

Optimización de la perforación de pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado

Por **Federico Meaggia** y **Raúl Cuglia** (YPF S.A.)

En este trabajo se muestra cómo se redujeron un 20% los costos de pozos horizontales del yacimiento de Llanquanelo (Mendoza), área protegida, gracias a modificaciones en el diseño de BHA, trépanos y perfilaje. Se trata de pozos horizontales desde locaciones *multipad*, en los cuales desde 2014 se decidió perforar de manera geométrica, cortando todos los niveles productivos. También se muestra la incorporación de tecnologías para optimizar las penetraciones y cómo se resolvió la entubación del liner de 5" en pozos con una geometría que incrementa su complejidad al comenzar el desarrollo de los pozos laterales de la locación.

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

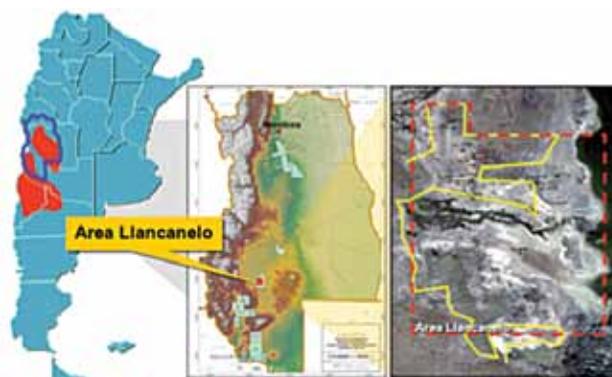


Figura 1. Ubicación geográfica del área Llanquanelo.

Las formaciones atravesadas son las siguientes:

- Terciario: Basaltos, Arenisca y Limo-Arcilitas
- Basalto Inferior: Basaltos
- Pircala + Coihueco: Limo-Arcilitas
- Roca + Loncoche: Calizas, Yesos, Limo-Arcilitas
- Grupo Neuquén (Reservorio): Conglomerados y Areniscas

Dentro de Grupo Neuquén se tiene identificadas dos capas productivas que se caracterizan por tener crudo pesado (API 12-15).

El equipo que realizó las últimas campañas en Llanquanelo fue insonorizado, de manera de minimizar la contaminación sonora en el área mientras opera.

A partir de la resolución de 2008 comenzó a desarrollar locaciones del tipo *multi-pad* para minimizar el impacto ambiental de la zona. Las locaciones cuentan con una dimensión de 300 m x 115 m final y están pensadas para la realización de 10 pozos (Figura 2). Para minimizar el impacto ambiental y económico del proyecto la locación se amplía a medida que avanza su ejecución.

Las bocas de pozo se encuentran distanciadas 10 m en sentido este-oeste y 7 m en el sentido norte-sur, de manera de minimizar el riesgo de colisión de los pozos, siempre buscando el objetivo principal.

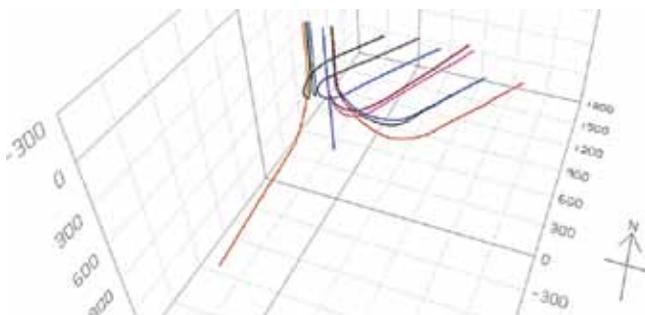


Figura 2. Vista 3D actual de la locación 1.

Estructura de pozo

Los pozos de Llanquanelo se perforan con una estructura que consta de una guía de 12¼" (entubada con *casing* de 9 5/8") a 350 m MD, una sección intermedia de 8¾" (entubada con cañería de 7") al aterrizaje de la curva de 1.200 m MD aproximadamente; y finalmente una sección de aislamiento con trépano de 61/8" y un *liner* ranurado de 5" atra-

El Yacimiento Llanquanelo se encuentra ubicado en el sector norte de la cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza, a 37 km al sur de la ciudad de Malargüe, próxima al margen oeste de la laguna Llanquanelo (Figura 1), protegida por el Convenio de Ramsar (Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas), que desde 1995 obliga al desarrollo del campo desde una cantidad acotada de locaciones, que reducen el impacto ambiental.

El 31 de enero de 2008 se publicó, en el Boletín Oficial, la Ley 7824, en la cual se definen los nuevos límites del área natural protegida "Laguna de Llanquanelo". Así, quedaron definidos nuevos límites de acceso en superficie para operaciones petroleras.

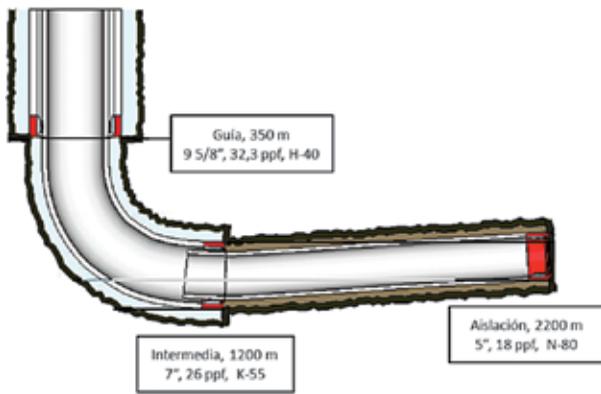


Figura 3. Arquitectura de pozo en Llanqueto.

vesando la formación de Grupo Neuquén en sus diferentes niveles a una profundidad final de 2.200 m MD (Figura 3).

