

ACIPET

Optimización de Parámetros de Perforación en Pozos Horizontales en la Formación La Luna

Autor(es): L.M. Jimenez, J.J. Sánchez, Parex Resources

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Caso de estudio de varios pozos horizontales perforados en la formación La luna, en donde las operaciones de perforación y prácticas de viaje han sido optimizadas y estandarizadas para perforar secciones más largas con mejores condiciones de hueco en una formación naturalmente fracturada como la formación La Luna.

Las prácticas de perforación fueron optimizadas después de tener un pozo no exitoso, en donde sucedió un evento de pega de tubería con pérdida de herramientas en fondo de pozo. El proceso de evaluación se enfocó en mejorar las condiciones de limpieza del agujero y las condiciones mecánicas, analizando parámetros como hidráulicas y rotación. Las prácticas y parámetros fueron puestas en aplicación y reevaluadas en los siguientes pozos horizontales perforados en la Luna.

Los resultados del análisis realizado han sido aplicados en 5 pozos horizontales perforados en la formación La Luna sin presentarse ningún evento de pega de tubería por mala condición de hueco o mala limpieza durante las prácticas de perforación o viaje, adicionalmente las operaciones han sido optimizadas hasta el punto de perforar pozos con secciones horizontales de hasta 9000 ft sin tener problemas durante viajes, registros y corrida de revestimientos. Lo cual llevo a estandarizar el procedimiento para todos los pozos horizontales perforados en yacimientos naturalmente fracturados en los distintos miembros de la Formación La luna.

Introducción

La industria de Petróleo y Gas en Colombia ha venido en constante evolución principalmente impulsada por adelantos tecnológicos direccionados a proveer soluciones a los nuevos retos de la exploración y explotación de hidrocarburos a nivel mundial. Una de estas tecnologías es la perforación de pozos horizontales que tiene como objetivo principal aumentar el área de contacto a través del yacimiento para incrementar la producción, sin embargo, esto ya no es novedad, hoy en día no sólo se perforan pozos horizontales si no pozos de alcance extendido (MD vs TVD es mínimo 2:1) los cuales traen consigo retos adicionales a nivel de perforación. En particular en Colombia ya se ha desarrollado la operación de perforación de pozos desviados y horizontales, sin embargo, estos retos en perforación traen intrínsecamente riesgos que varían y pueden intensificarse de acuerdo a la zona donde se desarrollen los proyectos. En particular y como área de estudio de este artículo, este trabajo está enfocado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, más específicamente en la formación la Luna en el Bloque Fortuna.

El Bloque Fortuna, con una extensión aproximada de 10605 hectáreas, se encuentra en el sector Nororiental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) ubicada en el centro de Colombia (Figura 1). La secuencia estratigráfica para la cuenca del VMM abarca desde el Jurásico hasta el Cuaternario, en donde La Formación La Luna hace parte del periodo Cretácico y está comprendida por las formaciones La Renta, Galembó, Pujamana y Salada (Figura 2).

