

ACIPET

Optimización en la Adquisición de Registros de Pozos en Hueco Abierto Mediante la Aplicación de Tecnología LWT – Campo La Cira-Infantas

E. López, SierraCol Energy; D.G. Rincón, C.C. Rincón, Ionos Directional Services;

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

La crisis energética mundial, debido a la caída en los precios del crudo a partir del año 2014, ha hecho que las compañías del sector se cuestionen acerca de las prácticas operacionales convencionales que rutinariamente han venido aplicando desde años anteriores, y las oportunidades de optimizarlas. Es allí donde, las metodologías para la adquisición de información del yacimiento, tales como los registros de pozo en hueco abierto, toman relevancia y son susceptibles de optimización y mejora. Campos maduros, como lo son la gran mayoría de reservorios en Colombia, y en particular el campo La Cira-Infantas presentan grandes desafíos tanto técnicos como económicos, que requieren ser definidos y superados en pro de prolongar la viabilidad comercial de éstos, y es aquí, donde tecnologías como el registro durante el viaje de tubería, LWT por su sigla en inglés - *Logging While Tripping*, toma gran importancia en su aplicación durante la perforación de los pozos.

Considerando lo anterior, el presente trabajo enseña los resultados de aplicar por primera vez en Suramérica la tecnología LWT en más de 25 pozos de desarrollo, tanto productores como inyectores en el campo La Cira-Infantas, durante la campaña de perforación 2021-2022, permitiendo analizar y comparar el desempeño de tres pozos tipo, bajo tres diferentes escenarios de perforación. El primero de estos, Pozo A, permitirá apreciar los tiempos base de la operación con registros convencionales en hueco abierto mediante la metodología de adquisición con cable – *WireLine*, sin tiempos no productivos por condiciones de hueco. El Pozo B, nos muestra un pozo tipo con adquisición de registros también con unidad de cable, en el que se han presentado desafíos propios de la condición de hueco para el campo, tales como hueco apretado, atrapamiento de sonda, arrastre y/o dificultad para alcanzar la profundidad final del pozo. Por último, el Pozo C, permite analizar y comparar los anteriores pozos con un pozo tipo de aplicación de tecnología LWT, mostrando los beneficios y bondades de la metodología.

Así, se logra evaluar y demostrar las optimizaciones en el manejo del riesgo, costos y tiempos de taladro, mediante la implementación de la tecnología usada en el Pozo C, donde los riesgos inherentes a la perforación en campos depletados tales como la pérdida de herramientas con fuentes radioactivas en el hueco por pegas diferenciales y/o condiciones de pared de pozo son virtualmente eliminados, conservando la calidad en las mediciones de las propiedades de formación, similares a los registros convencionales con cable – *WireLine*.

Introducción

El campo La Cira Infantas es conocido como el primer campo petrolero de Colombia, descubierto en 1918. Este campo casi alcanzó su límite económico a mediados del siglo pasado después de varios proyectos de recuperación secundaria, posteriormente, los socios Ecopetrol y Occidental Andina, OXY, decidieron implementar un proyecto de producción incremental bajo la modalidad de inyección de agua en el año 2005, por lo que a la fecha se han perforado más de 1600 pozos tanto productores como inyectores a lo largo de todo el campo alcanzando un pico de producción de 40 KBOPD. Para caracterizar nuevamente el campo era necesario realizar la adquisición de registros eléctricos triple-combo y puntos de presión en hueco abierto los cuales presentaban un desafío en algunas áreas del campo ya que no se lograba que la sonda con cable llegara a fondo siendo necesario realizar viajes de acondicionamiento o inclusive cancelar la actividad de adquisición de información, causando NPT's por sus siglas en inglés (Non Productive Time) en las campañas de perforación.

En el año 2020 luego de un año sin actividades de perforación, Sierracol Energy nuevo socio de Ecopetrol reinician actividades de perforación en el campo con la visión de alcanzar un nuevo pico de producción de 50 KBOPD. Dentro del proceso de optimización de actividades se identificó que para 2018 y 2019 se había tenido un equivalente de 255 hrs representado en (12.7%) y 100 hrs (4.6%) respectivamente de NPT's asociados a operaciones de wireline donde las herramientas no llegaron a la profundidad deseada, por lo que se decide modificar el proceso de adquisición de información reduciendo la necesidad de información en algunos pozos al registro gamma ray (GR) y resistividad (RES) los cuales se obtuvieron mediante la tecnología LWD por sus siglas en inglés (Logging While Drilling) y para aquellos pozos que se necesitaba información de Densidad-Neutrón se implementó la tecnología LWT por sus siglas en inglés (Logging While Tripping).

Desafíos en la Toma de Registros Hueco Abierto – LCI

El campo La Cira Infantas (LCI) se encuentra ubicado aproximadamente a 10 km al sureste de la ciudad de Barrancabermeja en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia (Figura 01). El campo fue descubierto en 1918 siendo el más grande en Colombia hasta el descubrimiento de Caño Limón en 1984. El campo La Cira Infantas se desarrolló bajo el agotamiento primario de las arenas A, B y C hasta 1950 cuando comenzó el proyecto de inyección de agua el cual se mantiene a la fecha con un enfoque principal en las arenas C y que se ha venido extendiendo hacia las arenas A y B las cuales se visualizan como el futuro del campo para obtener los valores incrementales de producción de petróleo esperada.

