo de la presión poral. Por lo tanto, por seguridad operativa, se debe respetar un valor mínimo de 16 ppg, independientemente de la dirección de perforación. Fig 5.

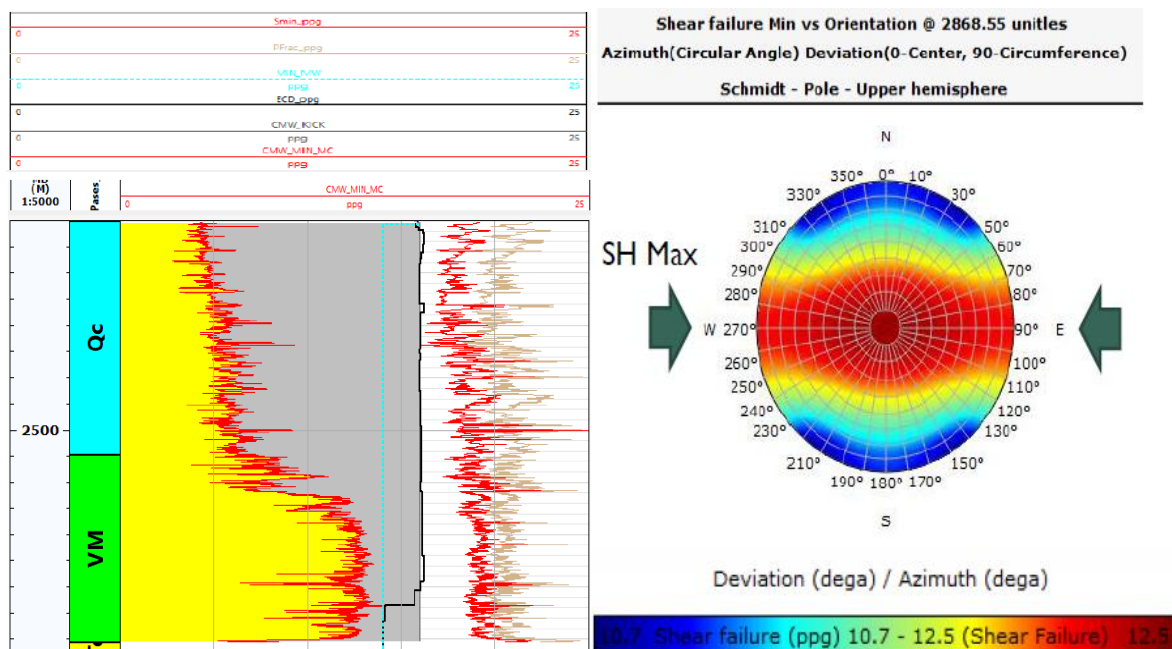


Fig 5. Ventana de estabilidad

El estudio también mostro una ventana más estable a lo largo de Vaca Muerta y todos sus niveles, pero la misma se achicaba en Quintuco, en algunos puntos casi cruzando las curvas de fractura y presión.

Con este resultado se visualizaron 2 escenarios en cuanto la arquitectura:

- a) Perforar en una sola sección con la utilización de MPD
- b) Perforar en 2 secciones, asentando el zapato intermedio lo más cercano al LP del primer nivel de navegación (Fig 6)

Ambos escenarios tenían sus beneficios, pero se optó por una arquitectura robusta con la utilización de un liner intermedio que asegurara aislar las zonas débiles de Quintuco, aparte que nos daría mayor flexibilidad y previsión al no requerir de un servicio de poca disponibilidad como el MPD.

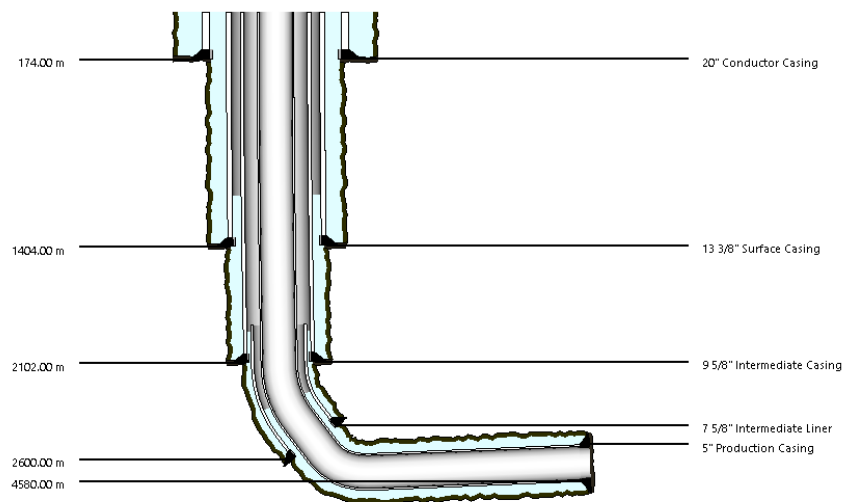


Fig 6 Arquitectura de Pozo

Otro punto importante en cuanto a la estabilidad del pozo fue el asegurar una geonavegación alejada de zonas que mostraran posible presencia de fallas naturales o inestabilidad en cuanto a las lecturas sísmicas, ya que los eventos de abandono en el historial del yacimiento se atribuían a la comunicación de dichas fallas con formaciones más profundas y con mayor presión, así se validó que la mejor opción de desplazamiento lateral sería el oeste (Fig 7).

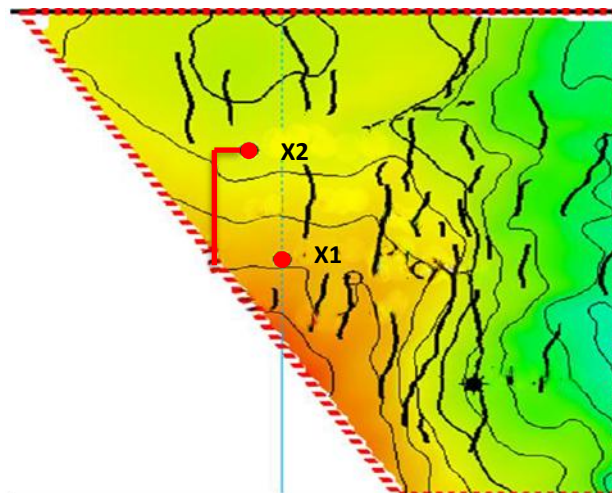


Fig 7. Análisis de fallas

La trayectoria iniciaría con la salida del pozo original rotando el tapón de cemento y buscando salir a formación con 3°DLS, para posteriormente continuar girando al oeste y ganando inclinación hasta los 12° donde se asienta el zapato de 7 5/8". Para la sección de aislación se continuaría construyendo, pero con +6°DLS prom hasta llegar a 92° de inclinación y 180° de azi. Se geonavega con esa inclinación hasta los 4290m y a partir de ahí se realiza un Drop de ángulo a 86° con DLS de 1.5° y posteriormente se construye nuevamente hasta quedar en 93° con LP en 4891m en el segundo objetivo donde se mantiene hasta los 5090m EP (Fig 8).