Desde 1999 se perforan los pozos de manera horizontal que se ubicarían en la zona delimitada dentro del mapa de complejidades (Figura 4).

Campaña 2010-2012

La campaña de referencia consistió en realizar dos pozos por locación para su futuro desarrollo. Para ello se perforó en cada una de las locaciones un pozo piloto vertical con el fin de identificar las capas objetivo de Grupo Neuquén. Luego, este pozo piloto se abandona con un

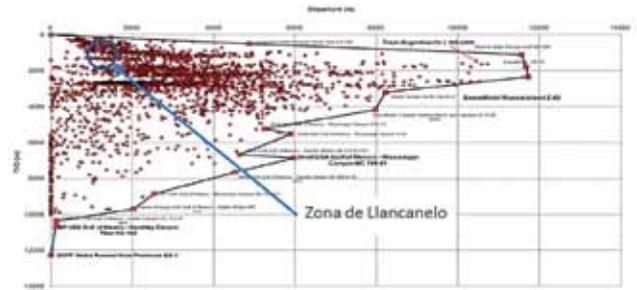


Figura 4. Llanqueto y su ubicación dentro de los pozos horizontales.

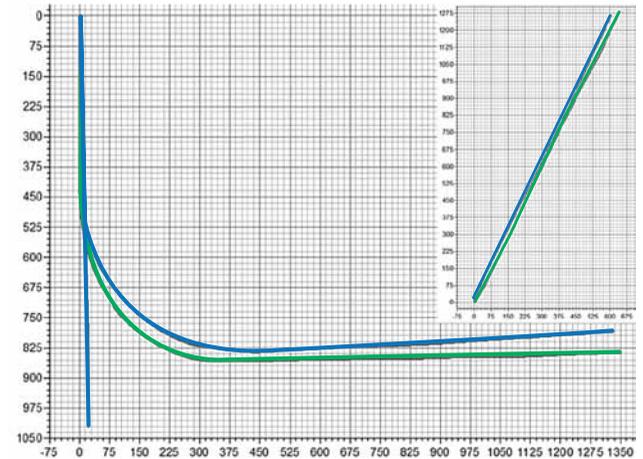


Figura 5. Vista en corte y en planta de la locación 1, campaña 2010-2012.

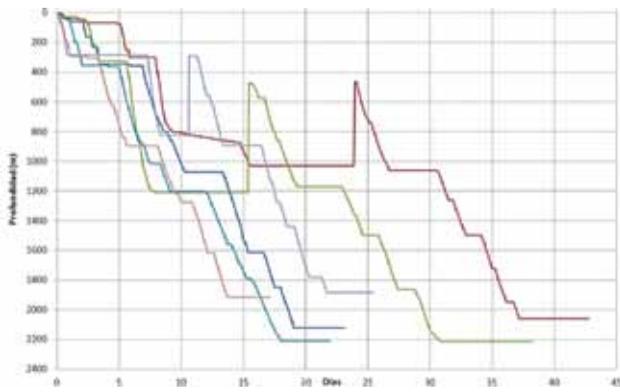


Figura 6. Tiempos operativos, campaña 2010-2012.

tapón de cemento y se realiza un *side track* buscando navegar dentro de una de las dos capas de interés para dejar el pozo productivo. El segundo pozo de la locación fue a navegar la segunda capa de interés (Figuras 5 y 6).

Campaña 2013-2014

La campaña 2013-2014 planteó, a diferencia de la campaña anterior, la realización del desarrollo de una locación respetando un distanciamiento entre los pozos de 250 m. Los desafíos planteados para esta nueva campaña fueron los siguientes:

Las trayectorias de los pozos

La campaña 2010-2012 consistió en la perforación de pozos en 2D, lo cual implicó no tener un cambio de rumbo en la intermedia y se buscaba dejar una tangente de 30 m a 45° para que se pudiera fijar la bomba del sistema de extracción. Además, en la aislación se perforaba geonavegando los pozos a 92° aproximadamente, buscando las capas de mayor porosidad, con el fin de incrementar su productividad.

A medida que se desarrolló la locación, y la campaña 2013-2014 fue avanzando, las exigencias de la trayectoria se fueron incrementando. Por un lado, se solicitaba incorporar una tangente de 30 m a 60°, para poder ubicar la bomba. Y por otro lado, se solicitaba tener la mayor sumergencia posible.

A esto se sumó un nuevo desafío: el DLS para bajar la bomba no debía superar los 6°/100 ft, lo cual no permitía optimizar la trayectoria desde su inicio. Como consecuencia, se tuvo que trabajar con DLS de hasta 9°/100 ft a partir de la finalización de la tangente.

Para lograr los objetivos planteados se usó un BHA (por la sigla en inglés *Bottom Hole Assembly*) con motor de fondo y MWD (*Measurement While Drilling*) con un BH de 1,83 que permitió realizar el trabajo al optimizar la relación deslizado/rotación.

