

## ACIPET

# Impactos positivos de la implementación del instrumento geoquímico de espectroscopia en hueco revestido en el campo Chichimene

Autores: Luisa Diaz Ecopetrol, Maria Bustamante Ecopetrol, Carlos Contreras Ecopetrol, Franklyn Angel Ecopetrol y Luis Rodriguez Ecopetrol

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

Durante la vigencia 2021 en el proyecto de desarrollo del campo Chichimene, de la Cuenca de los Llanos, se realizó la implementación de la toma de los registros de espectroscopia en hueco revestido, para la adquisición de información del yacimiento (identificación de elementos químicos del reservorio, saturación de hidrocarburos), con el objetivo de eliminar el riesgo de "Dificultad durante la corrida y/o pega de la sonda de registros Eléctricos en hueco abierto por condiciones geomecánicas de bajas presiones de Poro". De acuerdo con los resultados obtenidos, se demostró: (1) Que es posible eliminar el impacto negativo en tiempos y costos no planeados, cuando se tiene una alta probabilidad de materialización del riesgo de pega de la sonda de registros eléctricos; (2) Reducción del 78% en los costos asociados al uso del equipo de perforación, durante la toma de registros eléctricos, comparado con el costo de uso del equipo de completamiento (Workover), durante la ejecución de la misma actividad. Partiendo de esta aplicación, se planea la masificación del uso de esta tecnología, en las campañas de perforación y completamiento de pozos de desarrollo en campos con yacimientos depletados y no depletados.

## Antecedentes y Contexto

El Campo Chichimene, se localiza en la Cuenca de los Llanos, 50 Kilómetros al Sur del municipio de Villavicencio, en el Departamento del Meta, en Jurisdicción del municipio de Acacias, Guamal y Castilla La Nueva (ver Figura 1).

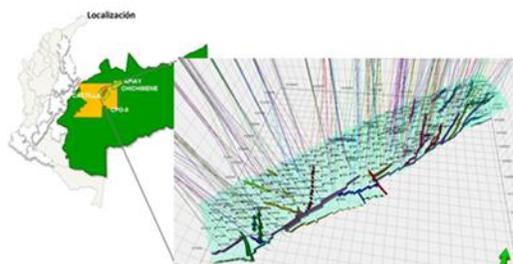


Figura 1. Polígonos de ubicación y área comercial del campo Chichimene

Los principales yacimientos productores del campo Chichimene, son las Formaciones Guadalupe masivo, Guadalupe Superior y San Fernando (Unidad operativa). Siendo San Fernando el objetivo principal de los pozos de la campaña Chichimene – vigencia 2021.

Teniendo en cuenta el comportamiento de producción, contactos de agua-aceite, propiedades PVT de los fluidos adquiridos en los muestreos de fondo y el comportamiento de presiones de la unidad operativa (San Fernando), se identifican por lo menos 3 áreas (central, norte y South West) con características diferenciales entre ellas (Ver Figura 2).

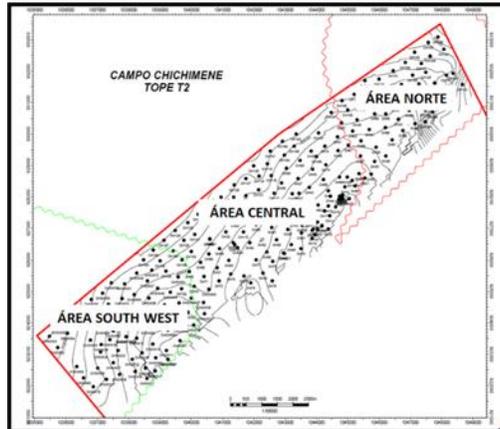


Figura 2. Definición de regiones del Unidad operativa del campo Chichimene

El comportamiento de presiones en el campo está asociado al mecanismo de recobro que cada región del yacimiento presenta (central, norte, South West). Así, para las zonas centro y sur, la presión del yacimiento evidencia agotamiento conforme la producción avanza. La región central muestra la tendencia ascendente del comportamiento de presión (MDT's de últimos pozos perforados en la zona), causada por el proceso de inyección de agua implementado, se espera que, conforme se extienda la inyección a lo largo del campo, este comportamiento se replique a las otras áreas. Si bien la región norte del campo presenta leves reducciones de presión, éstas no tienen la misma magnitud que en el resto del reservorio.