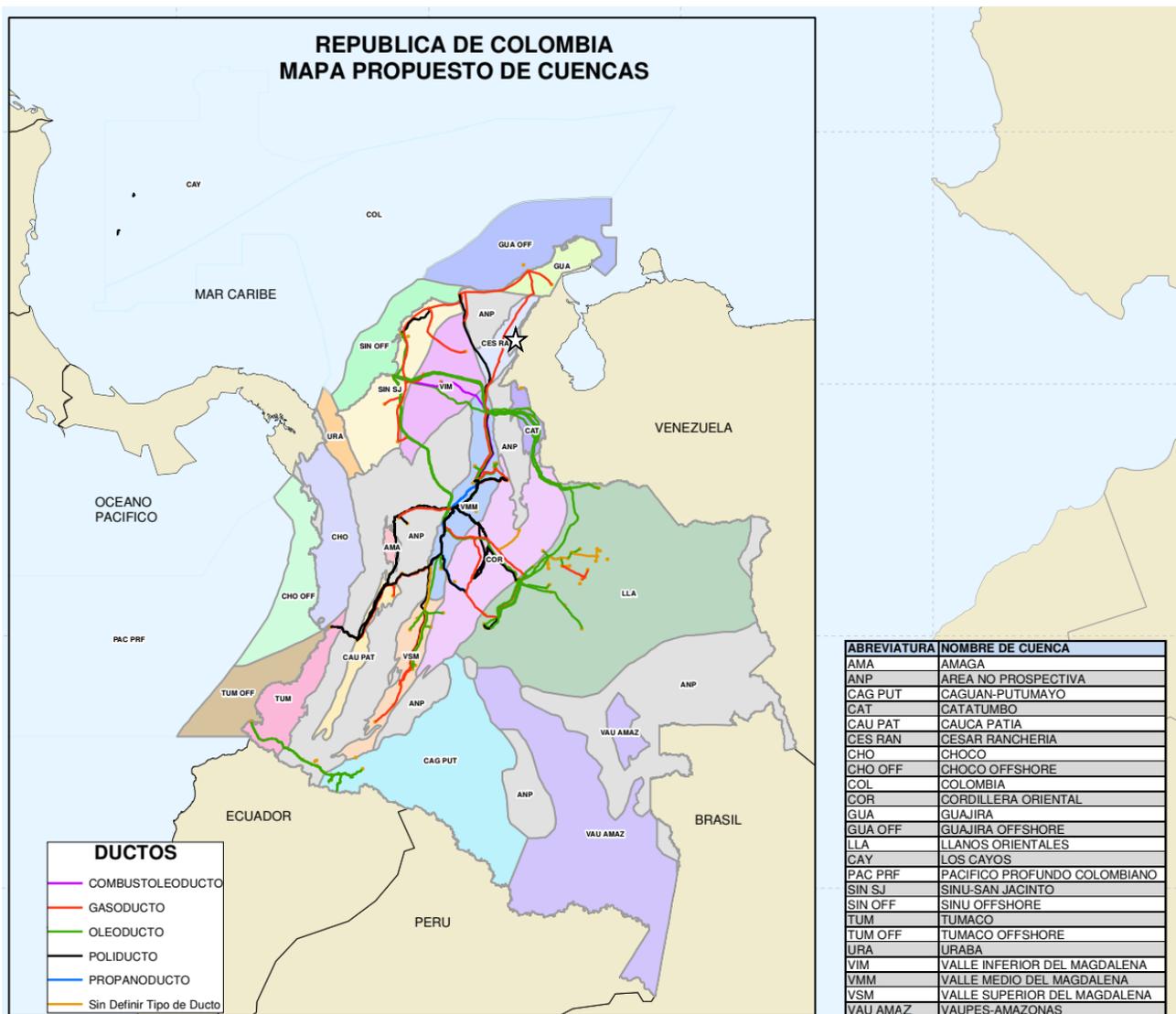


Figura 1 Mapa de Cuenca (modificado de ANH, 2022)

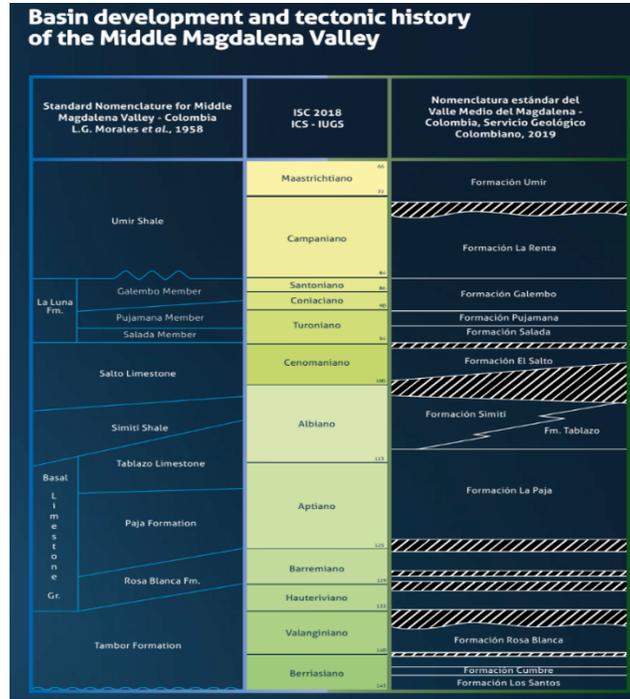


Figura 2 Columna Estratigráfica del Cretácico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Etayo-Serna, 2020)

La principal característica de estas formaciones es que son calizas y margas naturalmente fracturadas, característica que hacen de la perforación horizontal a través de estas una operación no convencional y de alta complejidad. Adicional a la condición de fracturas naturales, la complejidad estructural del área por ser una zona de fallas (Figura 3) intensifica la incertidumbre geológica y hace de la perforación en estas formaciones un real desafío. Por otro lado, y agregando un reto adicional, estas son formaciones con presiones anormales con potencial de hasta ~15 ppg. En general, estas formaciones podrían catalogarse como formaciones no convencionales, por su complejidad estructural (fracturas naturales), sobrepresión y baja permeabilidad (<0.1 mD), haciendo de estas un verdadero desafío para su exploración y explotación.

En este artículo se presenta un caso estudio que refleja la complejidad de la perforación horizontal en la formación La Luna, en donde se muestra un evento de pega de tubería con un evento de pérdida de herramientas en fondo (LIH) y como a partir de este evento las prácticas y parámetros de perforación han sido evaluadas y optimizadas resultando en la perforación exitosa del pozo horizontal más largo en Colombia a la fecha con una sección horizontal de 9931 ft y una longitud total medida de 19297 ft.

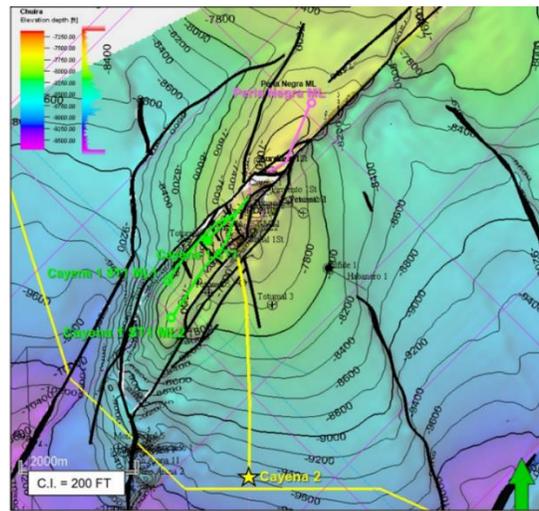


Figura 3 Mapa Estructural

Metodología y Datos

En el Bloque Fortuna se han perforado varios pozos con objetivo principal la Formación La Luna, estos pozos tienen un estado mecánico que varía dependiendo del tipo de pozo (Figura 4), pero la sección horizontal se perfora geonavegando en hueco de 6 pulgadas con sistemas rotarios (RSS, Rotary Steerable System) a través de la formación de interés dependiendo del pozo. Para este trabajo, el punto de partida será 1 pozo que denominaremos Pozo P, perforado en 3 secciones en el año 2021 con objetivo a la formación la Renta y en el cual se presentó el evento de pega de tubería y de LIH.