b) BHA's

Para la sección de 8 ½" se diseñó un BHA que lograra cumplir el objetivo de salir del pozo original y generara las condiciones que dejaran el pozo ya en trayectoria. Para esto se utilizó un motor con Bend de 1.81°, y un BHA flexible con Heavy Weights como principal fuente de peso, característica que permitiría evitar arrastres o tracciones excesivas que se podrían tener con portamechas y complicar la salida a formación (Fig 9).

Número de BHA: 2						
Componentes						
Componente	Largo	Cantidad	Tope	Base	Diam. Ext.	Diam. Int.
Pdc	0,29	1	0,00	0,29	8,50	
Motor Orientable	7,77	1	0,29	8,06	6,75	
Estabilizador Integral	1,23	1	8,06	9,29	8,25	
Mwd Tool	22,39	4	9,29	31,68	6,62	
Crossover	1,01	1	31,68	32,69	6,75	
Portamecha	27,24	3	32,69	59,93	6,50	
Crossover	0,54	1	59,93	60,47	6,50	
Barra Extra Pesada	172,31	18	60,47	232,78	6,50	

Fig 9. BHA Sección Intermedia

Para la sección 6 ¾" desde el diseño de trayectoria se visualizó la utilización de herramienta convencional con motor de fondo y MWD, esto principalmente a no contar con disponibilidad de herramientas rotarias que disminuirían la incertidumbre en cuanto a lograr el objetivo. Este BHA se diseñó para contar con HW de "Push Pipes" y la utilización de una herramienta vibratoria como reductor de fricción para ayudar en la transmisión de peso al trepapo, el cual se colocó de acuerdo con la simulación y recomendación de la compañía de servicio. El BHA direccional contaba con un MDF con Bend de 1.83° y las herramientas de telemetría necesarias para llevar el control direccional y la geonavegación (Fig 10).

Número de BHA: 3						
Componentes						
Componente	Largo	Cantidad	Tope	Base	Diam. Ext.	Diam. Int.
Pdc	0,20	1	0,00	0,20	6,75	
Bent Housing	8,20	1	0,20	8,40	4,75	
Estabilizador Integral	1,50	1	8,40	9,90	4,75	2,24
Mwd Tool	4,01	1	9,90	13,91	4,90	2,67
Logging While Drilling	7,63	1	13,91	21,54	4,75	2,40
Mwd Tool	9,01	1	21,54	30,55	4,71	2,65
Crossover Con Alojamiento P/valvula Flotadora	0,77	1	30,55	31,32	4,79	1,98
X-o	0,81	1	31,32	32,13	4,91	2,25
X-o	2,11	1	32,13	34,24	4,80	1,98
X-o	0,36	1	34,24	34,60	4,72	2,36
Barra Extra Pesada	27,42	3	34,60	62,02	4,00	2,50
X-o	0,55	1	62,02	62,57	4,84	2,24
Barra Sondeo	515,70	54	62,57	578,27	4,00	2,56
Shock Sub	5,90	1	578,27	584,17	4,75	3,75
Barra Sondeo	1375,20	144	584,17	1959,37	4,00	2,56
Crossover	0,44	1	1959,37	1959,81	4,75	2,56
Barra Extra Pesada	236,42	26	1959,81	2196,23	4,00	2,56
Crossover	0,56	1	2196,23	2196,79	4,75	2,56
Barra Extra Pesada	277,50	30	2196,79	2474,29	4,00	2,56

Fig 10. BHA Aislación

Las Push pipes y su colocación fueron definidas en base a la simulación, buscando no caer en Buckling Helicoidal (Fig 11), definiendo una necesidad de al menos 500mts de HW. Los resultados se muestran en las gráficas de simulación con la tensión efectiva y el peso disponible en trepapo a lo largo de la fase (Fig 12).