La figura 3, muestra el histórico de presiones para las diversas regiones del campo, donde se evidencia que a lo largo de la vida productiva del campo la presión de yacimiento en la unidad operativa ha disminuido<sup>1</sup>. Como se puede observar en los estudios de Geomecánica del campo, que muestran actualmente valores de Presión de Poro en un rango de 1.9 a 3.1 PPG, lo que aumentó el riesgo de NPT por pérdidas de circulación, problemas de pega de tubería y herramientas de registros corridas dentro del pozo.

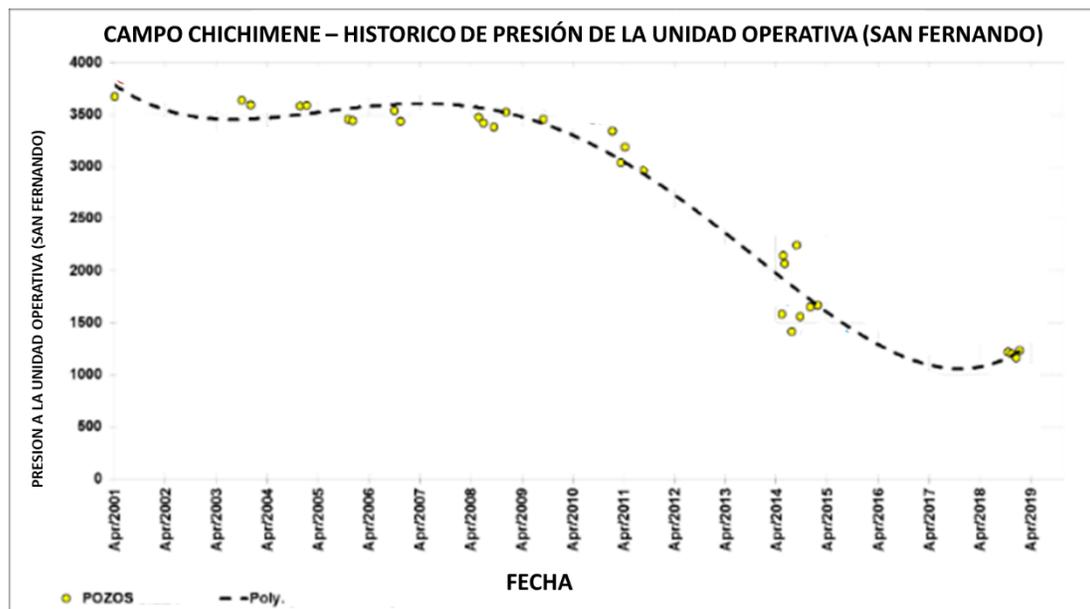


Figura 3. Histórico de presión de yacimiento del campo Chichimene

Dentro del análisis de riesgos y las lecciones aprendidas de los eventos materializados en las campañas de perforación de Chichimene, se implementó la perforación con presión de flujo controlado (MPD) para tener control del perfil de presión anular y de la presión de fondo ejercida dentro de los límites establecidos para la operación, de acuerdo con los estudios de Geomecánica del campo;

disminuyendo la probabilidad de presentarse pérdidas de circulación, pegas de tubería/herramientas corridas en pozo y daño de formación durante la fase. Sin embargo, el uso del MPD no elimina el riesgo de pega de herramientas corridas dentro del pozo, como es el caso de los pozos Chichimene A (2018), Chichimene R (2019) y Chichimene 5 (2021), donde se evidenciaron presiones de poro bajas y se materializó el riesgo “pega de la sonda de registros eléctricos en hueco abierto”. Cabe mencionar, que en el último evento de pega ocurrido en el pozo Chichimene 5 de la vigencia 2021, se incrementó el tiempo operativo en aproximadamente 150 horas, equivalente al 26% del tiempo total planeado para la fase de perforación y un aumento del 16% del costo del AFE aprobado para el pozo. En el peor escenario, donde se tenga que abandonar el intervalo de producción y se deba realizar un side track, el valor total del pozo se incrementaría en un 50% con respecto al AFE aprobado para la fase de perforación.