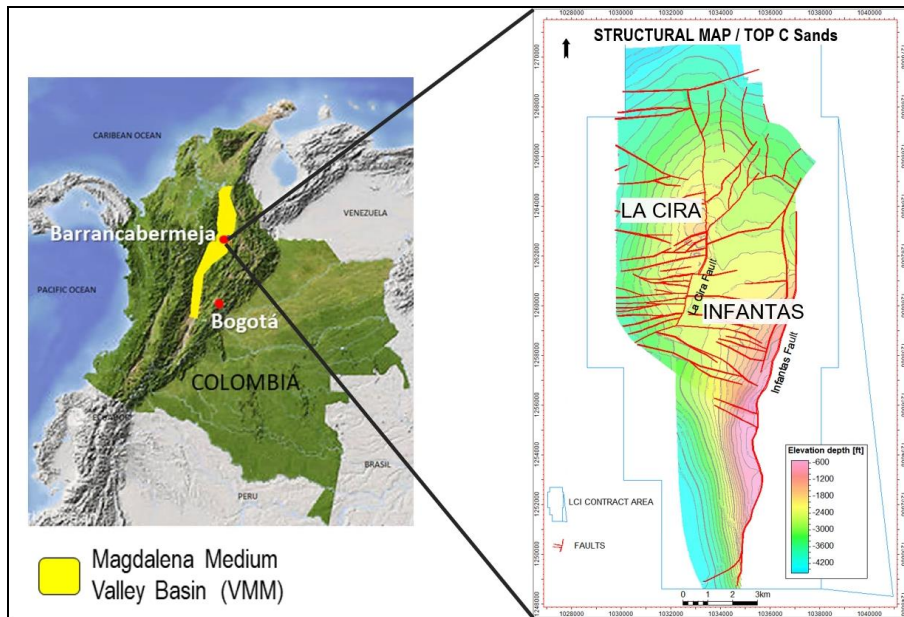


Figura 01. Mapa de localización Campo La Cira Infantas.

A continuación se encuentran las unidades geológicas del Campo La Cira-Infantas con las unidades de interés relacionadas con actividad de inyección/reinyección para recobro de hidrocarburos, concentrándose principalmente en las arenas C de la formación mugrosa (Figura 02), la cual se caracteriza por sus intercalaciones de lentes de arena y lentes de arcillas que actúan como sello y favorecen el entrapamiento. Es justamente esta condición de intercalaciones de arenas y arcillas las cuales resultan en condiciones de huecos heterogéneos con ensanchamiento en arcillas y un hueco en calibre en las arenas, las cuales son condiciones propicias para que la sonda de registros eléctricos con cable entre en estas zonas de cavernas y no llegue a la profundidad deseada.

PERIODO	ÉPOCA	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	ZONA PRODUCTORA	LITOLOGÍA	AMBIENTE DEPOSITACIONAL	
CUATERNARIO	Holoceno	DEPÓSITOS ALUVIALES			CONTINENTAL	
NEOGENO	Plioceno	Fm MESA			CONTINENTAL	
	Mioceno	Gr REAL				
PALEOGENO	Oligoceno	Gr CHUSPA	Fm COLORADO			ZONA A
			Fm MUGROSA			ZONA B
	Eoceno	ESMERALDA – LA PAZ	ZONA C			
CRETACICO	Paleoceno	LISAMA			TRANSICIONAL	
	Maastrichtiano	UMIR			MARINO (Depósitos de frente de Delta)	
	Campaniano					
	Santoniano					
	Turoniano	LA LUNA			MARINO (Plataforma exterior)	
	Cenomaniano	SIMITI			MARINO (Plataforma)	
	Albiano	TABLAZO			MARINO (Zona submareal)	
	Aptiano	PAJA			MARINO (Plataforma intermedia, dominio de tormentas hacia la parte superior)	
	Baremiense	ROSA BLANCA			MARINO (Plataforma calcárea, Planicie mareal, Sabka)	
	Hauteriviense	CUMBRE			CONTINENTAL (Sistemas fluviales a depósitos costeros, bajo la influencia de mareas)	
	Senonense	ARCABUCO – LOS SANTOS				
	JURASICO	Superior	GIRON			

Figura 02. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.
Modificado de Rolón L.F, 2004.

Estados Mecánicos Pozos Tipo. En el campo La Cira Infantas podemos encontrar dos diseños de estados mecánicos (Figura 03) con una profundidad medida promedio de 4500 ft para los pozos de arenas C y 2500 ft para pozos de arenas B. El diámetro de los revestimientos varía dependiendo de las condiciones de arenamiento, caudal de producción, tipo de completamiento y su clasificación como productor o inyector. Por conveniencia en el patronamiento del campo, la mayoría de los perfiles direccionales son tipo S con tasas de construcción de hasta 4.5 grados/100ft en el “kick off” y 3 grados/100ft en la verticalización “drop”, los pozos pueden alcanzar hasta 45 grados de inclinación que combinado con la condición geométrica del hueco aportan una dificultad en lograr llevar la sonda de registros eléctricos con cable hasta el fondo del pozo.