En contrapartida y a diferencia de la campaña de 2010-2012, se contaba con la ventaja de que los pozos se perforaron con una inclinación de 88° aproximadamente y se

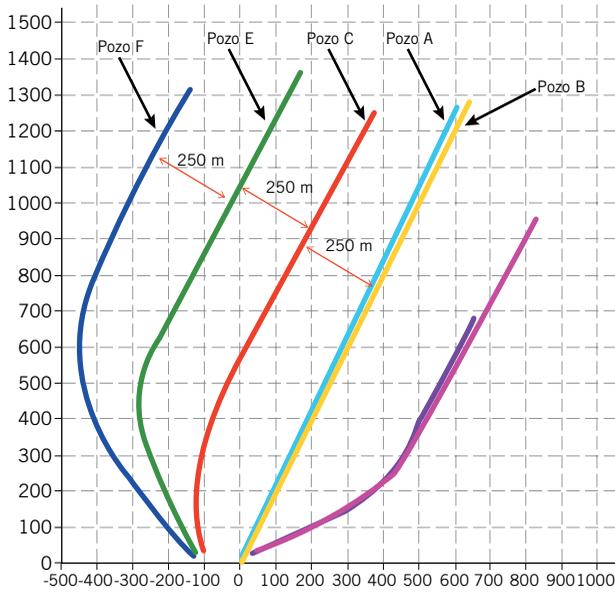


Figura 7. Vista en planta actual de locación 1.

minimizó la geonavegación (pozo "C") mientras que en otros se perforó de manera geométrica (pozos "E" y "F"), cortando diferentes niveles productivos (Figuras 7 y 8).

Mejorar la ROP

Uno de los desafíos planteados para la campaña 2013-2014 fue mejorar la ROP (*rate of perforation*) en la fase de la aislación. A medida que se fueron perforando los pozos laterales de la locación nos encontrábamos obligados a replantear el punto de asentamiento del *casing* de 7", dejando parte del trabajo direccional de posicionamiento en la fase de la aislación. Esto se debió a las restricciones del DLS

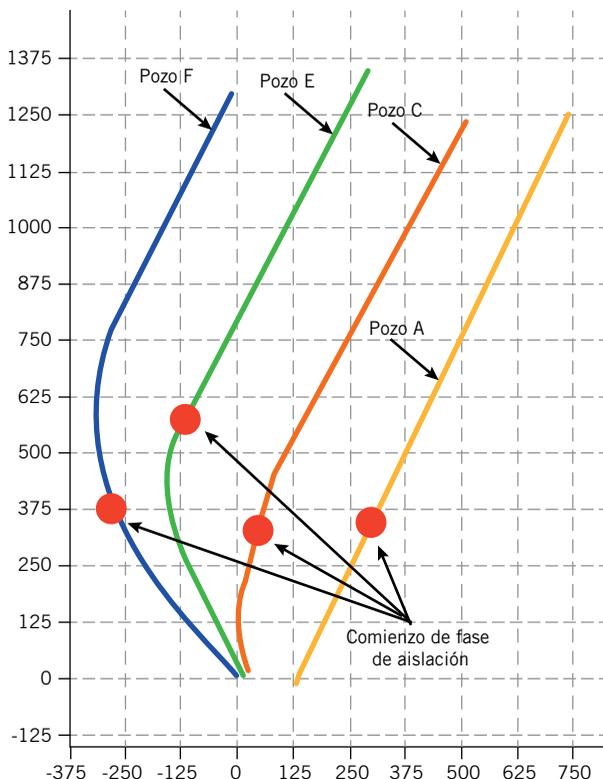


Figura 8. Puntos de asentamiento de zapato en la intermedia I, locación 1.

(*dog-leg severity, directional drilling*) permitido sin poner en compromiso ni el espesor útil del reservorio ni la entubación del *liner*. Como consecuencia, del mayor trabajo direccional se tuvo un incremento del *slide*.

Se puede ver en las figuras 9 y 10 un análisis de las ROP de los diferentes pozos.

- El Pozo "A" fue geonavegado con un ángulo de 92° con LWD (*Logging While Drilling*) y PWD (*Pressure While Drilling*) para la detección de camas de recortes.
- El Pozo "C" fue geonavegado con un ángulo de 88° con LWD y PWD para la detección de camas de recortes. Tuvo un 18% de *sliding* y se perforó en dos carreras. En la segunda carrera se hizo una maniobra para cambiar el trépano por falta de avance y se realizó una redistribución del peso en la sarta para poder llegar al objetivo.

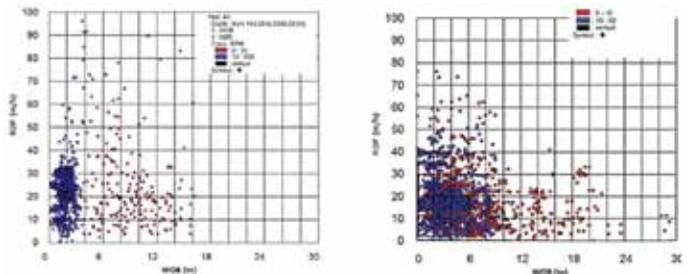


Figura 9. Relación peso-ROP, pozos A (izquierda) y C (derecha).

En ambos casos se puede apreciar que la ROP no ha variado demasiado. Se observa una dispersión de datos más amplia en el pozo "C", en el que para obtener los mismos resultados se tuvo que aplicar mayor cantidad de peso al trépano. Esto se ve especialmente acentuado en el caso de las deslizadas.

Al finalizar el pozo "C" surge un cambio estratégico en el desarrollo del campo en el que se decide perforar los pozos de manera geométrica atravesando los dos niveles productivos de Gr. Neuquén. Adicionalmente, al ver que la limpieza de los pozos predecesores fue buena, se decidió sacar el PWD para el próximo pozo.