Con lo expuesto anteriormente y dentro del análisis de mitigación del riesgo “pega de herramientas de registros eléctricos en hueco abierto”, se propuso realizar la corrida de registros de evaluación de formación, en la fase de completamiento en hueco entubado. Para lo cual, se revisaron los contratos vigentes de las compañías aliadas, identificando que: (1) dos de estas compañías tienen la herramienta de registros eléctricos para evaluación de formaciones, identificación de reservorios y saturación de hidrocarburos aplicable en hueco revestido; (2) cuentan con la herramienta de registro Densidad – Neutrón compensado; (3) se calculó el costo de la toma del registro de espectroscopia y Densidad – Neutrón compensado para la fase de completamiento, estableciendo que con la compañía #1, se podría tener una disminución del costo del servicio en un 35% por pozo comparado con la compañía # 2, con la cual se tendría un incremento de 1% por pozo, tomando como referencia el valor estimado en el AFE de la fase de perforación (530,000 USD para 5 pozos / 80,000 USD por pozo).

### Implementación y beneficios de la herramienta Geoquímica de espectroscopia

Colombia es el primer país donde se ha implementado la herramienta de espectroscopia geoquímica en hueco entubado. La cual consta de un generador de Neutrones de alta energía pulsados con un detector de rayos gamma (Ver figura 4). Estos rayos Gamma son medidos por el detector de alta resolución de bromuro de Lantano. Este es un indicador de la composición química, mineralógica y litológica de la formación, así como la identificación de Carbón Orgánico Total (TOC – Total Organic Carbon). Algunos de los elementos obtenidos dentro del espectro de energía de gamma ray inelástico, identificados por el sistema son: aluminio, calcio, carbono, cloro, hidrógeno, hierro, magnesio, oxígeno, potasio, silicio, azufre, torio, titanio y uranio. Estos elementos se utilizan para identificar los minerales presentes en formaciones tanto convencionales como no convencionales<sup>2</sup>.

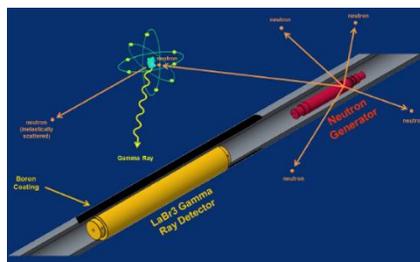


Figura 4. Diagrama esquemático de la interacción de los neutrones rápidos con los núcleos de los átomos. SPE-191411 (2018)

En la Figura 5, se contemplan 4 interacciones que se llevan a cabo durante la radiación de neutrones: elásticas, inelástica, captura y activación, teniendo estas tres últimas, la característica que producen radiación gamma. En la mayoría de las herramientas de neutrones pulsantes disponibles en el mercado, los detectores de radioactividad son de gamma, por lo que este artículo se enfoca en el análisis de las interacciones inelástica y de capturas.