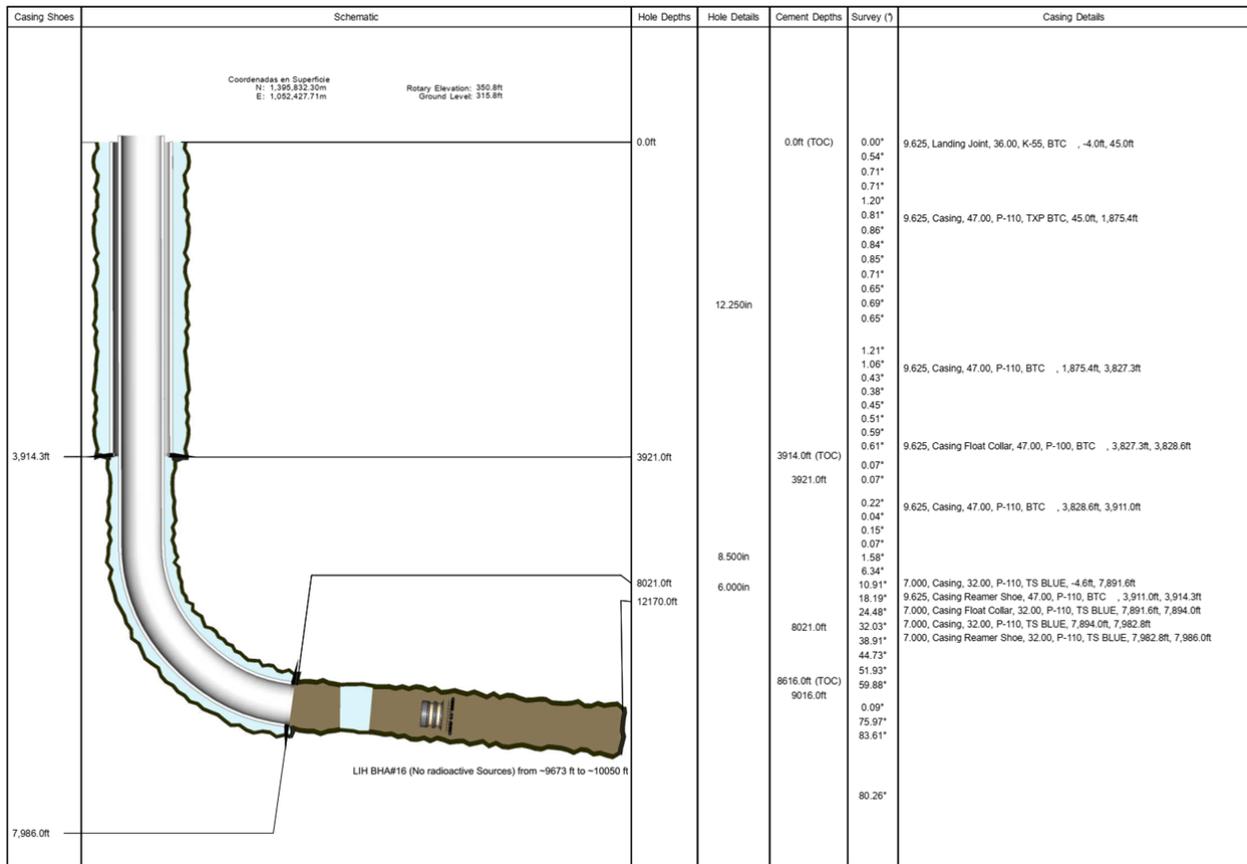


Figura 4 Estado Mecánico Pozo P

Como ya se mencionó anteriormente, la dificultad de este tipo de pozos es alta y para el pozo P se tenían varios retos que hacían del proyecto una operación compleja, pues tenía como objetivo geonavegar a través de la formación La Renta (intercalaciones de margas y calizas) atravesando por medio de una zona de fallas. Adicionalmente, por ser una formación naturalmente fracturada y sobre presurizada se tenían identificados riesgos de pérdida de circulación y de influjo. A pesar de los retos asociados al proyecto, el pozo se logró perforar sin inconvenientes con un sistema de lodo Drill In y con el sistema de manejo de presión en superficie (MPD) hasta el TD planeado 12170 ft MD, alcanzando una sección horizontal de 4184 ft (Tabla 1). Los parámetros de perforación hasta el TD fueron: MW: 11.5-13 ppg, ECD MPD: 15.2 PPG (Durante perforación y en conexiones), Q: 240-260 gpm, SPP: 3200-4000 psi, RPM: 100-120, TQ: 8-12 Klb-ft y WOB: 10-20 Klb.

POZO	Fm	Profundidad total [ft MD]	Profundidad verdadera [ft TVD]	VS [ft]	Sección Horizontal	Max. Inc [°]
Pozo P	La Renta	12170	7374	5671	4184	90.62 at 8619 ft
Pozo PL-1	La Renta	12013	7176	4705	4027	90.48 at 10506 ft
Pozo CYL-1	Galembo	13700	8654	7287	6130	87.3 at 13700 ft
Pozo CYL-2	Galembo	15000	8155	8791	7430	92.14 at 9312 ft
Pozo CY-2	Galembo	19297	10785	11325	9931	86 at 9383 ft