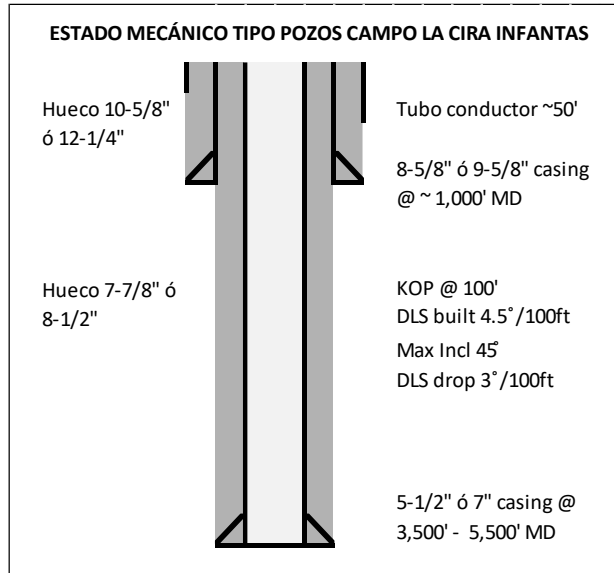


Figura 03. Estados mecánicos pozos tipo La Cira Infantas

Como se ha expuesto anteriormente, el principal desafío para la adquisición de información de registros con cable en hueco abierto es lograr que la sonda llegue al TD planeado, esto puede estar asociado a las condiciones geométricas del pozo ya sea por su inclinación y severidad en la ejecución de la trayectoria direccional, como en la homogeneidad geométrica a lo largo de toda la sección de hueco abierto por las intercalaciones de arenas y arcillas características de la formación Mugrosa.

Proyectos con economías marginales como La Cira Infantas, a pesar de su historia de producción de más de 100 años, obligan a tener un control estricto en la ejecución de sus presupuestos y por ende es importante mantener los promedios de NPT en valores inclusive por debajo del 10%, como se ha logrado en las últimas campañas de perforación bajo la filosofía fábrica de pozos. Razón por la cual los márgenes de optimización son cada vez más limitados siendo necesario mitigar problemas como lo son los asociados a la adquisición de registros eléctricos con cable en hueco abierto.

Adicional a lo anterior, y si bien no tiene una relación directa a las condiciones mecánicas propias de los pozos, el incremento de actividad a nivel mundial y la depuración de activos por parte de las compañías de servicio, han limitado considerablemente la disponibilidad de herramientas y unidades de wireline causando un incremento considerable de las tarifas contractuales que impactan negativamente la economía del proyecto. Es aquí donde una tecnología como el LWT genera valor agregado a las operaciones de perforación ya que no es necesario el uso de unidades de wireline, se disminuye el personal necesario para operar la tecnología reduciendo su exposición a los riesgos y mitigando al máximo los NPT's asociados a condiciones de hueco abierto.

Tecnología LWT

El registro durante el viaje de tubería, LWT por sus siglas en inglés (Logging While Tripping) es una técnica de registros que proporciona información para la evaluación de formación en hueco abierto muy rentable, bajo cualquier perfil de pozo, con un tiempo de equipo adicional mínimo y prácticamente sin riesgos operativos.

Su metodología se basa en que, una vez la perforación ha alcanzado la profundidad total y el pozo está en condiciones estables, las herramientas de perfilaje de LWT se lanzan en caída libre y/o bombean desde superficie hacia fondo dentro de la tubería de perforación hasta fijarlas en los collares de LWT previamente ensamblados en los componentes de perforación en fondo (BHA). Los datos se adquieren durante el viaje de tubería a superficie prácticamente sin necesidad de tiempo adicional de equipo de perforación. La tecnología permite el registro de cualquier trayectoria de pozo en hueco abierto sin necesidad de un viaje adicional o acondicionamiento del mismo. La velocidad de viaje durante la adquisición del registro en la zona objetivo puede ser de hasta 1.800 pies/hora, mientras que en revestimiento podrá realizarse a la velocidad normal definida por la compañía operadora. Durante el despliegue y el registro, las herramientas y las fuentes radiactivas están en todo momento ubicadas de manera segura dentro de la tubería de perforación (LWT collar). La rotación y circulación de la tubería se puede hacer en cualquier momento durante el viaje, lo que permite trabajar eventos con hueco apretado, alto arrastre, pega de tubería y problemas de pérdida de circulación de llegar a presentarse. En caso de pega de tubería, las herramientas de adquisición de registros y las fuentes radiactivas pueden recuperarse fácilmente con cable de acero o cable conductor.

El concepto de medición del LWT se basa en que las herramientas realizan la adquisición de la información desde el interior de los tubulares LWT, los cuales cuentan con un diseño especial para ser colocados sobre el ensamblaje de fondo de perforación (BHA). Los collares o tubulares LWT tienen secciones especialmente diseñadas para permitir que las emisiones nucleares

y de resistividad pasen del transmisor a la formación y retornen a los detectores de precisión. Dichos tubulares o collares LWT se encuentran vacíos, sin componentes electrónicos en su interior mientras se perfora, por lo que se pueden usar como collares de perforación, bajo los parámetros de rotación deseados según programa.

A la fecha, la tecnología LWT ha realizado con éxito un total de más de 1500 trabajos en países como Indonesia, Australia, Emiratos Árabes Unidos, Baréin, México, Canadá, EE. UU. y ahora Colombia, para operadores nacionales, multinacionales, e independientes. Se han realizado comparativos exitosos contra herramientas de registros con cable o LWD (referenciadas de la industria) en los que se ha validado la calidad y precisión de la medición con la tecnología LWT.

La Figura 04 muestra un diagrama esquemático de un arreglo triple combo con sus respectivos tubulares y herramientas (gamma ray, resistividad, densidad y neutrón), e ilustra el método de medición de éstas.