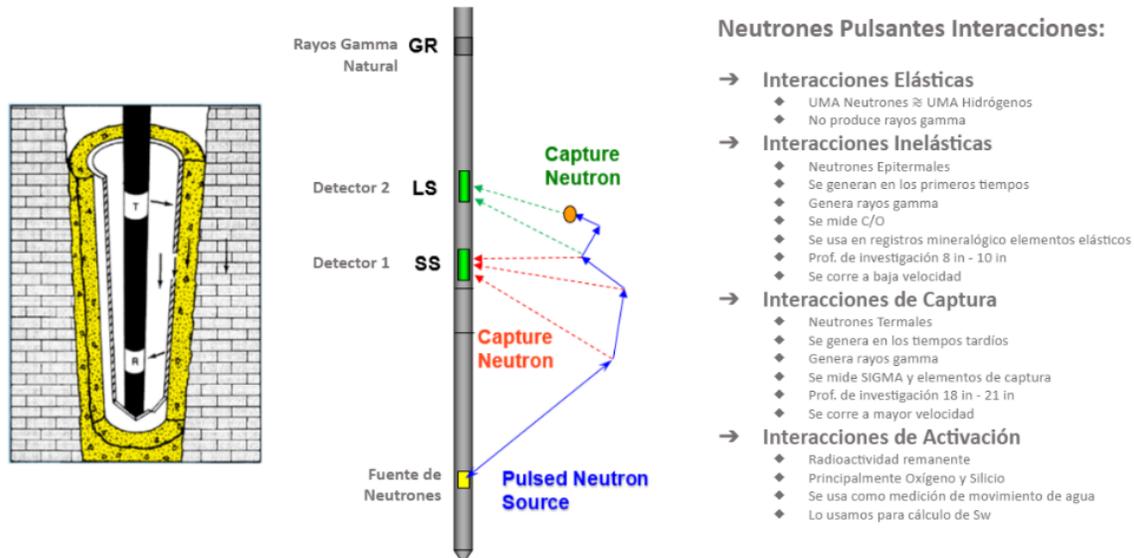


Figura 5. Interacciones de neutrones en un bombardeo con neutrones pulsante de alta energía. Oilfiled Review, Spring 2014

En simultaneo, se incorpora la adquisición de neutrón compensado en hueco revestido, ubicado en la misma sonda de registros, dado que complementa la mineralogía y densidades obtenidos, permitiendo reducir la incertidumbre del cálculo de porosidad de la formación objetivo.

De las soluciones que brinda las herramientas se encuentran las concentraciones de los elementos, sigma de la formación, la mineralogía obtenida por el cálculo de la concentración de los elementos, densidad de grano, volumen mineral de arcilla (VClay), saturación, porosidad, integración de tecnología y monitoreo de reservorio.

Si bien, la implementación del registro de espectroscopia, densidad – neutrón compensado en hueco revestido elimina el riesgo “pega de la sonda de registros en hueco abierto”, representa un desafío para el grupo de yacimientos; debido a que, al no tener la información del registro en hueco abierto, dificulta la interpretación y cálculo de la porosidad, que es un factor muy importante para la estimación de la saturación de aceite. De acuerdo con lo anterior y para entender la información adquirida de la herramienta de espectroscopia en hueco revestido de la compañía seleccionada (Compañía #1), se compararon las lecturas obtenidas de los registros tomados en hueco abierto y hueco revestido en tres (3) pozos del valle medio de magdalena: Llanito 1, Llanito 2 y Cantagallo 3.

En la figura 6, se muestra el flujo de trabajo<sup>3</sup> que se realizó para validar las tecnologías de espectroscopia de rayos gamma bajo las características individuales de los yacimientos y las condiciones mecánicas particulares de pozo.

La adquisición de la información se realizó a una velocidad de 3 ft/min, para incrementar las estadísticas en las condiciones de pozos entubados y con cemento bien fraguado. Cabe señalar, que algunas de las tecnologías probadas, fueran diseñadas para condiciones de pozo en hueco abierto, es por ello, que normalmente son corridas a una velocidad de 5 ft/min. Durante la secuencia de adquisición, fue importante el monitoreo del número de neutrones enviados (motor voltage), temperatura y relación señal-ruido. Dentro de la validación de resultados, se concluyó que los detectores preferentes para esta aplicación son los detectores de gamma de bromuro de lantano (LaBr3). Posterior a esto, se solicitó a las compañías de servicios proporcionar los espectros leídos versus los espectros teóricos para validar que la desviación no fuera significativa (spectrums matching).