Tabla 1 Información Direccional de pozos Horizontales perforados

Sin embargo, durante el viaje de regreso a superficie luego de haber alcanzado la profundidad planeada del pozo (TD), ocurrió el evento de pega de tubería y posterior LIH. Después de llegar al TD del pozo, el hueco fue circulado cinco fondos arriba con Q: 240 gpm y RPM: 120-40, observando un volumen de cavings entre 0.1-02 bph. Posteriormente, al finalizar la circulación de fondos arriba, el viaje de regreso a superficie inicia con bajo caudal de circulación y sin rotación con Q: ~240 gpm y SPP: 3900 psi donde después de sacar 1000 ft, debido a un comportamiento algo errático del peso en el gancho (hookload) con algunos picos de tensión sobre el peso subiendo de la sarta (overpull) se empieza a realizar rotación a la tubería (rocking) sin mantener rotaria constante, y continua sacando con rocking unos 1000 ft más observando un arrastre evidente en la sarta con un comportamiento completamente errático en el hookload y con picos de presión hasta 10058 ft, profundidad a la cual se presenta un evento de empaquetamiento y pega de tubería con pérdida de retornos y de rotaria. Se trabaja la sarta sin éxito y se decide realizar una desconexión de la tubería (back off) dejando un LIH con herramienta RSS, MWD, LWD y DP.

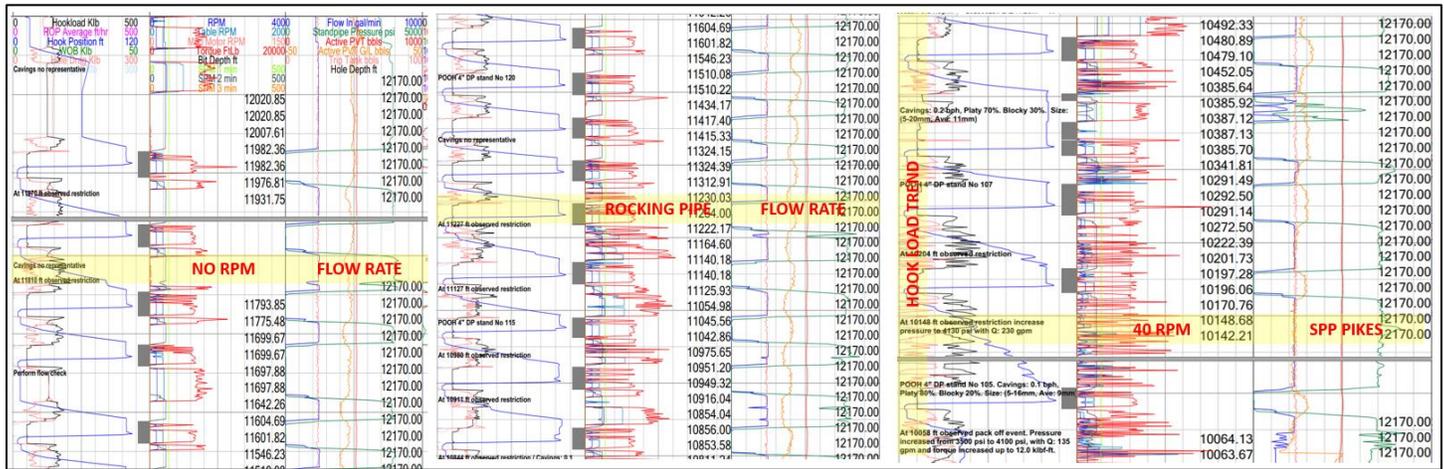


Figura 5 Parámetros de Viaje Evento de Pega de Tubería y LIH, Parex Resources, septiembre 2021

Posterior al evento de pega de tubería y LIH, se realiza el análisis detallado del evento enfocándose en las principales consideraciones

Hidráulica y limpieza del hueco

Se revisa las condiciones de limpieza del pozo P (Figura 6) donde el caudal mínimo requerido para limpiar el pozo era 180 gpm, este parámetro se cumplía con el caudal de perforación que estaba en 240 gpm manteniéndose dentro del rango de flujo laminar durante la perforación y circulación en fondo. Se realizaron 5 circulaciones, fondo arriba del volumen total del pozo para asegurar limpieza de hueco, durante el periodo de circulación no se evidencian recortes significativos de perforación (cavings) se obtiene un valor promedio de 0.2 barriles en una hora y después de realizar las circulaciones fondo arriba el número de cavings disminuye a 0.1 barril por hora. (Figura 7) a pesar de que las prácticas de limpieza en pozos de alto ángulo no infieren un volumen de cortes continuo sino por baches, No se logra evidenciar ningún cambio en el volumen de cavings observado en las zarandas, No encuentra ningún hallazgo con el parámetro caudal revisado.