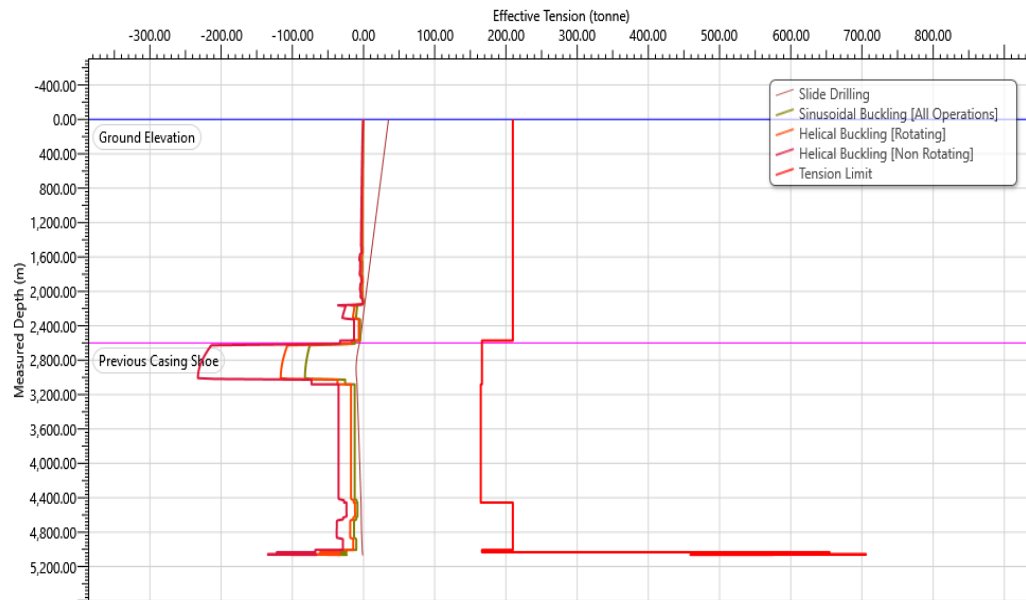


Fig 11. Grafica de tensión efectiva

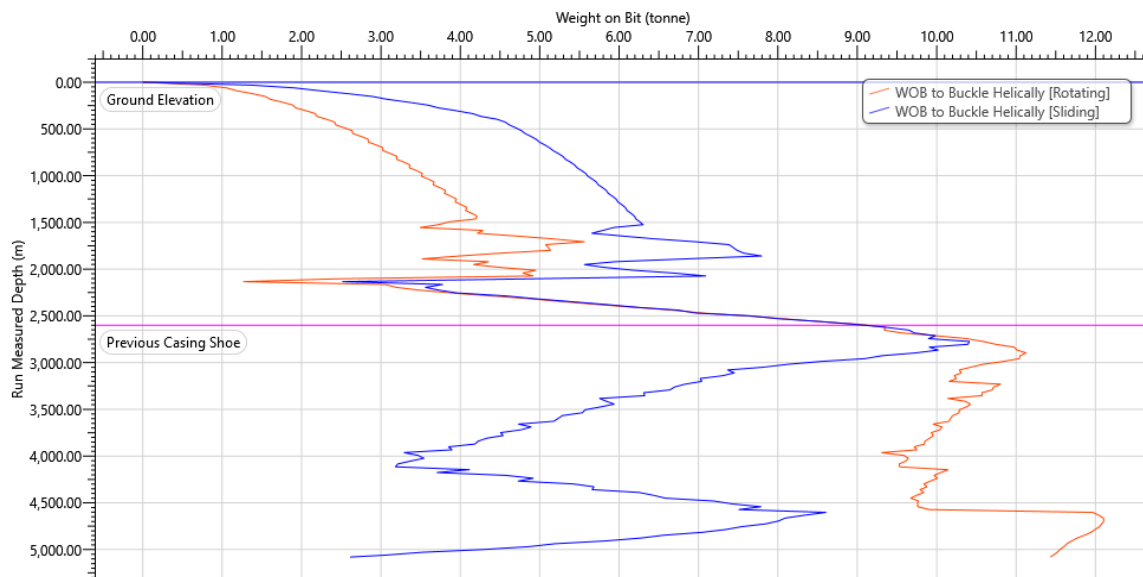


Fig 12. Peso disponible en trepapo

La simulación para la herramienta de vibración sugería su posición a 600mts del trepapo, de acuerdo con esto se tendría un peso disponible de 6klb (Fig 13).

Along-String Axial Loads at 2600 MD

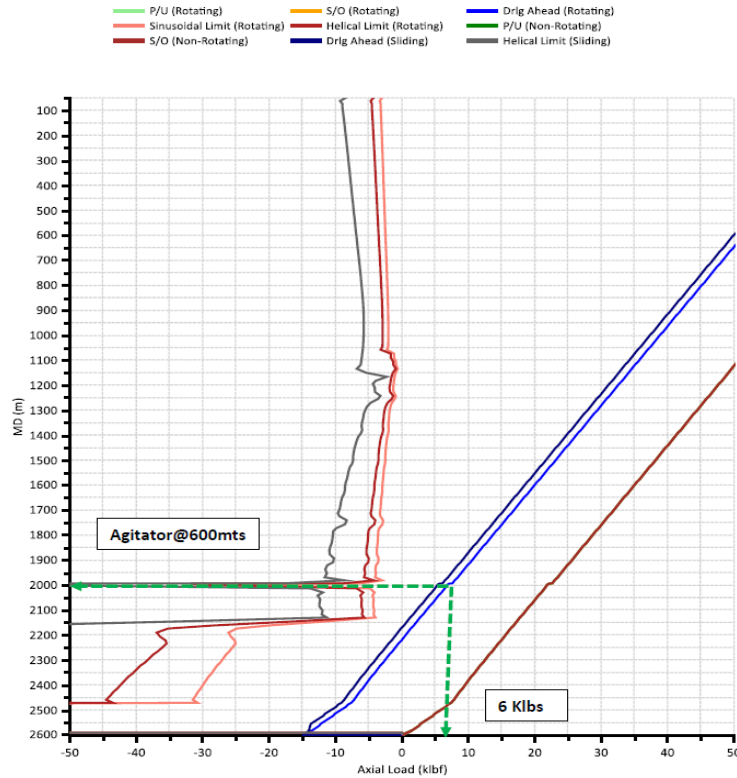


Fig 13. Posición Reductor de Fricción

4. Ejecución de Proyecto

a) Sección 7 5/8"

Se realizó la salida de sidetrack sin ningún inconveniente hasta entrar en formación de acuerdo plan, se mantuvo un DLS promedio de 2°/30m, observándose ligera tendencia a caer ángulo, terminando en 10° vs los 12° planificados. Se trabajó con una densidad de 1600g/l tal cual se había trabajado en los pilotos verticales y no se observaron manifestaciones ni ningún problema de estabilidad de pozo.

Se entubo con un colgador expandible 9 5/8" x 7 5/8" de acuerdo con plan, Se observó un FF de .03 en de acuerdo con lo simulado (Fig 14). La cementación se realizó siguiendo las recomendaciones de la compañía de servicios de cementación en coordinación con compañía del Liner Hanger para asegurar el correcto asentamiento de este y la integridad del pozo (Fig 15).