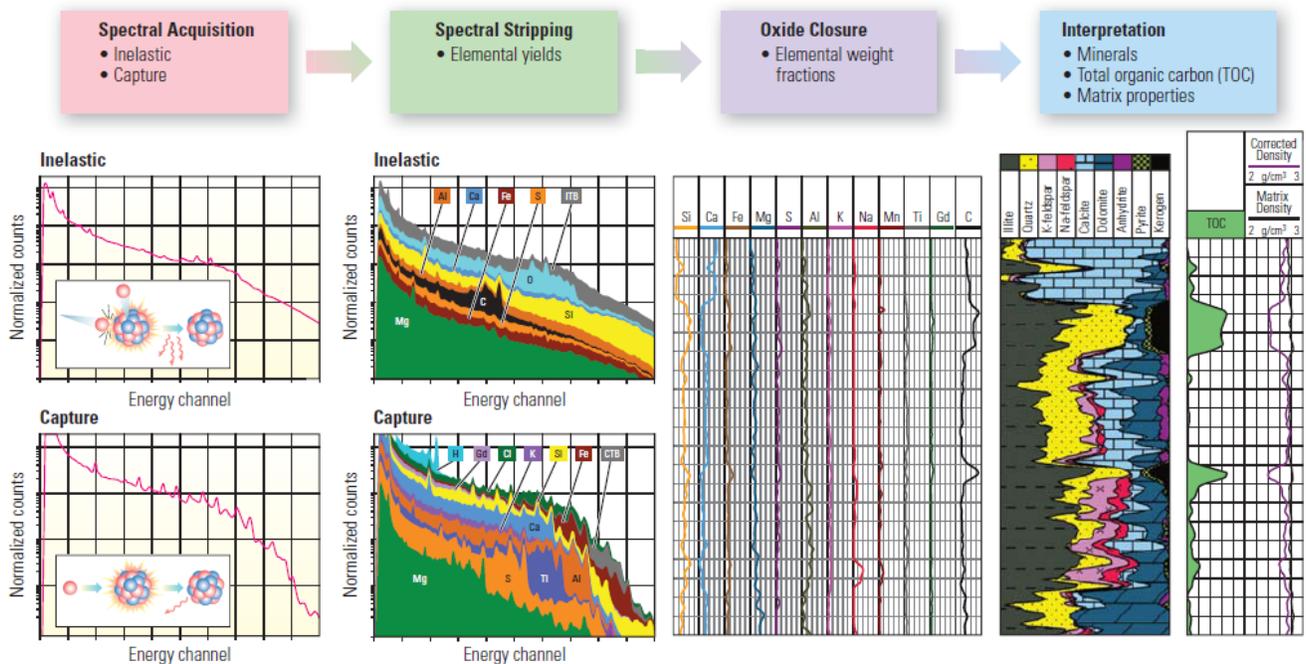


Figura 6. Flujo de trabajo para validación de tecnologías de espectroscopia de rayos gamma Oilfield Review, Spring 2014.

Una vez validada la adquisición de los datos, se procede al control de calidad del procesamiento (stripping). Este paso involucra la transformación de los espectros de energía a curvas continuas de elementos en estado puro (yields). Seguido, se realizaron las correcciones ambientales por efectos de atenuación (casing – no todos los elementos sufren atenuación, debido a que algunos elementos generan radiación gamma de alta energía) y efectos de contribución, por presencia de elementos como: hierro (Fe) del revestimiento de producción, sílice (Si) del cemento, calcio (Ca) presente en el cemento y en el fluido de perforación, carbono (C) de la invasión del filtrado del fluido de perforación cuando se utiliza fluidos base aceite (OBM). Debido a que cada compañía de servicio tiene patentada su técnica de transformación y correcciones ambientales, pueden existir variaciones en los resultados obtenidos, sin embargo, dichos resultados no deben variar aproximadamente en un  $\pm 0.005$  ft<sup>3</sup>/ft<sup>3</sup> (peso seco).

Realizado el procesamiento de las curvas, se procede con la interpretación petrofísica-mineralógica, cálculo de porosidad y de saturaciones de hidrocarburos líquidos. En esta etapa, se incorporan las características mineralógicas del yacimiento para poder acotar la estequiometría de los elementos a los minerales más predominantes en la formación. Con el cual, se generan una densidad de matriz, valor clave para la corrección de la porosidad. Para reducir la incertidumbre en los cálculos, la interpretación se realiza con una evaluación petrofísica estocástica o modelo petrofísico inverso y que el sistema de ecuaciones se resuelva integral. No se recomienda usar evaluaciones petrofísicas determinísticas. Derivado del análisis mineralógico y estequiométrico, se genera el TOC (Total Organic Carbon) que se interpreta como, el contenido de carbono no contenido en la matriz (contenido en el poro). Este dato junto con la porosidad y la densidad de matriz es usado para el cálculo de saturación de hidrocarburo (S<sub>o</sub>).

En las figuras 7 y 8, se muestran las comparaciones tanto de las curvas de carbón, porosidad, litología y la resultante final de saturación de aceite. Adicionalmente, se muestra la comparación del resultado del registro tomado en hueco abierto con respecto a la espectroscopia tomada por la compañía #1 en hueco entubado, en el pozo Llanito 1<sup>4</sup>.