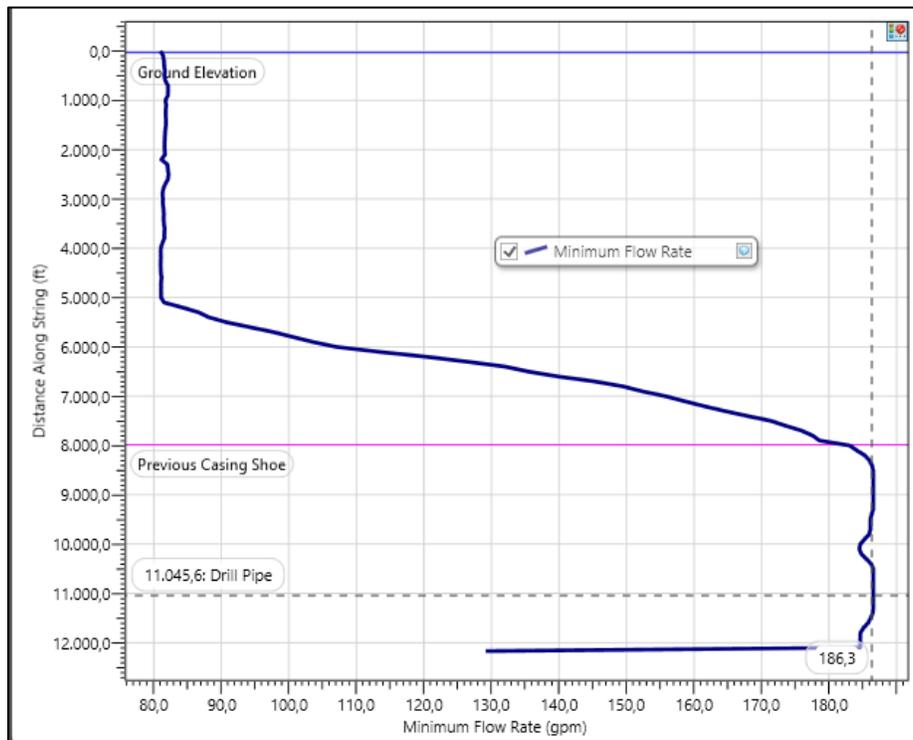


Figura 6 Caudal (gpm) mínimo para limpiar el pozo P

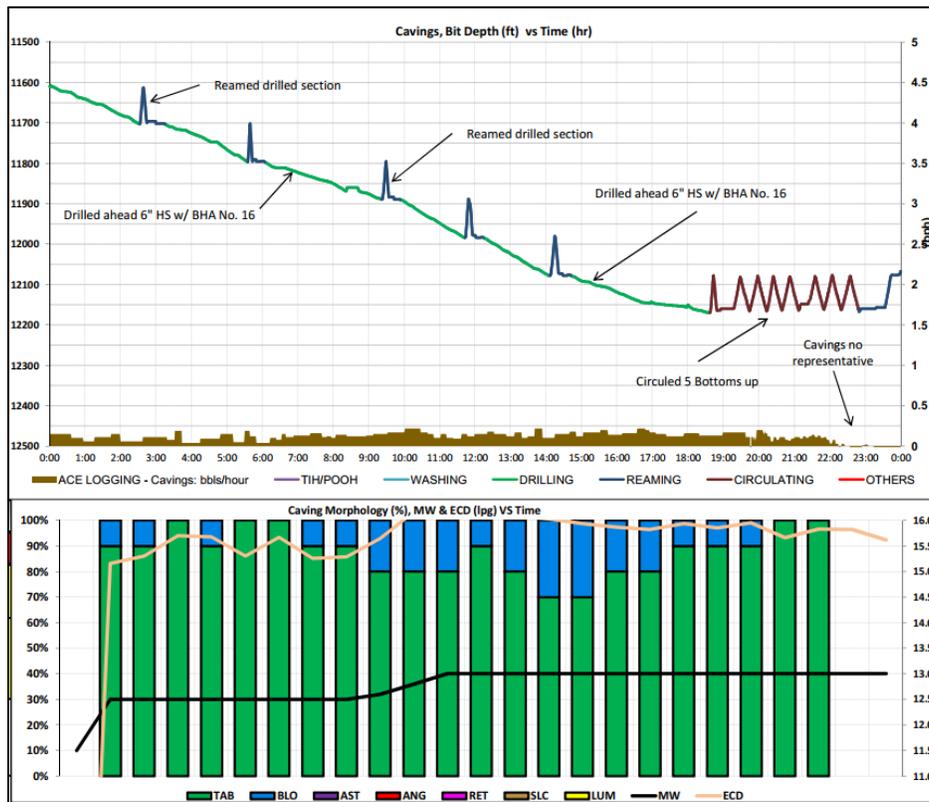


Figura 7 Reporte de recortes de perforación pozo P

Rotación

El parámetro de rotación de la tubería se considera para ayudar a mejorar limpieza de pozo y para la perforación con sistemas rotatorios RSS, durante el análisis se identifica que el parámetro de rotación (RPM, revoluciones por minuto) utilizado para la perforación de la

sección horizontal era de 120 rpm, y durante el tiempo de circulaciones fondo arriba variaba entre 120 rpm y 40 rpm, se observó un cambio en la rotación mientras se movía la sarta arriba y abajo, 70 pies de movimiento en el cual se usaban 120 rpm hacia abajo y 40 rpm en el movimiento hacia arriba

Se analiza el comportamiento de transporte de cortes en los pozos horizontales y se identifica que uno de los principales problemas al reducir las revoluciones por minuto es que empiezan a generar una acumulación de cortes al reducir la velocidad de incorporación de cortes en la zona de mayor velocidad anular, esta condición empeora cuando durante el viaje de salida se sacaron 9 paradas de tubería sin rotación continua y con circulación de 250 gpm. Se presume que esta práctica perturba la cama de cortes que se encuentra en la cara baja del pozo y al circular se mueven los cortes pero no se logran evacuar produciendo una acumulación de cortes en algún punto de la sarta de perforación.

Para realizar el viaje a superficie se sugiere realizar la operación de sacar con rotación y circulación (backreaming) usando las mismas RPM y caudal durante la perforación, asegurando altos valores (dentro de los límites de las herramientas) para que la rotación de la sarta recostada sobre la cara baja del hueco levante los cortes y el caudal vaya desplazando esos cortes poco a poco hasta superficie (no se espera que estos cortes viajen en suspensión hasta superficie pues debido al alto ángulo estos caerán unos pies atrás nuevamente, razón por la cual siempre que se realice backreaming se debe terminar el viaje en backreaming o antes de pasar a sacar en elevadores se debe circular nuevamente el pozo). A pesar de que las prácticas de viaje en pozos de alto ángulo no sugieren realizar backreaming y en su lugar infieren salir en elevadores, el backreaming es sugerido para acondicionar el pozo y ayudar a sacar cortes a superficie. La condición de rotación fue uno de los parámetros seleccionados para mantener o incrementar en el siguiente pozo a perforar y poder comparar el comportamiento de los cortes.