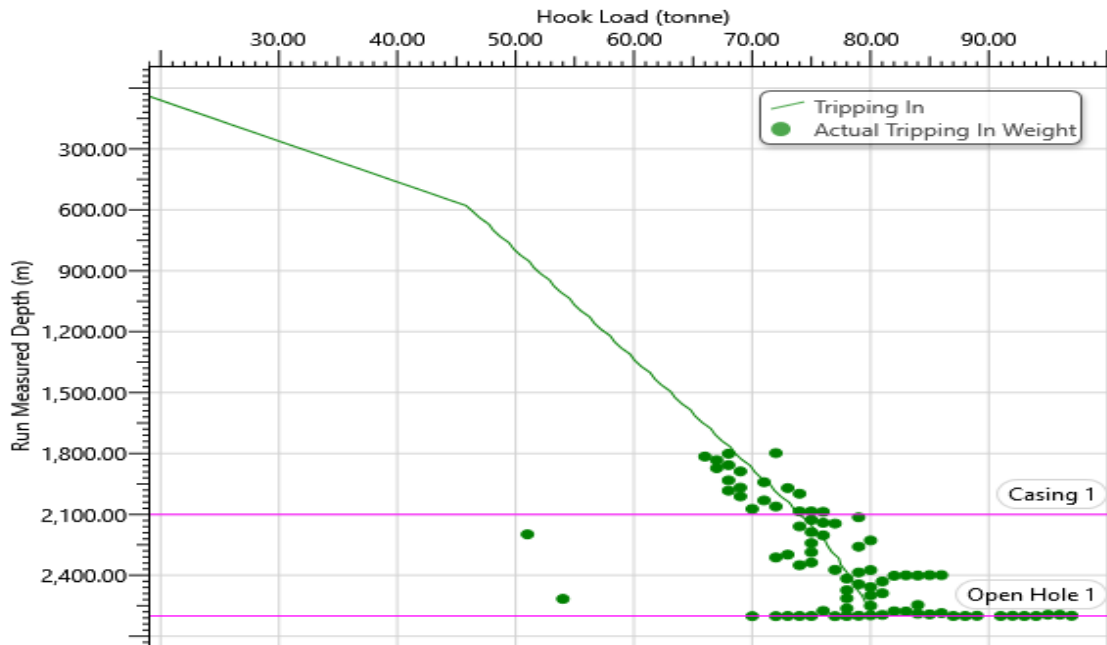


Fig 14. Corrida de Intermedia con Liner

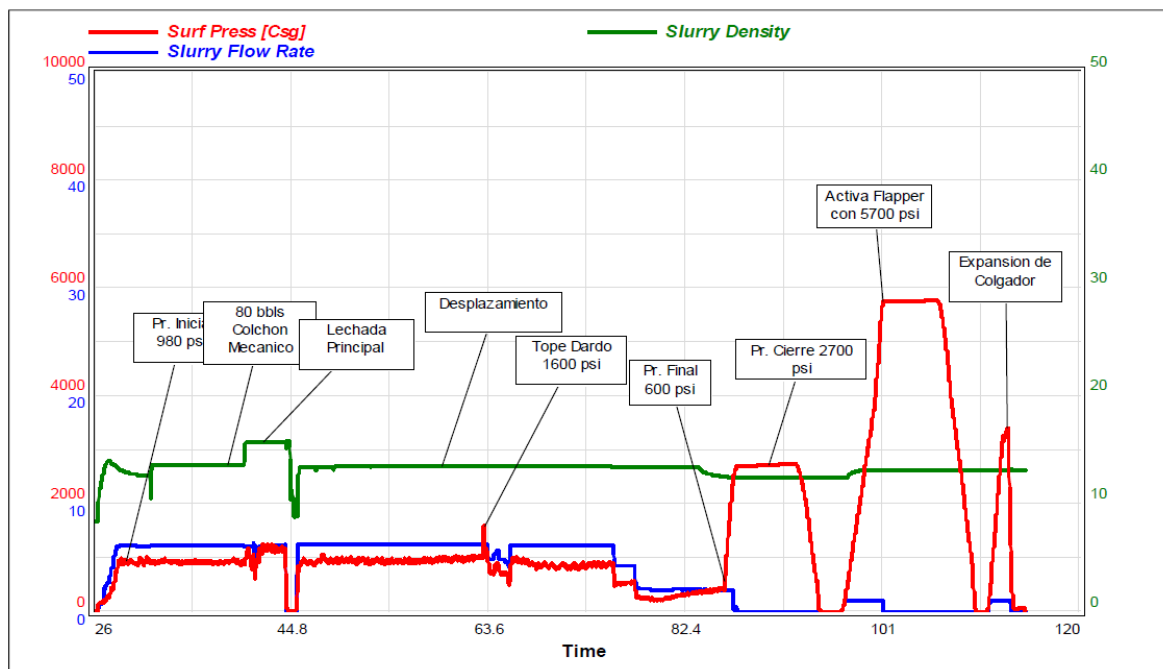


Fig 15. Cementación y asentamiento de liner

b) Sección Producción 5"

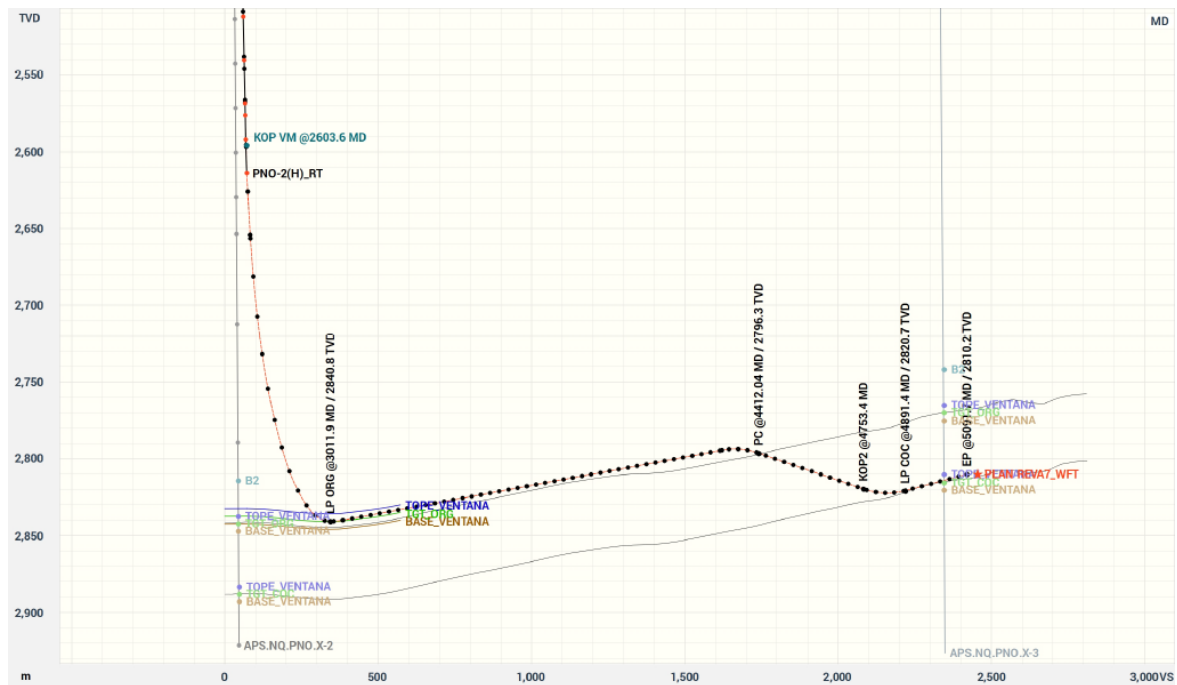


Fig 16 Plan de Geonavegacion

- Trayectoria

La perforación de la curva continuo de acuerdo con plan, geonavegando y correlacionando con los datos geológicos de los pozos Offset, para asegurar aterrizar dentro de los márgenes de tolerancia estipulados por geología (+-5m en vertical y +- 25m en desplazamiento lateral). Se logro aterrizar el pozo en 3024m con un DLS prom de 6°/30m. La respuesta de la herramienta fue adecuada y sin mostrar problemas para generar el DLS necesario, solo los primeros metros de Vaca Muerta mostraron un comportamiento irregular que mantuvo la tasa de crecimiento por debajo de los esperado. El aterrizaje se logró dentro de la ventana 1.5m debajo de Objetivo (Fig 16).