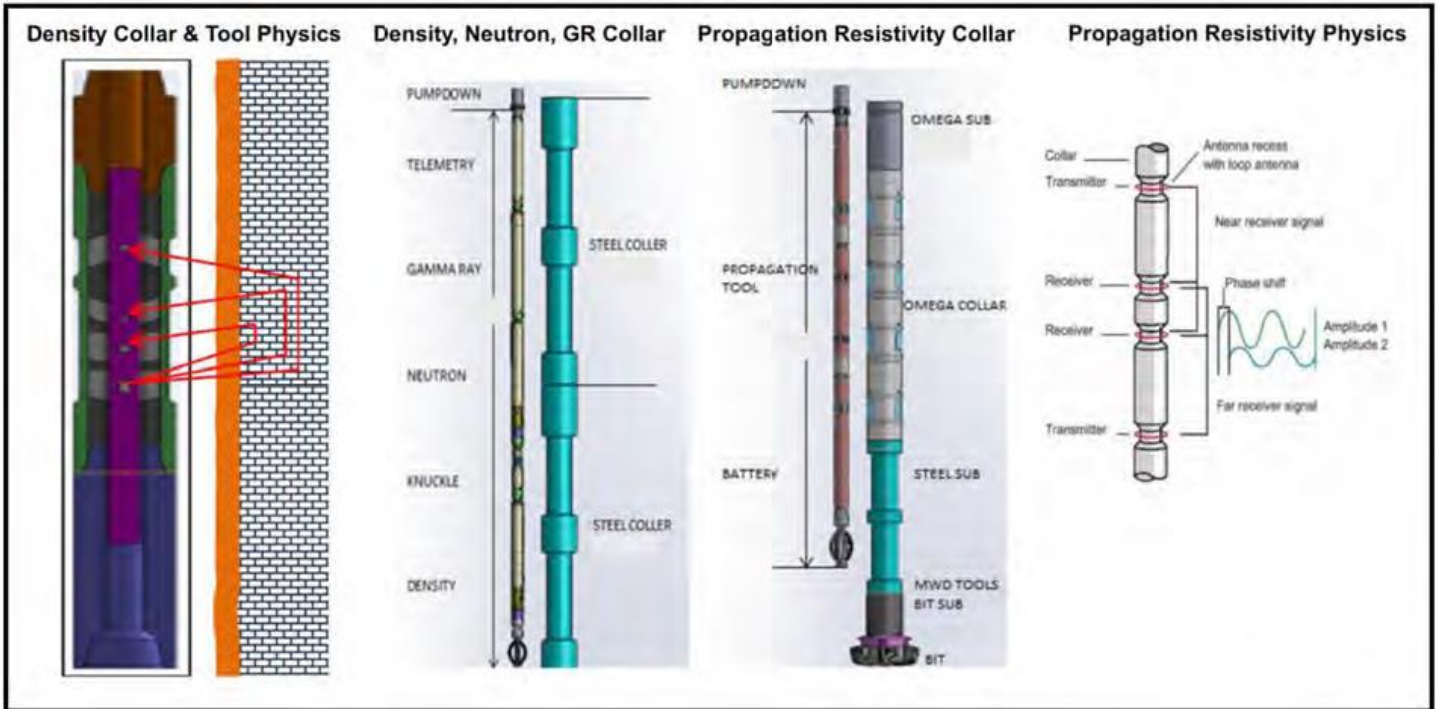


Figura 04. Diagrama esquemático de arreglo LWT triple combo (GR-RES-DEN-NEU), y método de medición de las herramientas.

La sonda de densidad esta provista de una fuente de Cs137 la cual emite partículas gamma con un nivel de energía de 662 KeV, y tres detectores de yoduro de sodio (NaI) ubicados a diferente distancia de la fuente. Los rayos gamma emitidos por la fuente interactúan con los átomos que componen la formación, en donde unos son dispersados en diferentes direcciones y otros logran retornar hacia los detectores de la herramienta. De esta forma, la herramienta mide la energía y la tasa de muestreo de los rayos gamma percibida por los detectores, ordenándolos y registrándolos según su nivel de energía. Dicho nivel de energía depende de las interacciones entre las partículas gamma y los electrones del medio, disminuyendo según la cantidad de electrones en relación a la densidad de formación. A mayor densidad de formación, mayor número de electrones para interacción y dispersión, y por ende menor energía y conteo de radiación gamma retornada a los detectores de la herramienta, y viceversa. El espaciamiento entre los detectores permite aplicar un algoritmo de corrección según la presencia de lodo en la pared del pozo y el distanciamiento entre la herramienta y la cara de la formación. Finalmente, este conteo de energía es convertido según la calibración de la herramienta a valores de densidad de formación.

La sonda de neutrón esta provista de una fuente de Americio Berilio con emisión de neutrones que puede alcanzar un nivel de energía de hasta 10 MeV, y dos arreglos de detectores He3 a diferente distanciamiento de la fuente, mediante la cual se obtiene la medición de porosidad de formación. Los neutrones de alta energía, emitidos por la fuente, bombardean la formación, y a través principalmente de su interacción con los átomos de hidrogeno del medio, disminuyen su energía, alcanzando niveles de neutrones térmicos, para posteriormente ser detectados por la herramienta. El conteo de dichos neutrones térmicos (bajo nivel de energía) en cada detector, es registrado y calibrado para producir las mediciones de porosidad en el medio que se requiera, bien sea arenisca, caliza, o dolomita. Conteos bajos de neutrones termalizados están asociados a altos niveles de porosidad, ya que a mayor cantidad de hidrógeno dispuesto en el espacio poroso de la formación, mayor será la interacción de neutrones y su decaimiento, disminuyendo su distancia de interacción y recorrido, impidiendo ser detectados por la herramienta.