Durante la perforación del siguiente pozo PL-1 en sección horizontal perforando hueco de 6 in, se aplicaron los parámetros de rotación entre 120 rpm y 150 rpm perforando ajustando el parámetro para identificar si las vibraciones en fondo mejoraban sin identificar ningún cambio, se utilizó 250 gpm para perforar y se incrementó el caudal de circulación a 280 gpm durante la circulación de los fondos arriba para ayudar a limpiar el pozo, no se observó ningún cambio en el volumen de cortes que retornan a superficie. La operación de backreaming se intentó hacia arriba con 120 rpm, pero debido a la rigidez de la sarta se fue reduciendo progresivamente hasta lograrlo con 80 rpm, no se evidenciaron problemas de limpieza de hueco. Durante el viaje a superficie se encontraron varias profundidades de restricción en las cuales se tenían incremento de presión de circulación, Se bombeo una píldora viscosa para probar si la condición de hueco mejoraba, pero no se identificó ninguna mejora de la condición del pozo ni en la cantidad de recortes observados en superficie, La razón principal es porque la píldora viaja por la zona de mayor velocidad que por lo general es la cara alta del hueco (la cama de cortes se ubica en la cara baja del hueco)

Se identificaron que los principales puntos donde se presentan las restricciones correlacionan con las zonas de falla. En el pozo P el evento de pega de tubería y LIH ocurrió justo en 1 falla la cual tenía un salto de falla de aproximadamente 133 ft (Figura 8)

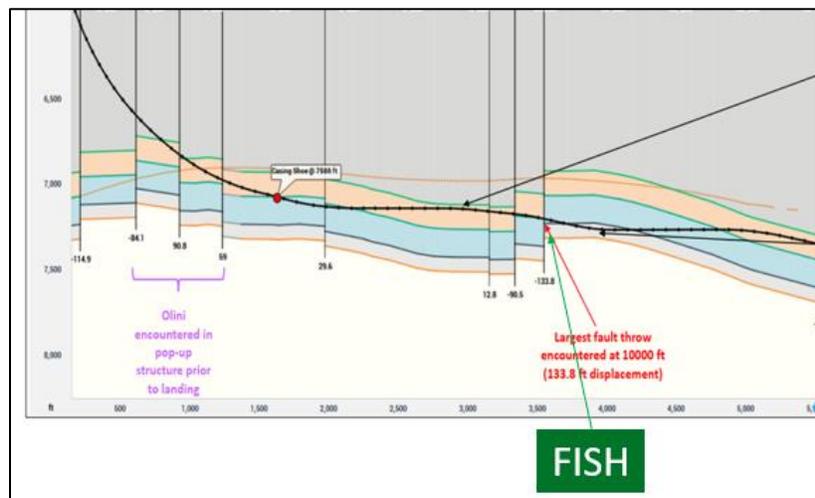


Figura 8 Vista de Perfil profundidad vs desplazamiento horizontal, Parex Resources, septiembre 2021

Debido a la incertidumbre del comportamiento al perforar a través de fallas, para los siguientes pozos se recomendó repasar cada parada de tubería durante la perforación, particularmente en estos proyectos se relaciona esta actividad para confirmación de la condición del

hueco que puede verse afectada por las inestabilidades de la falla y a medida que se perfora debido a la incertidumbre geológica. También se sugirió para dar un mayor tiempo de circulación para que los cortes de perforación puedan desplazarse arriba del ensamblaje de fondo adicional se planea perforar 2 paradas después de identificar cada falla y reparar esta zona de falla verificando parámetros antes de continuar perforando.

Adicional se recomienda circular un número determinado de fondos arriba cuando se salga del hueco abierto y se llegue al zapato del anterior revestimiento, en estos pozos el zapato aún se encuentra a más de 60° de inclinación, por lo tanto, la cama de cortes también podría estar depositada en esa sección y se sugiere hacer al menos 2 circulaciones previo a continuar el viaje a superficie en hueco revestido.

Durante la perforación del siguiente pozo horizontal CYL-1 no se presentaron restricciones mecánicas (Figura 9), como las observadas en las secciones horizontales de los pozos anteriormente mencionados lo cual lleva a estandarizar estas prácticas para los pozos horizontales perforados en yacimientos fracturados como lo es la formación La luna.