Fig 16. Aterrizaje en Objetivo 1

Ya aterrizados en el Obj1 se logró mantener una estabilidad de trayectoria por aprox 350m siguiendo las indicaciones del equipo de geonavegacion, sin embargo, se observó que el objetivo de formación no seguía el DIP visualizado, teniendo que ajustar dicho valor, encontrando zonas de intercalaciones calcáreas de bajo GR que dificultaban mantener una trayectoria y navegación estable (círculo rojo en Fig 17), lo que significó un aumento en el trabajo direccional. En cuanto a la dirección (Azimut) se observó una tendencia hacia el Este, observando una tendencia de la herramienta a quedar perpendicular a la dirección del Dip de la formación. La zona de inestabilidad se mantuvo por aproximadamente 400m, llevando la perforación a la base de la ventana donde encontró un entorno más estable y con menos intercalaciones (circulo verde Fig 17), manteniendo esta condición hasta el punto del Drop al siguiente nivel. En cuanto a la tendencia en dirección se decidió ser un poco más flexible y dar libertad a la herramienta, viendo que las variaciones de dirección del Dip a lo largo de la trayectoria irían ajustando la misma dentro de la ventana y que no representaba un riesgo en cuanto a los objetivos del proyecto, en (Fig 18) se muestra en amarillo zona con tendencia natural E y en verde tendencia natural O. El comportamiento de la herramienta fue el esperado, respondiendo ante cambios de inclinación y con una transferencia adecuada de peso hasta el punto de Drop, a pesar de la tortuosidad generada en la zona de inestabilidad.

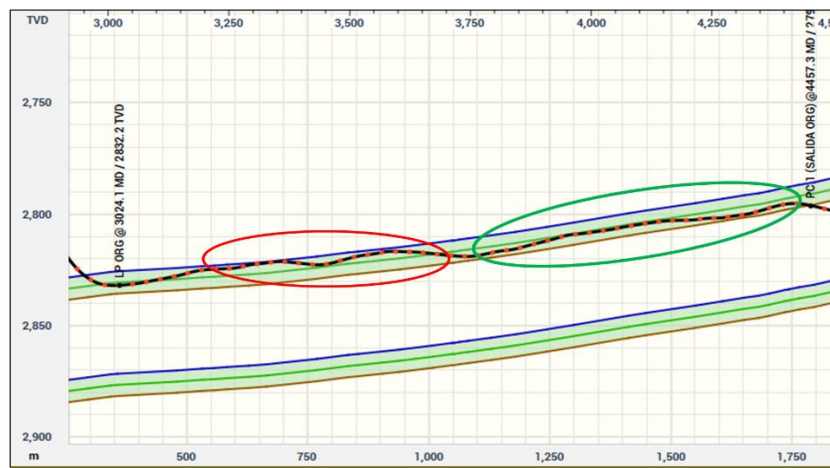


Fig 17. Geonavegacion Objetivo1

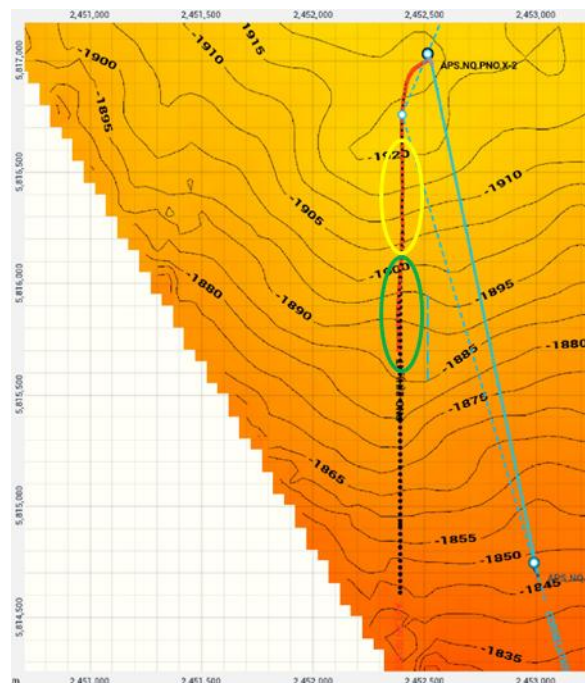


Fig 18. Tendencias en dirección (Azimut)

La transición hacia el segundo nivel (Fig 19) se inició en 4300m teniendo una buena respuesta de la herramienta direccional y se logró llegar a LP en 4887m, necesitando un DLS promedio de 1.5°/30m para pasar de 93° a 87° y volver a Dip objetivo de 93°. El trabajo direccional no mostro ningún problema, incluso se observó una tendencia natural a crecer en ángulo rotando, lo que facilito el aterrizaje. En cuanto al Azimut no se observó ninguna tendencia, se mantuvo neutro en este tramo.