Calidad de Datos LWT

La tecnología LWT ha mostrado una buena calidad de datos en comparación con los datos LWD y/o Wireline. Cabe resaltar que se debe tener especial cuidado al hacer dicha comparación teniendo en cuenta las diferencias en la física de la herramienta, las calibraciones y las diferencias en el intervalo del tiempo de registro o tasa de muestreo del mismo. La Figura 05 muestra comparaciones estadísticas entre un registro LWT, un registro LWD, un registro con Wireline y algunos análisis de núcleos en pozos perforados en medio oriente.

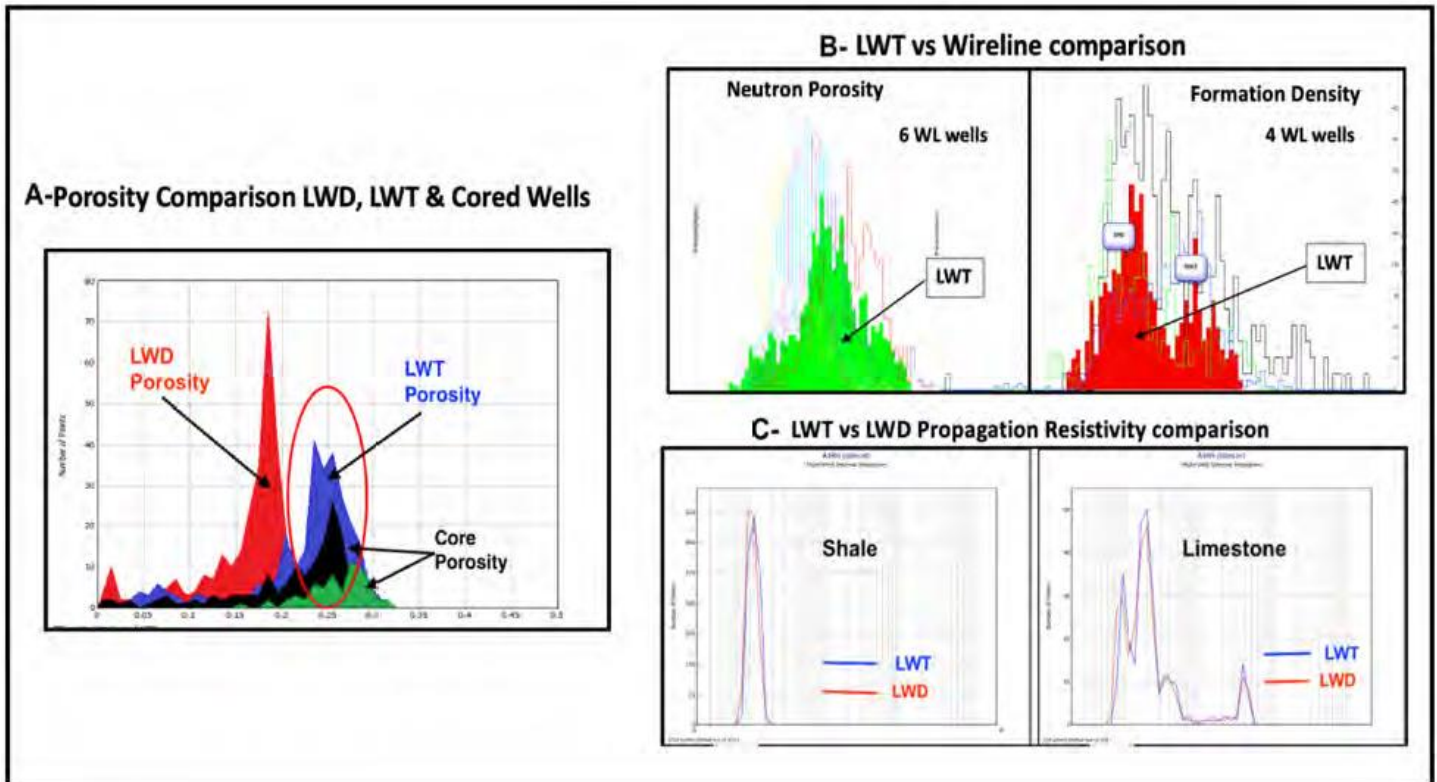


Figura 05. Comparaciones de calidad de datos entre LWT, LWD, WireLine, y datos de Núcleos.

La Figura 05-A muestra una comparación de porosidad entre los registros LWT y LWD en un pozo onshore de medio oriente. Este ejercicio mostró que la porosidad LWT está en concordancia con la porosidad del núcleo a diferencia de los datos LWD, lo que puede deberse a un problema con las calibraciones de la herramienta LWD.

La Figura 05-B muestra los histogramas de mediciones de porosidad neutrón y densidad de formación adquiridas con tecnología LWT, comparadas con las mismas mediciones para 6 y 4 pozos con wireline respectivamente. Las comparaciones han mostrado buena correlación. Las diferencias se explican por la física de la herramienta, ya que la densidad LWT se mide de forma omnidireccional.