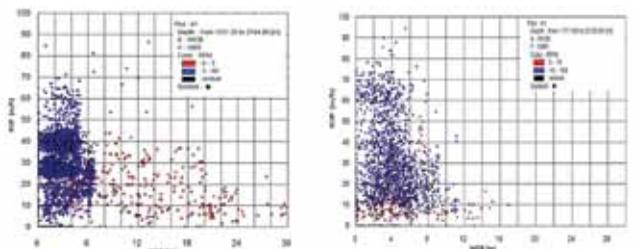


Figura 10. Relación peso-ROP, pozos E (izquierda) y F (derecha).

- El pozo "E" fue geométrico con un ángulo de 88° sin LWD y sin PWD, pero con generador de pulsos axiales. Tuvo un 8% de *sliding* y se perforó en dos carreras. La segunda carrera se hizo por una falla en el motor de fondo.
- Por último el pozo "F" de 88°, se perforó de manera geométrica sin LWD ni PWD y con generador de pulsos axiales. Tuvo un *sliding* del 15% debido a que se terminó de orientar la trayectoria en Az para evitar la

interferencia en el drenaje de los pozos vecinos. Este pozo se perforó en una sola carrera.

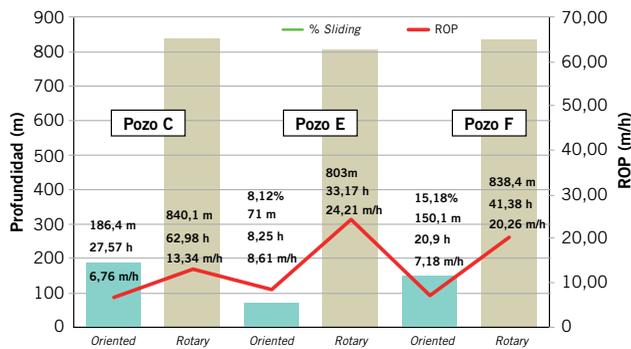


Figura 11. Análisis de performance pozos C, E y F.

En la figura 11 se muestra una comparativa de las diferentes carreras de los pozos “C”, “E” y “F” perforados en la última campaña. Se puede apreciar el tiempo insumido en la rotación y en el deslizado de cada pozo. También se puede observar que los metros de rotación en todos los casos fueron similares; sin embargo, las diferencias importantes se generan en las deslizadas.

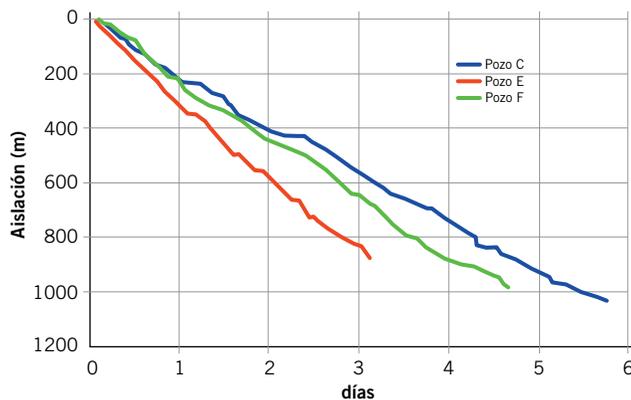


Figura 12. Curva de avance de aislación filtrando las maniobras intermedias.

Al analizar las ROP efectivas en la fase de la aislación de los pozos “C”, “E” y “F” de la figura 12 se puede apreciar lo siguiente:

- El pozo “E”, que perforó 150 m menos que los otros dos y que tuvo un porcentaje de *slide* del 8% tardó 2,5 días menos que el pozo “C”.
- En comparación con el pozo “C” (con un 18% de *sliding*) y el pozo “F” (15% de *sliding*), ambos con 1.000 m de aislación perforados, observamos que la diferencia es de un día de perforación.

Estado de los trépanos

Al ser los pozos geonavegados en la campaña 2010-2012 se usaron trépanos de 6 aletas, con cortadores de 13 mm que proveían una mayor estabilidad de *tool face* a la hora de deslizar y seguir una trayectoria óptima en búsqueda de las mayores porosidades.

Al comenzar la campaña 2013-2014, como se observó que los pozos atravesarían ambos niveles productivos y disminuirían el nivel de geonavegación, se planteó comenzar a perforar con trépanos de 5 aletas con cortadores de

16 mm, que permiten una mejor performance a la hora de rotar, en desmedro de la estabilidad a la hora de deslizar.



Figura 13. Pozo C, primera y segunda carrera, respectivamente.

Se realizó una primera carrera de 434 m donde se observó una pérdida de avance total, saliendo el trépano anillado como se muestra en la figura 13. Posteriormente, se realizó una segunda carrera donde se bajó un trépano de iguales características y se logró llegar a la TD buscada, pero saliendo el trépano nuevamente anillado.

En el pozo “D” se decidió bajar un trépano de 5 aletas con cortadores de 16 mm diseñados para resistir el entorno de impacto presente en los conglomerados.



Figura 14. Pozo D, primera y segunda carrera, respectivamente.

Se realizó una primera carrera de 300 m donde se observó una pérdida de avance total con un desgaste total del PDC. Posteriormente, en una segunda carrera se bajó un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm con lo que se llegó a la TD buscada. Este último salió en calibre y sin grandes daños, aunque se notan indicios de impacto en los cortadores del hombro (Figura 14).