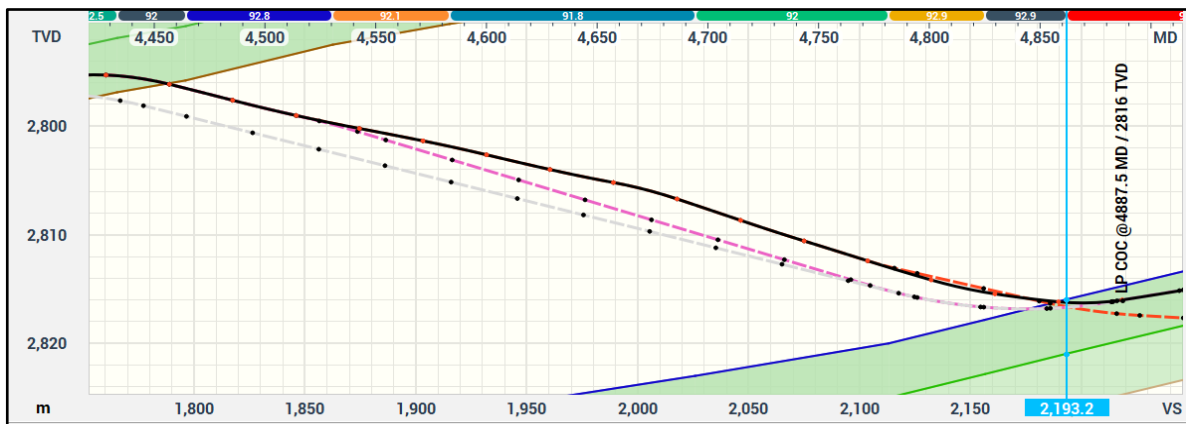


Fig 19. Transición al segundo nivel

La geonavegación en el segundo nivel objetivo se mantuvo bastante estable al alcanzar el Dip de formación de 93°(Fig 20). Se decidió mantenerse dentro del tope de ventana ya que se encontró un ambiente estable y con poca variación de GR. Resultado de la transición realizada se observaron incrementos de torque y arrastre, los cuales no complicaron la operación para realizar las pocas correcciones necesarias en este tramo, ya que se tuvieron tendencias naturales favorables para mantenerse dentro de la ventana objetivo tanto en inclinación como en dirección (Fig 21). En 5085m se define el EP, logrando obtener el objetivo sin necesidad de realizar ajuste de BHA.

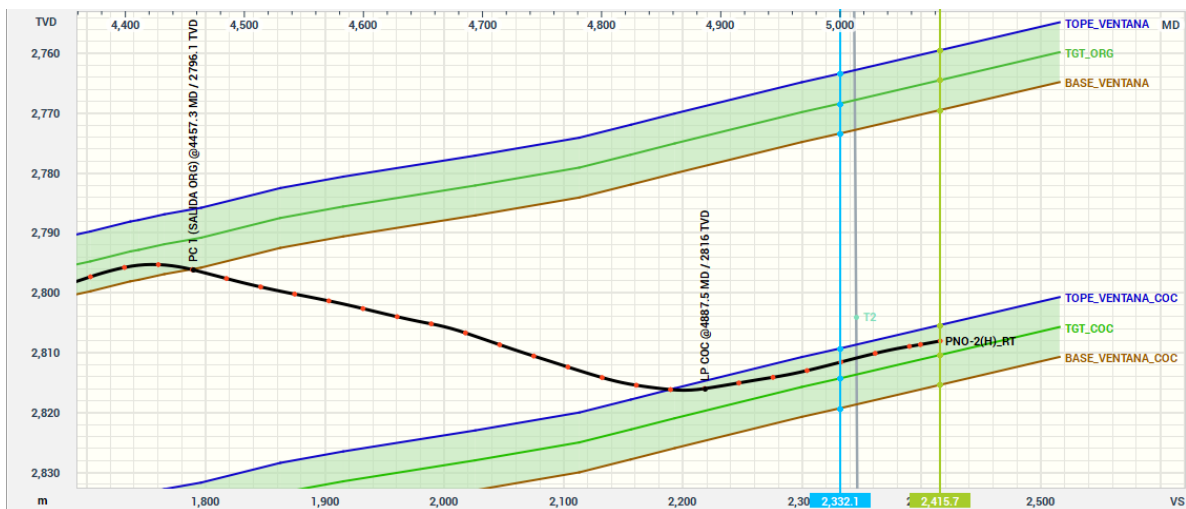


Fig 20 Geonavegación segundo objetivo

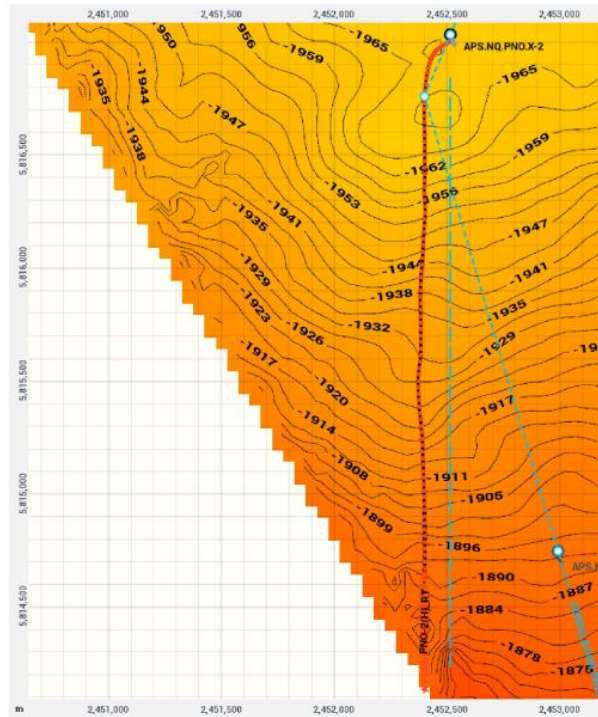


Fig 21. Vista en Planta de Trayectoria

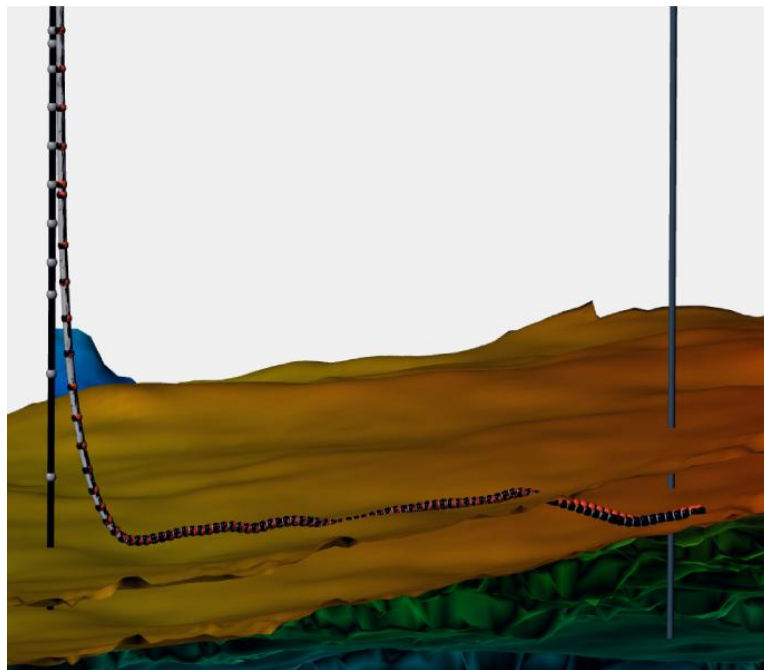


Fig 22. Vista 3D del Pozo

La maniobra de sacada de herramienta no mostro problemáticas, fuera de tracciones puntuales dentro de las áreas de mayor trabajo direccional. Los análisis de T&D dieron un resultado de FF de 0.35 promedio, iniciando en 0.2 a inicios de la rama e incrementándose conforme se avanzaba por la zona de inestabilidad direccional y la transición donde se tuvieron valores de 0.4 (Fig 23).