La Figura 05-C compara las mediciones de resistividad de formación entre la tecnología LWT tipo inducción versus la tecnología LWD tipo propagación, mostrando una excelente concordancia a pesar que el LWT se ejecutó 4 días después del LWD, corroborando una buena profundidad de investigación de ambas herramientas, tomando datos de formación lejos de los efectos presentes en la cara del pozo por invasión de lodo.

Otra característica importante del LWT que contribuye a la buena calidad de los datos es el control de profundidad. Debido a que los datos LWT se adquieren durante el viaje de tubería a superficie, es posible salir del pozo a una velocidad constante continua, con la totalidad de la tubería en tensión, permitiendo un control de profundidad de los datos similar al de los datos con Wireline; contrario a lo empleado en el control de profundidad para la tecnología LWD, lo cual suele ser un desafío por las constantes variaciones durante la perforación y la capacidad limitada en la velocidad de muestreo de las herramientas. En LWT se puede adquirir data a una velocidad de viaje de hasta 1500 ft/hr (25 ft/min), similares a los datos con wireline.

La versatilidad de la tecnología ha permitido también a nivel global registrar bajo condiciones anormales de lodo, con densidad de fluido de perforación por encima de 15 a 16 libras por galón. Para esto ha sido necesario adaptar modelos de corrección y

ecuaciones diseñadas bajo parámetros de fluido normal con el fin de obtener mediciones de calidad bajo estas condiciones adversas. Lo anterior ha permitido observar que el efecto de las altas densidades de lodo es aún más pronunciado en las secciones inferiores de los pozos debido a la precipitación gravitacional de los sólidos.

Desempeño LWT Campo La Cira - Infantas

Durante el primer año de operaciones con la tecnología LWT (Logging While Tripping) en el campo La Cira-Infantas se han registrado un total de 29 pozos, un poco más de dos pozos en promedio por mes, para una eficiencia del 90%, con tan solo tres incidentes operacionales a causa de un único componente en común para los tres trabajos; cableado mal instalado sobre una de las tarjetas internas de la probeta de telemetría y que por vibración en fondo generaba reinicio de energía y por ende bloqueo en la programación de la herramienta. La tecnología, desde junio del 2021 a junio de 2022, registró 80.005 pies de formación en hueco abierto, durante 1.705 horas operativas sin inconveniente, en pozos que fueron desde los 2.811 pies hasta los 5.219 pies en profundidad medida.

El proyecto se desarrolló haciendo uso eficiente de un set de tubulares LWT compuesto por un Steel Collar y un Density Sub, un set de fuentes radiactivas con radioisótopos de Cs137 para las mediciones de densidad y de Am241Be para las mediciones de porosidad neutrón, y un par de sondas como principal y back up en cada corrida.

Como parte del programa operativo de los pozos se establecieron parámetros que permitieran una operación eficiente en los tiempos establecidos por la compañía. Para esto se definió una tasa de muestreo de un dato por segundo (1 pto/seg), orificio de asentamiento de la sonda, también llamado restricción en fondo, de 60 mm de diámetro favoreciendo mayor caudal de trabajo con la herramienta LWT en fondo, y se definieron parámetros de maniobra de tubería durante la toma del registro de máximo 40 rpm y 260 gpm, conservando un balance entre capacidad disponible para trabajo de tubería y protección a la información adquirida por la herramienta. En aquellas circunstancias para las cuales el pozo requirió mayor energía en el trabajo de tubería por condiciones de pared de pozo y arrastre, se estableció un protocolo especial el cual comprendió un incremento gradual en el caudal hasta alcanzar un máximo de 360 gpm, pudiendo ser sostenido por no más de 30 minutos continuos. De requerir continuar trabajando a dicha tasa máxima de galonaje se debería retornar a parámetros normales de 260 gpm por 15 minutos, relajar condiciones de presión y temperatura en fondo, y así volver a incrementar a máxima tasa sucesivamente.

Desde el punto de vista petrofísico, para validar la tecnología se realizó un comparativo en tres pozos donde se adquirieron los registros Triple Combo tanto en WL como en LWT (Figura 06) con el objetivo de analizar tendencia de las curvas, resolución, y finalmente identificar el porcentaje de zonas de interés que se interpretaba con los registros LWT vs WL que es la tecnología ampliamente usada en el campo, identificando una muy buena correlación entre los registros de cada herramienta.