En el pozo “E” se decidió utilizar el generador con pulsos axiales, con el objetivo de poder perforar la aislación en una sola carrera.

El generador de pulsos axiales deja a la herramienta en estado dinámico logrando que a la hora de deslizar no sea necesario aplicar un exceso de peso para superar la fuerza de rozamiento estática. El uso de esta herramienta fue útil para evitar el choque del trépano con el fondo del pozo al deslizar. Este impacto provoca el astillamiento de cortadores que deriva en la rotura; al romperse la tabla de diamante, queda expuesto el sustrato (compuesto por carburo de tungsteno) que no está diseñado para resistir la formación y resulta en el posterior anillamiento del trépano.

En la figura 15 se pueden apreciar las dos carreras que se han realizado en el pozo de referencia.

Se bajó inicialmente un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm que permitió realizar una carrera de 693 m. Se realizó una maniobra por la falla en el motor de fondo y se bajó un trépano de iguales características para ter-



Figura 15. Pozo E, primera y segunda carrera, respectivamente.

minar los 180 m restantes. Se puede apreciar en las figuras que aún existe rotura de cortadores en la zona del hombro.

Al ver el estado en el que salieron los trépanos del pozo "E" y con el objetivo de realizar la aislación en una sola carrera, se volvió a probar el generador de pulsos axiales en el pozo "F".

Se bajó un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm que permitió perforar el pozo en una sola carrera. En la figura se puede apreciar el estado en el que salió el trépano, donde el daño a los cortadores no fue tan puntual ni tan severo, teniendo en cuenta que en este pozo se deslizó un porcentaje similar al del pozo "C" (Figura 16).



Figura 16. Pozo F, primera carrera.

Poder perforar en una sola carrera la aislación

En la figura 17 se pueden observar todas las curvas de avance de los pozos realizados en la campaña anterior, además están marcadas las maniobras de redistribución de peso realizadas en la aislación. Estas maniobras, en algunos casos coinciden con cambios de trépano por falta de avance o simplemente una maniobra de calibre por exceso de torque.

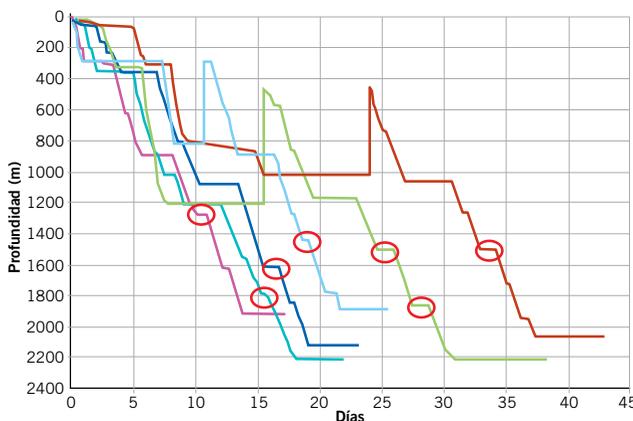


Figura 17. Maniobras de redistribución de peso, campaña 2010-2012.

Uno de los objetivos planteados para la campaña 2013-2014 fue realizar la sección de la aislación en una sola carrera ahorrando así cerca de un día de equipo. Para lograrlo, uno de los principales desafíos fue afrontar la influencia de un mayor arrastre a medida que las trayectorias se alejan más en sección vertical.

En la figura 18 se puede observar la variación en las trayectorias entre el pozo "A" y el pozo "E" con 500 m de distanciamiento entre ellos. Por otro lado, en las figuras 19 y 21 se observan el BHA utilizado en la aislación del pozo "A" (sin variación en Az) y el utilizado en el pozo "E" (con una variación en Az importante).

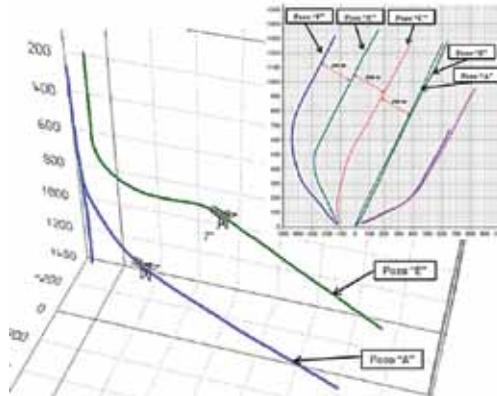


Figura 18. Vista 3D pozo A y pozo E.

Analizando los BHA utilizados entre los dos pozos ("A" y "E") se observa que no han habido grandes variaciones en lo que respecta al peso. En el BHA "E" se incorporó una camisa al motor de fondo, se sacó la tijera y se incorporó un generador de pulsos axiales.

Además, en las figuras 20 y 22 se observan los arrastres producidos sacando la herramienta desde el fondo del pozo. Entre un caso y el otro hay una variación de 20 tn aproximadamente. El software refleja esta variación de arrastre como una variación de factor de fricción frente al mismo fluido de perforación y formación.

Tomando como referencia el artículo *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*, publicado en 2003 por *K & M Technology Group*, se explica por qué varía el factor de fricción calculado que presenta el software cuando se toma otro perfil direccional.

El principal comentario respecto de la perforación es el siguiente:

- "El factor de fricción en pozos direccionales complejos considera una serie de factores y no solamente el factor de fricción en sí. Los factores que considera son lubricidad de lodo, rigidez de la cañería, camas de *cuttings*, *key seats*, interacción de centralizadores, *differential sticking*, DLS, efecto de pistoneo hidráulico".