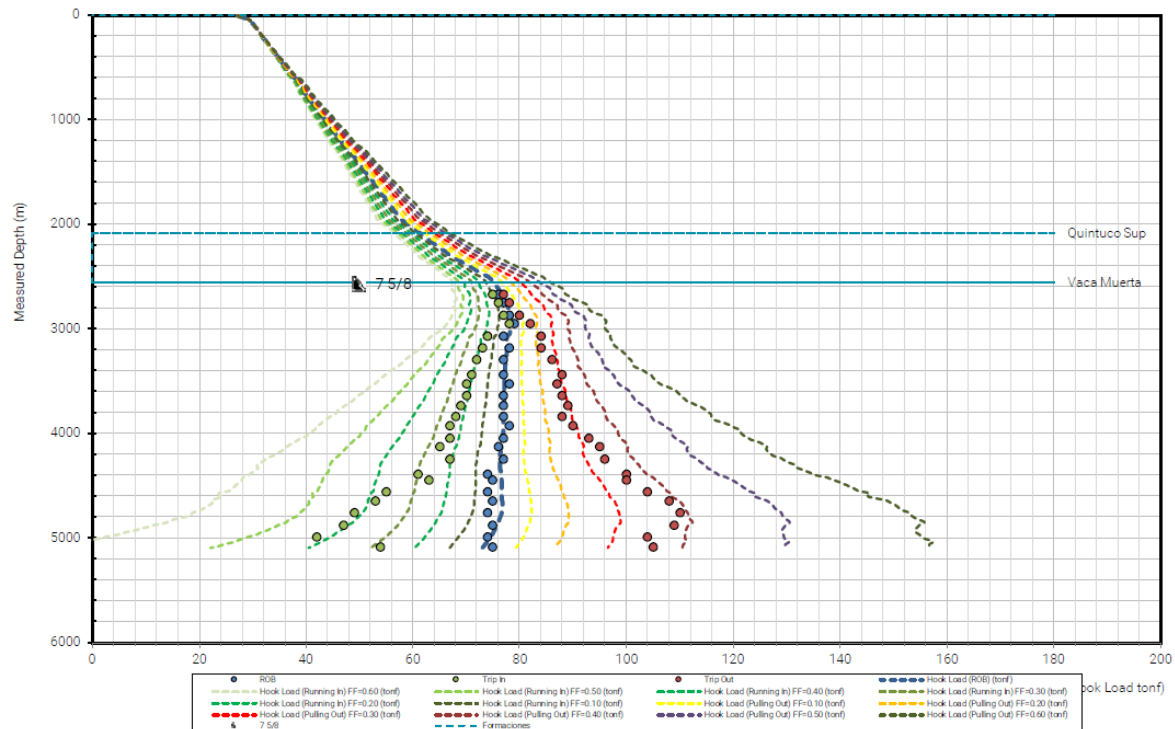


Fig 23. Análisis de T&D Perforación.

- Manejo de Densidades

Una de las principales incógnitas era la condición de la ventana operativa que nos encontraríamos, para validar el modelo Geomecánico. El LOT realizado dio como resultado 2330 g/l DE, lo cual daba una seguridad en cuanto a la integridad del zapato y los márgenes de trabajo que tendríamos en caso de tener algún influjo de Gas. La densidad inicial de trabajo fue de 1750 g/l durante la curva y se incrementó paulatinamente para la rama horizontal hasta llegar a los 1980 g/l, la cual fue la densidad de trabajo. Se registraron trazas de gas de hasta 340 000 ppm, pero no se vio en la necesidad de realizar alguna operación de control de pozo. Para la maniobra final y entubación se incrementó a la ECD de perforación, 2050 g/l.

c) Terminación

Debido a la necesidad de evaluar dos landings en un mismo pozo, cobró vital importancia, no tener comunicación entre los mismos, con lo cual la calidad del cemento tomó un papel importante. Por este motivo, se corrió un perfil CBL-VDL en toda la extensión del pozo.

Se realizó la apertura de la válvula iniciadora, luego se calibró el pozo lanzando una bola soluble y se corrió la herramienta de registro empleando la técnica de pump down (bombeo de fluido). Una vez alcanzado el fondo de la rama, se realizó el registro en condiciones estáticas. Los pocos registros de perfiles CBL-VDL en la cuenca se habían realizado con asistencia de Well Tractor.

- Primera etapa

Se llevaron a cabo las operaciones para completar el segundo objetivo. El mismo se completó con dos etapas de fractura de 4000 sacos cada una, utilizando la técnica de plug & perf con tapones solubles. El agente de sostén bombeado fue arena natural en granulometrías 30/70 y malla 100.

Finalizada la estimulación se realizó la apertura poniendo el pozo en producción sin necesidad de lavado con Coiled Tubing.

Se evaluó la productividad del pozo durante diez días con un equipo de Well Testing montado en locación. La calidad del fluido producido no cumplía con las condiciones necesarias para desarrollar un proyecto rentable. Sumado a los resultados obtenidos en el pozo PNO-3, se decidió abandonar este landing.

- Abandono de landing inferior

Debido a que la productividad del segundo objetivo no resultó económicamente rentable, se decidió abandonar el mismo para poder intervenir el objetivo primario.

El abandono de esta sección de pozo se llevó a cabo primero fijando dos tapones Composite por encima de los punzados, utilizando la técnica de pump down y posteriormente realizando un tapón balanceado de cemento con Coiled Tubing de 2 in. Se realizó una carrera de CT con fresa para constatar el cielo de cemento del tapón de abandono.

- Segunda etapa

La primera carrera de plug & perf se realizó corriendo la herramienta Well Tractor por no contar con comunicación con la formación que permitiera bombear fluido para mover el string de cañones y tapón.

Esta sección de pozo se completó con dos etapas de fractura de 5000 sacos cada empleando la técnica de plug & perf. El agente de sostén bombeado fue arena natural en granulometrías 30/70 y 60/140 (malla 100).

Se realizó este diseño, con el objetivo de tener un flujo de hidrocarburos continuo, sin riesgo de perder surgencia y poder evaluar la calidad del fluido producido. Si los resultados resultaban exitosos, se completaría el resto de la rama.