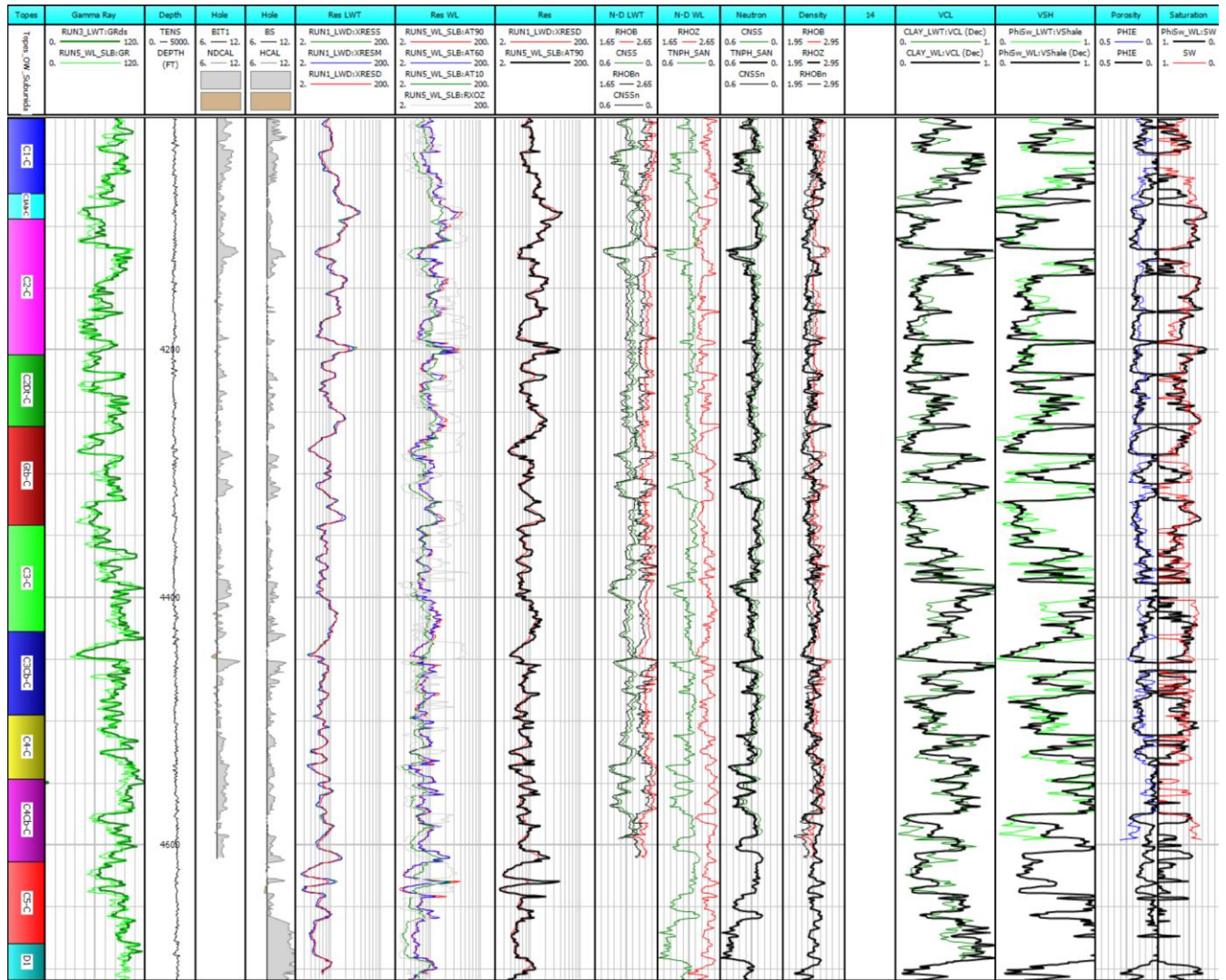


Figura 06. Comparativo de propiedades petrofísicas WireLine vs LWT. por A. Martinez, 2021, SierraCol Energy.