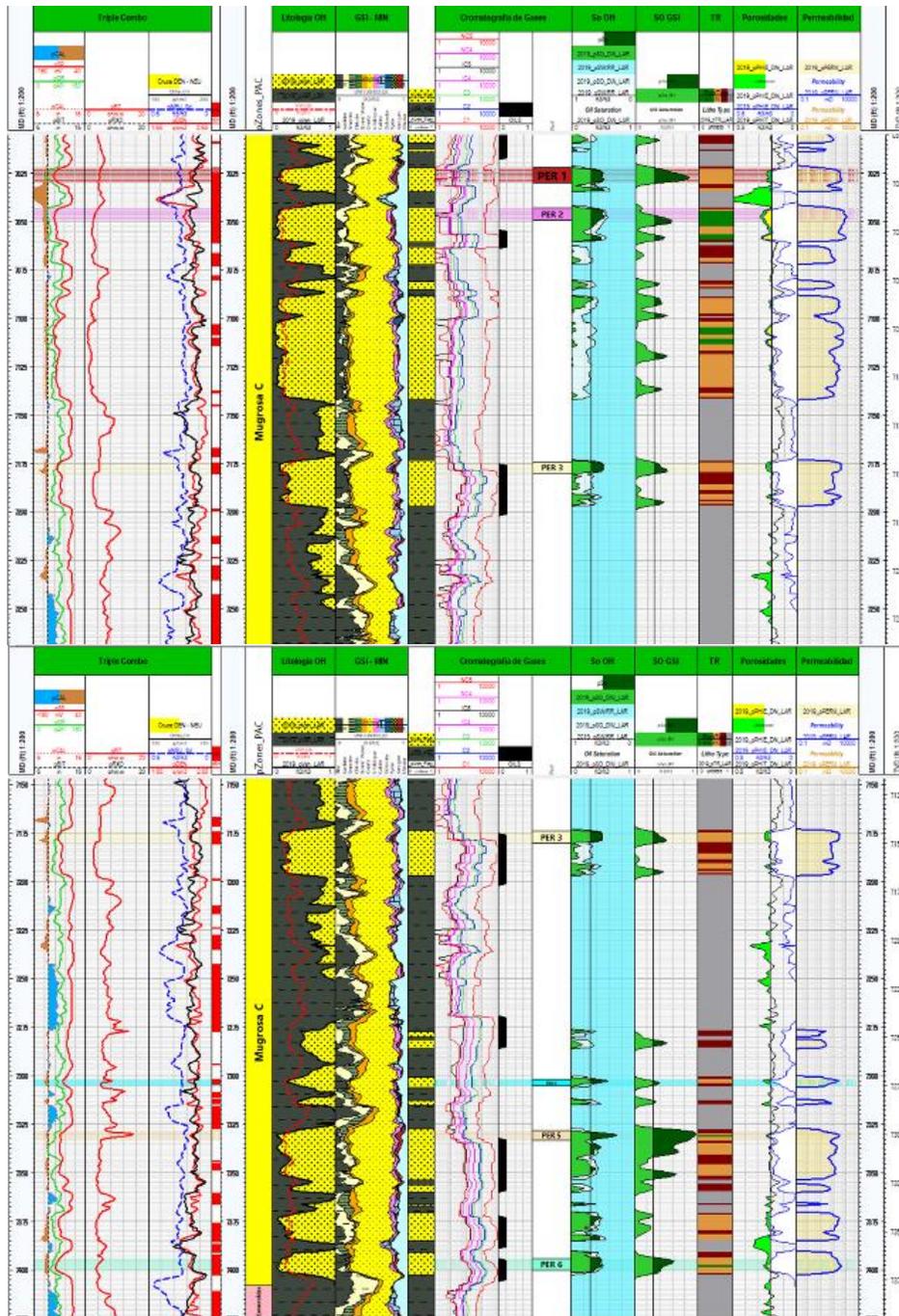


Figura 7. Comparación Triple combo vs espectroscopia pozo Llanito 1 (compañía #1).

A su vez, se compararon los espectros de energía de las herramientas de espectroscopia existentes en el mercado (compañía #1, #2 y #3), para validar la calidad de los detectores disponibles; dado que no todas van a proveer la misma calidad de lectura ni la misma cantidad de elementos medidos. Lo anterior permitió identificar el mejor lector de los minerales y así poder continuar con la implementación de estos registros en hueco revestido, lo cual se muestra en la figura 11.