En las figuras 23, 24, 25 y 26 se puede ver la relación peso-profundidad en los diferentes pozos y una línea de tendencia marcada en cada caso.

En la figura 23 se observa el pozo "A" que fue geonavegado y no tuvo una variación de Az. Realizó una maniobra de redistribución de peso en 1500 m aproximadamente.

COMPONENT DATA

Item #	Descripción	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Con	Length (m)	Bit - Center Blade (ft)
1	PDC (6 Aletas Cort. 13mm)	6.13	2.00	6.13	89.71	P 3-12" REG	0.22	0.11
2	Mud Motor	4.75	0.00	5.75	0.00	B NC 38	10.04	0.78
3	Non-Mag 4 3/4" Slim Phase 4 Collar	4.72	1.25		55.45	B 3-1/2" IF	7.41	
4	Non-Mag PWD Collar	4.72	1.25		55.45	B 3-1/2" IF	2.81	
5	Non-Mag 4 3/4" ALD Collar	4.72	1.25	5.75	55.45	B NC 38	4.37	22.72
6	Non-Mag 4 3/4" CTN Collar	4.75	1.25		50.50		3.40	
7	Non-Mag HOC	4.81	2.63		43.53		5.13	
8	Flex Collar	4.62	2.25		43.70		8.96	
9	2 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC3	3.50	2.25		19.24		18.42	
10	113 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1	3.50	2.76		12.34		1100.42	
11	23 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC	3.50	2.25		19.24		212.11	
12	Jar	4.80	2.28		47.80	B 3-1/2" IF	9.28	
13	9 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC3	3.50	2.25		19.24		82.88	
14	16 x 4 3/4" X 2.25" - 46.7# Drill Collar	4.75	2.25		46.84	B NC 38	149.98	
15	4 x 3-1/2" X 2-14" SWDP #26.7 - NC	3.50	2.25		19.24		36.58	
16	3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC	3.50	2.76		12.34		407.99	

Figura 19. BHA de aislación, pozo A.

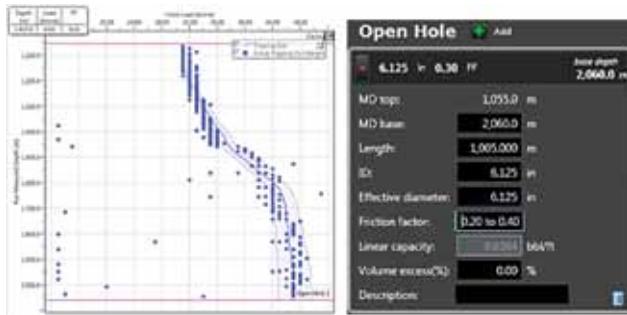


Figura 20. Arrastre sacando herramienta en aislación, pozo A.

En la figura 24 se observa el pozo "C", que fue geonagado y tuvo una variación de Az. En 1400 m se dañó el trépano y se aprovechó la maniobra para realizar una redistribución de peso en 1400 m aproximadamente.

En la figura 25 se muestra el pozo "E", que fue geométrico y tuvo una variación de Az mayor que el pozo "C". Si bien se hizo en dos carreras por una falla del motor de fondo, no tuvo en ningún momento un cambio de distribución de peso.

A diferencia de los dos pozos anteriores, en este se usó un generador de pulsos axiales. Se le aplicó llegando a la

COMPONENT DATA

Item #	Descripción	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (m)	Bit - Center Blade (m)
1	PDC	4.500	1.500	6.125	48.18	P 3-1/2" REG	0.22	
2	Motor de Fondo 4 3/4" Stabilizer	4.750	2.820	5.750	46.73	B 3-1/2" IF	7.67	0.78
3	HOC	4.830	2.625		44.00	B 3-1/2" IF	9.35	
4	Flex Collar	4.800	2.250		48.12	B 3-1/2" IF	9.42	
5	3 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38 (IF)	3.500	2.250		26.70		27.58	
6	37 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC 38 (IF)	3.500	2.764		14.69		356.36	
7	Generador de Pulsos Axiales	4.750	2.750		40.15		6.40	
8	75 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC 38 (IF)	3.500	2.764		14.69		722.30	
9	48 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38(IF)	3.500	2.250		26.70		439.30	
10	18 X 4 3/4" X2.25" - 46.7# Drill Collar	4.750	2.250		46.70		167.41	
11	2 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38 (IF)	3.500	2.250		26.70		18.28	

Figura 21. BHA de aislación, pozo E.

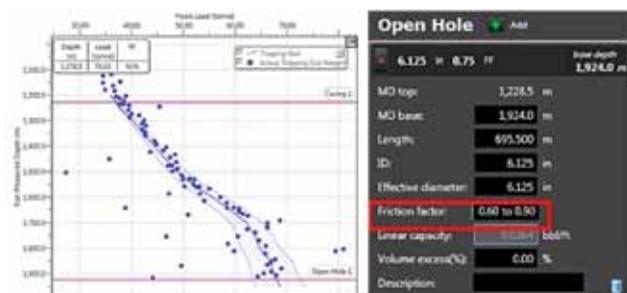


Figura 22. Arrastre sacando herramienta en aislación, pozo E.