Finalizada la etapa de estimulación, se realizó un ensayo de fluencia con equipamiento de Well Testing, para evaluar productividad y calidad de los fluidos producidos.

Con los resultados obtenidos, se decidió asegurar el pozo fijando dos tapones composite por encima de los punzados y no continuar con la completación de la rama.

- Desafíos técnicos.

Una operación para destacar es el abandono del landing inferior, realizando un tapón balanceado de cemento en una rama horizontal (Fig 24).

En este caso, se aprovechó la inclinación de la curva de transición (entre landings), para poder levantar un anillo de cemento dentro de la cañería de 5 in.

Para poder realizar el correcto balanceo del tapón de cemento, se estimaron las velocidades de sacada de cañería y la velocidad de flujo de bombeo, las mismas deben ser continuas y no presentar desfasajes que pudieran ocasionar canalizaciones dentro del tapón.

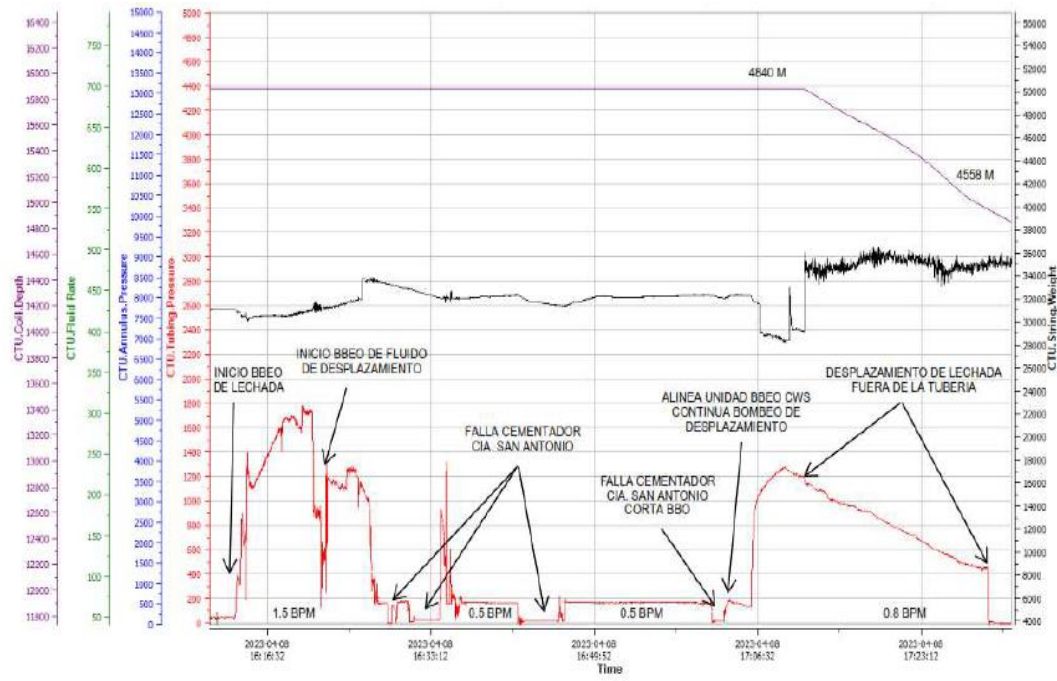


Fig 24. Operación de cementación Intercapas

5. Conclusiones

El proyecto demostró con éxito que la perforación de un pozo horizontal con doble punto de aterrizaje (doble landing point) es una solución técnica y económicamente viable para evaluar múltiples horizontes productivos y mitigar la incertidumbre en áreas de exploración no convencional.

Conclusiones Técnicas:

- **Ejecución Exitosa:** Se logró geonavegar y perforar una rama horizontal que atravesó dos objetivos geológicos distintos, separados por 50 metros de espesor, en una sola carrera de perforación utilizando un motor de fondo (MDF) convencional.
- **Validación de Modelos:** El modelo geomecánico se validó correctamente, confirmando que era posible perforar ambos niveles con una ventana operativa estable sin la necesidad de equipos de manejo de presión como el MPD (Managed Pressure Drilling).
- **Operaciones de Terminación y Aislamiento:** Se completaron y fracturaron ambos niveles de interés de forma independiente, asegurando la hermeticidad y evitando la comunicación entre ellos. Además, se ejecutó con éxito el abandono del objetivo inferior para poder intervenir y evaluar el superior.
- **Rendimiento de Herramientas:** A pesar de encontrar zonas de inestabilidad geológica y tortuosidad que aumentaron el trabajo direccional, la herramienta de perforación respondió adecuadamente, logrando los aterrizajes planificados en ambos objetivos.

Conclusiones Económicas y Estratégicas:

- **Optimización de Inversión:** La estrategia de doble landing point optimizó la inversión al eliminar la necesidad de perforar un tercer pozo piloto, cumpliendo así con el presupuesto comprometido y evitando desvíos.
- **Reducción de Incertidumbre:** Se obtuvo una caracterización más completa de los fluidos del yacimiento al analizar un área más amplia y dos horizontes diferentes. Esto proporcionó información crucial y disminuyó la incertidumbre para la toma de decisiones sobre la continuidad y viabilidad del proyecto de concesión.
- **Resultados de Productividad:** La evaluación de ambos objetivos mostró que la calidad del fluido producido no cumplía con las condiciones necesarias para un desarrollo comercialmente

rentable. A pesar de no ser positivo desde el punto de vista productivo, este resultado fue fundamental para decidir no continuar con la completación total de la rama y reevaluar el futuro del área.

En resumen, la flexibilidad operativa y la innovación técnica permitieron transformar los riesgos de un proyecto exploratorio en una oportunidad para obtener información valiosa de manera eficiente, cumpliendo con los objetivos regulatorios y optimizando los costos.

Autor Curriculum profesional:

Jesus Quintero Ramirez: Ingeniero en Electrónica graduado del Tec de Monterrey y Maestría en Ingeniería de Petróleo por Heriot Watt University. Cuenta con más de 15 años de experiencia en el diseño, planificación y operación de pozos Convencionales y No convencionales en la cuenca Neuquina y Golfo San Jorge. Actualmente se desempeña como Líder de Perforacion en CAPEX Comahue.

Juan Tripode: Ingeniero en Petróleo por la Universidad del Comahue. Cuenta con 8 años de experiencia dentro de la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero Senior de Terminación y Workover en Capex Comahue.