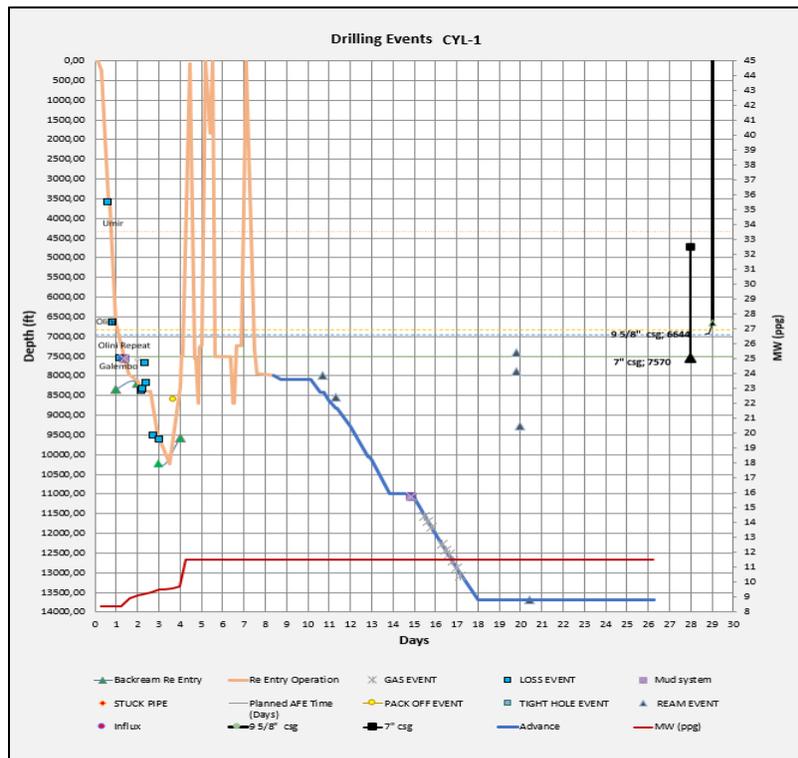


Figura 9 Eventos de perforación Pozo CYL-1

Resultados

Las prácticas que se estandarizaron para perforar y realizar viajes en los pozos horizontales de la formación La luna son las siguientes

- Prácticas durante perforación
 - Después de identificar una falla perforar 2 paradas de tubería y acondicionar esta sección de falla haciendo un viaje corto para verificar las condiciones del hueco antes de continuar perforando.
 - Repasar la parada de tubería completa durante la perforación.
 - Realizar viaje corto en punto intermedio de la sección horizontal cuando el desplazamiento horizontal es mayor a 3000 pies
 - Circular 5-7 fondos arriba del volumen total del pozo hasta superficie usando las mismas RPM y caudal durante la perforación (Para pozos con inclinación mayores a ~70°)

- Practicas durante el viaje
 - Realice backreaming en el viaje de regreso a superficie usando el mismo caudal durante la perforación y el mayor número de Rpm posibles, recomendado 80 Rpm (Dentro de los valores de trabajo de las herramientas y el comportamiento de la sarta)
 - Cuando se presente un indicativo de una pobre condición del hueco (ejemplo: aumento de presión, torque y hookload erráticos), se debe detener el viaje, bajar 1 a 2 paradas y circular hasta hueco limpio según la sugerencia ya mencionada.
 - No se recomienda el uso de píldoras viscosas para mejorar la limpieza del hueco en pozos de alto ángulo.
 - Antes de ingresar el ensamblaje de perforación al hueco revestido, circular 2 veces el volumen del revestimiento previo a continuar el viaje a superficie en hueco revestido.

Posterior al análisis del evento de pega de tubería y LIH, y a la aplicación de las prácticas sugeridas para la perforación de pozos horizontales en la formación La Luna, el resultado ha sido la perforación de más 5 pozos horizontales en la formación La Luna incluyendo pozos multilaterales en hueco abierto y el pozo horizontal más largo en Colombia a la fecha con una sección horizontal de 9931 ft y una longitud total medida de 19297 ft (relación MD vs TVD igual a 1.8:1), Pozo CY-2 (Figura 10). Sin embargo, si se referencia el Pozo CY-2 en un marco global, este se clasificaría como un pozo de alcance medio (Figura 11), sin alcanzar aún a ser clasificado como un pozo de alcance extendido, por sus siglas en inglés ERD (Extended Reach Drilling).