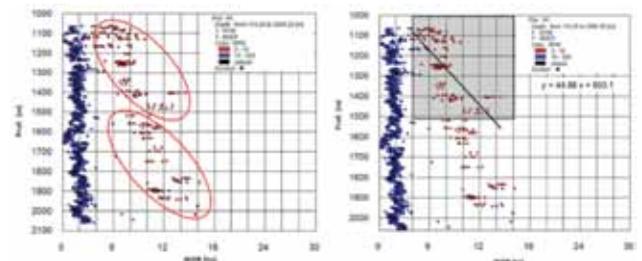


Figura 23. Relación peso-profundidad, pozos A.

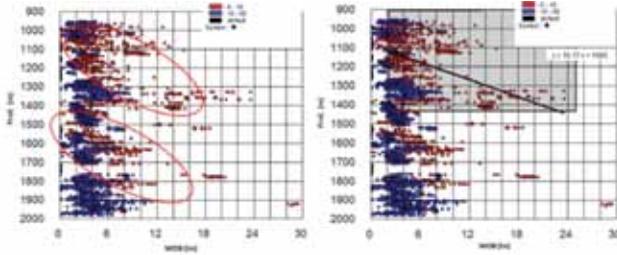


Figura 24. Relación peso-profundidad, pozos "C".

TD aproximadamente 28 tn, con lo cual se puede inferir que el generador de pulsos axiales, que debería "eliminar" el efecto del sobrepeso al deslizar, no funcionó de la manera apropiada.

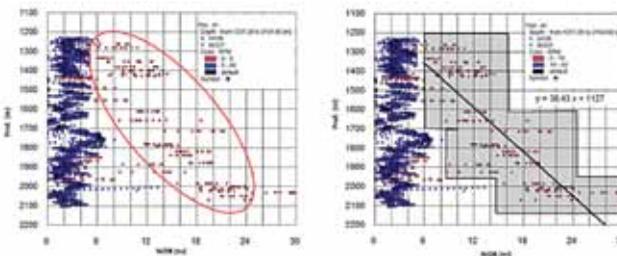


Figura 25. Relación peso-profundidad, pozos E.

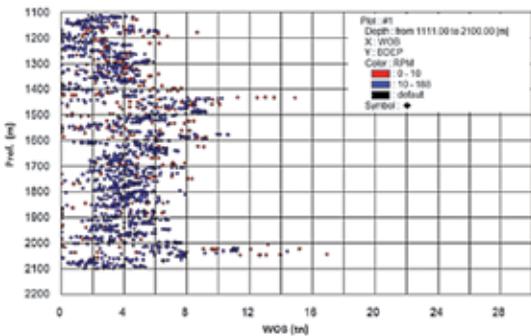


Figura 26. Relación peso-profundidad, pozos F.

En la figura 26 se observa el pozo "F", que fue geométrico y tuvo una variación de Az mayor que el pozo "E". Parte de las correcciones en Az se realizaron en la fase de la aislación. Este pozo logró realizar la sección de la aislación en una sola carrera, como se planteó el objetivo al comienzo de la campaña. Al igual que el pozo "E", este usó un generador de pulsos axiales. En este pozo se observa claramente que el peso aplicado a la hora de deslizar es muy similar al usado a la hora de rotar. Se puede inferir, de esta manera, que el generador de pulsos axiales funcionó de manera correcta en todo momento y se logró "eliminar" el efecto del sobrepeso al deslizar (figura 27).

Entubar el *liner* ranurado

Otro de los grandes desafíos planteados en esta campaña fue la entubación de los *liners* ranurados de la aislación. Como se mencionó, la complejidad de los pozos se fue incrementando al igual que los arrastres. La rigidez del *casing*

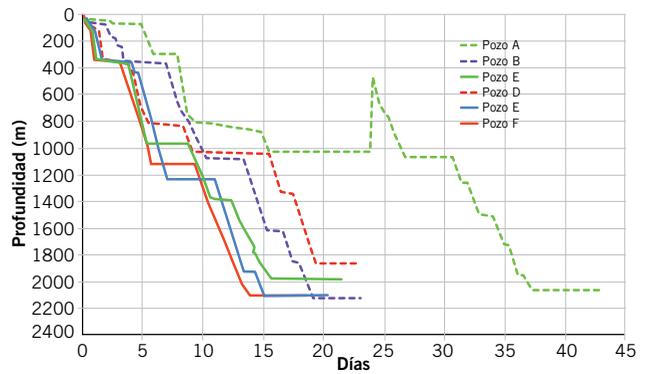


Figura 27. Curvas de avance locación 1.

de 5" casi triplica el de las barras de 3 1/2" utilizadas en la perforación, por lo cual se tuvo que hacer un replanteo de "cómo" se debía entubar este *liner* según lo realizado en la campaña anterior.

Tomando nuevamente de referencia el artículo *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*, vemos los principales comentarios respecto de los arrastres en la entubación:

- "En la mayoría de los simuladores, la tubería se considera como un miembro flexible que puede soportar cargas axiales, pero no momento flector. En esos casos, la rigidez de la tubería es considerada aumentando el factor de fricción. De esta manera, el *casing* tendrá factores de fricción mayores que una tubería de perforación que es más flexible. Asimismo, diámetros mayores tendrán factores de fricción mayores que diámetros más pequeños (menores)".
- "Para el análisis de *slack off* en particular existe el fenómeno de *arado* que el *casing* tiende a producir cuando es corrido en el pozo en un área donde se tuvo una sección de construcción y giro (*build + turn*), esto no debe confundirse con *drag* relativo a fricción. Este fenómeno de *arado* se presenta cuando el zapato se mueve a través de la sección de construcción o de giro y es particularmente más crítico en pozos profundos con altos ángulos. Este *arado* dependerá de la centralización del *shoe track*, diámetro del pozo y DLS. Una vez que el zapato ha pasado a través de esta sección de construcción y giro, el peso registrado en superficie se normalizará dentro de los valores esperados de fricción".