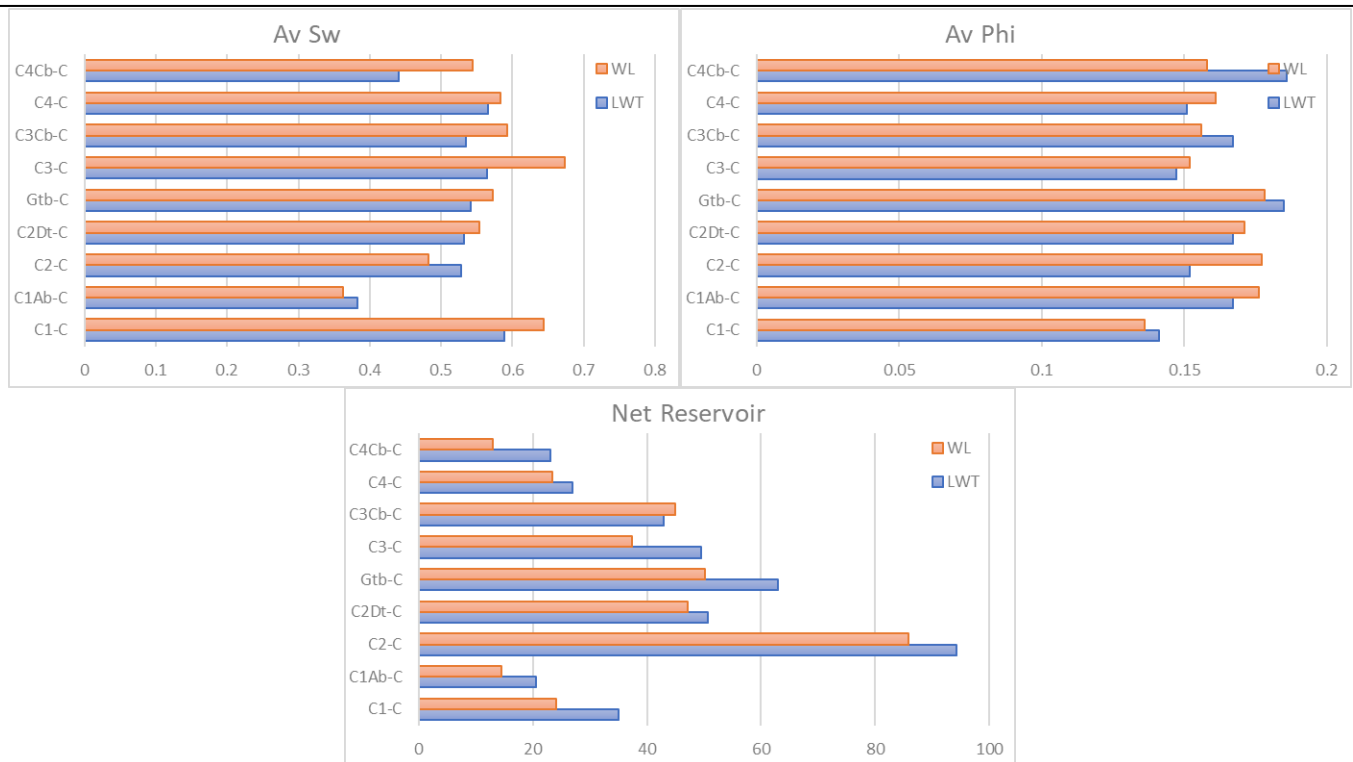


Figura 07. Comparativo de propiedades petrofísicas y zonas de interés identificado con WireLine vs LWT. por A. Martinez, 2021, SierraCol Energy.

Comparativo de Tiempos y Costos de Pozos con Tecnologías WireLine vs. LWT

A continuación, se describen los tiempos operativos y costos asociados a la adquisición de registros eléctricos en tres tipos de escenarios.

Pozo A. Registro Triple Combo en Wireline sin Tiempos No Productivos. El tiempo promedio de adquisición de registros eléctricos TripleCombo con cable en el capo La Cira-Infantas es de 7.6 Hrs incluyendo arme, corrida y desarme de herramientas. El costo asociado a la adquisición de los registros eléctricos incluyendo el costo de taladro y terceras compañías es del 10% con respecto al costo total del pozo.

Pozo B. Registro TripleCombo en Wireline con Tiempos No Productivos: Como se mencionó anteriormente las distintas condiciones geométricas del hueco representan un desafío en lograr llevar la sonda hasta la profundidad deseada, en ocasiones donde ha sido necesario realizar un viaje de acondicionamiento porque la sonda de registros no alcanzó el fondo del pozo los tiempos de adquisición de registros se incrementa hasta 33 Hrs y un costo asociado al 18% en relación con el costo total del pozo.

Pozo C. Registro TripleCombo en LWT: En este escenario hay que recordar que los registros Gamma Ray - Resistivos se adquieren en metodología LWD en memoria por lo que no generan tiempos adicionales en la perforación, y los registros Densidad – Neutrón para completar el TripleCombo se adquiere en LWT. El tiempo asociado a esta operación está en 1.5 Hrs que consiste en el tiempo de arme, liberación de la sonda en caída libre dentro de la tubería y acople en el collar del LWT; el costo asociado a la adquisición de información con esta combinación de tecnologías corresponde al 4% del costo total del pozo.

Tipo de Pozo (Método de Adquisición de Registros)	Tiempo Operación Registros Hueco Abierto (Hrs)	Costo de Adquisición de Información (% del costo total del pozo)
TripleCombo en WL sin NPT´s	7.6	10%
TripleCombo en WL con NPT´s	33.0	18%
TripleCombo en LWT	1.5	4%

Tabla 01. Comparativo de tiempos y costos de pozos con tecnología WireLine (WL) y LWT.

Conclusiones

- El análisis petrofísico indica que hay una buena correlación entre la respuesta de las curvas de registros WireLine vs LWT, en algunas unidades se identifica un mayor porcentaje de zonas de interés con LWT en comparación a WL. Con base a estos resultados, se acepta la tecnología LWT como una alternativa de adquisición de información para el proyecto La Cira Infantas.
- El uso de la tecnología LWT permite tener control sobre el BHA durante el viaje a superficie permitiendo rotar y circular en condiciones controladas si es necesario realizar backreaming.
- La tecnología LWT disminuye la cantidad de personal requerida para la adquisición de información en comparación al uso de una unidad de WireLine, lo anterior equivale a una disminución de la huella de Carbono y una reducción de exposición al riesgo del personal en la plataforma del pozo.
- La adquisición de información de registros eléctricos TripleCombo mediante la combinación de tecnologías LWD+LWT comparada con WireLine es un 6% más económica en relación con el costo total del pozo.
- La tecnología LWT reduce considerablemente el riesgo de la adquisición de datos para la evaluación de formación, ya que permite implementar fuentes radiactivas después de la perforación, solo cuando el pozo se encuentra en buenas condiciones y estable, elimina virtualmente el riesgo de pérdida de las herramientas de registros en hueco abierto gracias a su capacidad de sondas recuperables a través de la tubería, y permite la adquisición de registros de alta calidad a pesar del ambiente y condiciones de la cara del pozo, tipo de fluido, o geometría del mismo.

Referencias

1. Roswall Bethancourt, Victor Aguilar, Ali Mubarak Al Braiki, Ajay Dua. "Optimized Drilling and Logging Practices Across Depleted Reservoirs – A Case Study in ADNOC Onshore Wells Based On – A Comparative Analysis" SPE-203112-MS
2. Ignacio Nunez, Mohamed Sameer, Atef Abdelaal, Maarten Propper, Curtis Lents. "Logging While Tripping – LWT Ensures Data Acquisition in Challenging Interbedded Salt Formation in Abu Dhabi Onshore Exploration Wells" SPE/IADC-202201-MS
3. Guerrero Christine. Density Logging and Thermal Neutron Porosity – Computalog Drilling Services. 2003