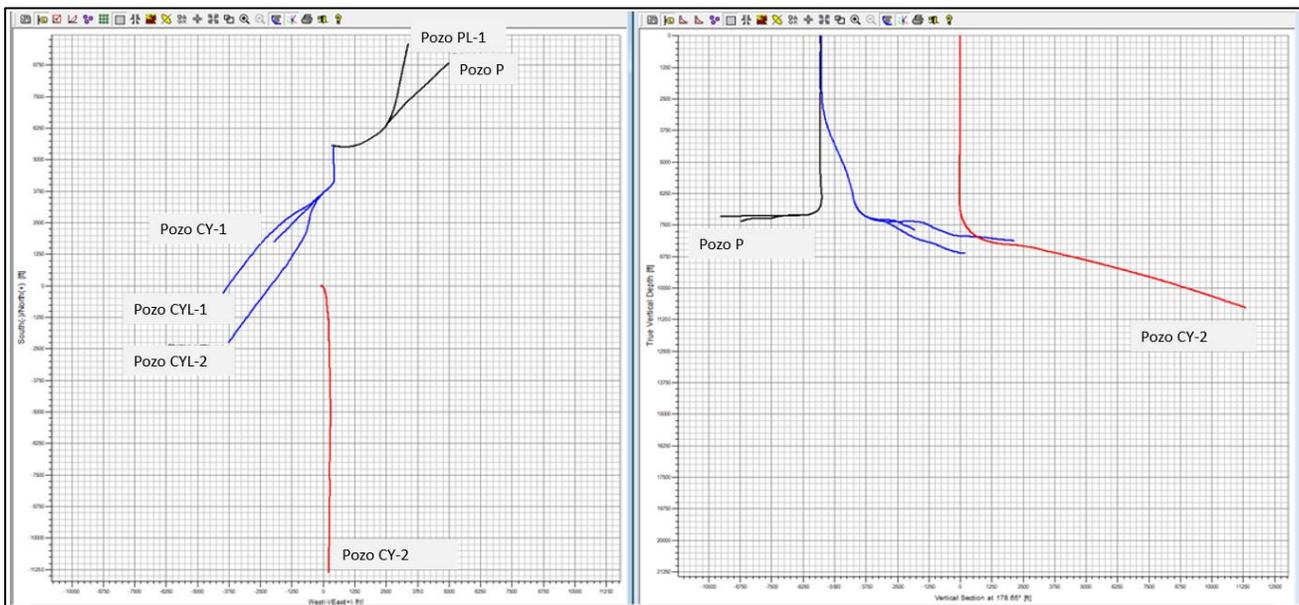


Figura 10 Perfil Direccional Pozos Horizontales en la Formación La Luna

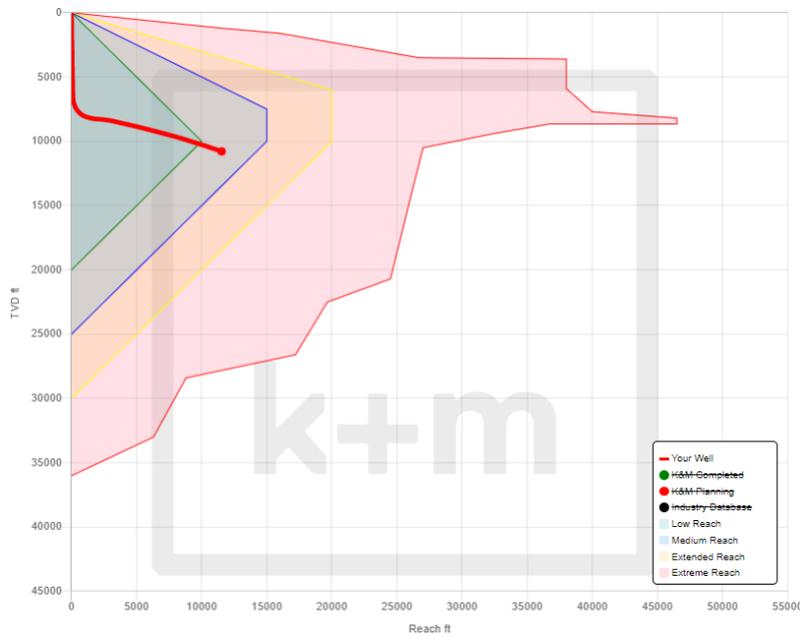


Figura 11 Survey de Pozos de Alcance Extendido Incluyendo el Pozo CY-2 (modificado de K&M 2022)

Adicional al logro del Pozo Cy-2, el performance de perforación ha mejorado tras las lecciones aprendidas del pozo P, optimizando la tasa de penetración en casi el doble del pozo Cy-2 respecto al pozo P (Tabla 2 y Figura 12).

POZO	La Luna Member	Pies perforados	ROP efectiva (ft/hr)	ROP promedio (ft/hr)
Pozo P	La Renta	4005	43	32,5
Pozo PL-1	La renta	3264	45,3	34,6
Pozo CYL-1	Galembo	5606	44	33
Pozo CYL-2	Galembo	7129	90,4	70,5
Pozo CY-2	Galembo	9902	75,3	63,2

Tabla 2 Rata de Penetración (ROP)



Figura 12 Performance de Perforación

Discusión

En este caso de estudio se ponen en práctica metodologías globalmente establecidas para la perforación de pozos horizontales donde a través de la experiencia de perforación de secciones horizontales en zonas altamente falladas en la cuenta del valle medio, se logró identificar que los parámetros, prácticas y operaciones recomendadas en diferentes publicaciones como conferencias, artículos y poster. Deben ser ajustadas de acuerdo con las condiciones de perforación (Formación, área, estructura, esfuerzos, ensamblajes de perforación) adicional se descartaron prácticas que fueron aplicadas con éxito en otro tipo de pozos horizontales y que para los pozos en estudio no aplicaron como realización de viajes en elevadores y la no realización de viajes cortos.

Conclusiones

Tras el evento de pega de tubería y LIH en el Pozo P, se evalúan y optimizan las prácticas y parámetros de perforación de pozos horizontales en la formación La Luna en el Bloque Fortuna resultando así en la perforación de más 5 pozos horizontales en la formación La Luna en sus miembros (Galembó y Salada) y en la renta incluyendo pozos multilaterales en hueco abierto y el pozo horizontal más largo en Colombia a la fecha con una sección horizontal de 9931 ft y una longitud total medida de 19297 ft (relación MD vs TVD igual a 1.8:1). Adicionalmente se logra mejorar el performance de perforación (ROP) de la sección horizontal de 6in geonavegando a través de la formación La Luna en casi el doble (~45 ft/hr a ~90 ft/hr ROP efectiva) respecto al primer pozo "Pozo P".

En los pozos horizontales perforados en la formación la Luna y La renta en Calizas con intercalaciones de margas la condición de pocos recortes (Cavings) de perforación en las zarandas no se puede considerar como práctica para determinar la limpieza de pozo

Referencias

Etayo-Serna, F. (Ed.). (2020). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena* (Vol. Volumen 23). Libros del Servicio Geológico Colombiano.

Instituto Geográfico Agustín Codazzi, ANH. (2022). *Mapa de Tierras Marzo 11 de 2022*.

K&M Technology Group (2022). Interactive Global ERD Database (I.E. Dog Nose Plot).

Hole cleaning & Hole condition Monitoring Poster (V2r11), Merlin ERD

Ogunrinde, J. O., and A. Dosunmu. "Hydraulics optimization for efficient hole cleaning in deviated and horizontal wells." Nigeria annual international conference and exhibition. OnePetro, 2012.

Dymov, S., V. Kretsul, and P. Dobrokhleb. "Drilling Optimization in Achimov Horizontal Wells by Integrating Geomechanics and Drilling Practices." SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2015.

Reconocimientos y/o agradecimientos

Agradecemos y hacemos extensión del trabajo logrado al grupo de Perforación de Parex Resources.