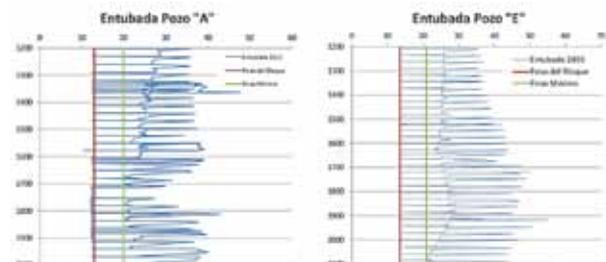


Figura 28. Peso en gancho de entubación pozos A y E.

En la campaña anterior se entubaba el *liner* ranurado con un *inner string* de 2 3/8" que permitía circular por el zapato del *liner* en caso de tener alguna obstrucción. Se utilizaron 37 PM de 4 3/4" y 41 SWDP para aplicar peso y superar el arrastre. El fluido que está en contacto con la formación es el lodo con base a agua utilizado para la perforación.

Al comprobar que la experiencia de la campaña anterior no presentaba ningún tipo de obstrucción en la entubación, se optó por sacar el *inner string* que incrementar el arrastre que tuvimos a la hora de entubar. Por otro lado, al terminar el pozo se realizó una maniobra de rectificación del pozo que al llegar al fondo se aprovechó para realizar un cambio de fluido en la sección horizontal por petróleo, para disminuir el coeficiente de fricción en pozo abierto. Por último, se incorporaron 2 PM de 4 3/4" y 9 SWDP más que las utilizadas en el pozo "A".

Como se puede apreciar en la figura 28, pese al incremento en la complejidad del pozo y los arrastres que se tuvieron en la perforación (20 tn más de arrastre para el caso del pozo "E" que el *software* enmarcó en una ventana de factores de fricción de 0,6 y 0,9), las medidas tomadas en la entubación fueron efectivas dado que se llegó a la TD buscada para la entubación con el mismo peso disponible en gancho.

Resultados

A medida que avanzó la campaña 2013-2014, hubo muchas lecciones aprendidas: se dejó de perforar de manera geonavegada para empezar a realizar los pozos de forma geométrica, se reemplazó el LWD utilizado por un perfilaje asistido y se mejoraron los tiempos operativos gracias al excelente equipo de trabajo y a la tecnología utilizada.

La suma de todos los componentes mencionados derivó en un ahorro del 23% del costo pozos realizados con seis meses de diferencia como se observa en la figura 29.

Próximos pasos

Perforación: queda pendiente probar un sistema de perforación direccional rotario, evaluar la tasa de penetración y analizar su relación costo-beneficio respecto de las soluciones presentadas en este trabajo.

Costo de perforación sin DTM

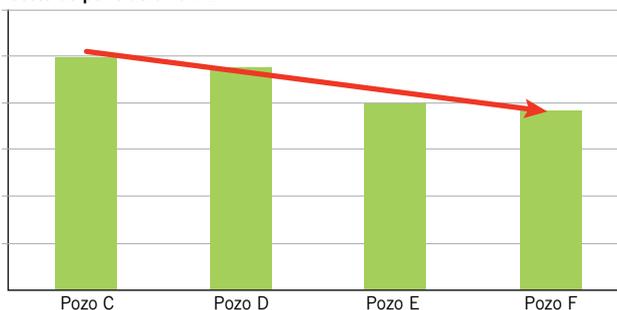


Figura 29. Evolución de los costos en la campaña 2013-2014.



Entubación: queda pendiente realizar un análisis de cargas torsionales para los cuerpos de los *casings* ranurados de la aislación. Esto permitirá, el día de mañana, rotar la cañería en pozos de mayor complejidad.

Conclusiones

Con esta experiencia, se pudo comprobar lo siguiente:

- A medida que se desarrolla una locación y las trayectorias se alejan en sección vertical, los arrastres incrementan.
- El generador de pulsos axiales ayuda a disminuir el

arrastre a la hora de deslizar con conjunto direccional, también ayuda a evitar el choque del trépano con el fondo del pozo.

- La conversión del fluido en pozo abierto de lodo por petróleo, así como la remoción del *inner string*, ayudaron considerablemente a disminuir los efectos de arrastre a la hora de entubar el *liner*.
- Con la ejecución de esta campaña se demostró el ahorro sustancial que genera perforar un pozo de manera geométrica con respecto de un pozo geonavegado en este yacimiento.
- Se replanteó la posibilidad de continuar en este camino para futuras campañas. ■

Referencias

BH: *Bottom hole* (fondo del pozo).

BHA: *Bottom hole assembly* (conjunto de fondo de pozo).

DLS: *Dog-leg severity –directional drilling–* (magnitud del desvío).

LWD: *Logging while drilling* (perfilajes durante la perforación).

MWD: *Measure while drilling* (mediciones durante la perforación).

ROP: *Rate of penetration* (velocidad de penetración).

Side track: desvío, recorrido lateral.

Side track drilling: perforación desviada.

Side tracking: desviación del pozo.

Slide (to): deslizar, desviar.

Sliding: deslizamiento, desviación.