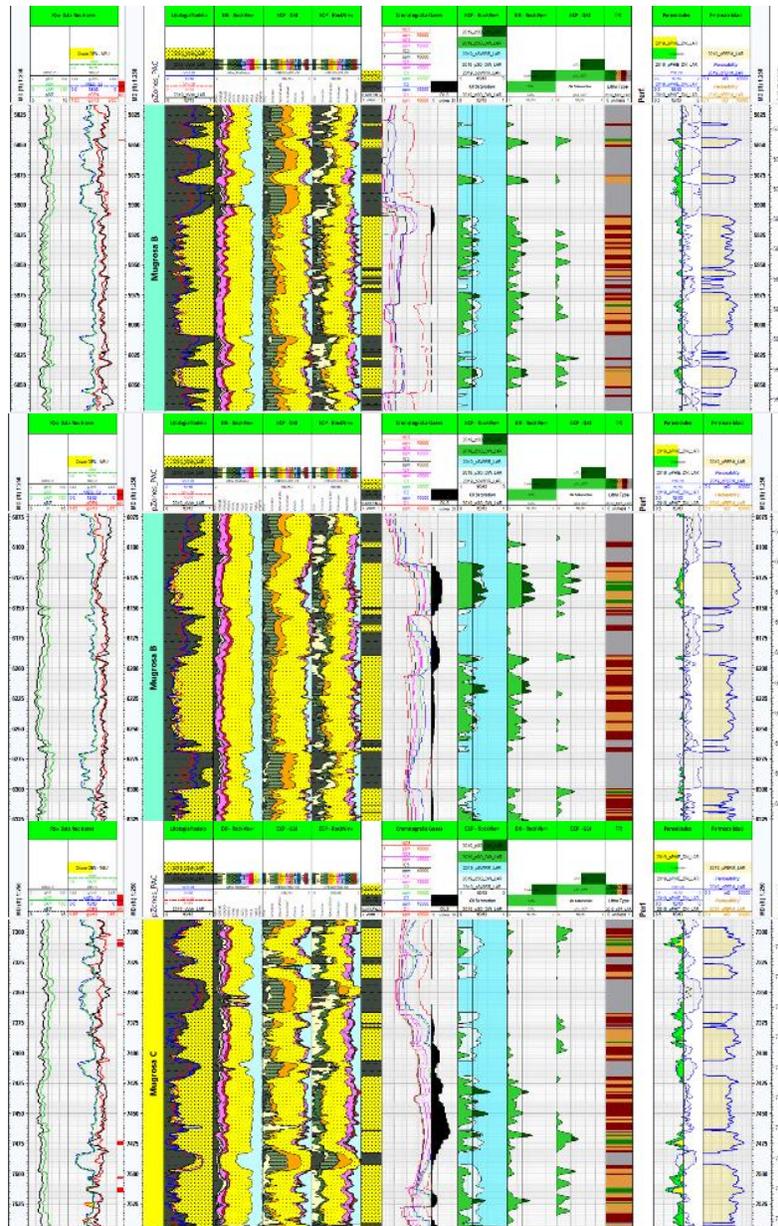


Figura 8. Comparación Triple combo vs espectroscopía compañía #1; espectroscopia compañía #3 vs espectroscopia compañía # 1 pozo Llanito 2.

Con la información recopilada por la compañía operadora estatal de Colombia, se respaldó el uso continuo de la herramienta de espectroscopia de la compañía #1; Cuyos resultados se han visto evidenciados en la campaña de Chichimene – Vigencia 2021, donde se implementó la herramienta en la fase de completamiento del campo Chichimene para 6 pozos.

### Desarrollo

Dentro de la planeación del proyecto Chichimene – Vigencia 2021, se estableció la iniciativa de la implementación de la toma de los registros de espectroscopia en la fase de completamiento, con el objetivo de eliminar el riesgo “Dificultad de correr sonda de registros Eléctricos o pega de sonda“, identificado en la matriz de riesgos del proyecto (Ver Tabla 1).

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Categoría Principal del Riesgo	Categoría del Evento	Sub-categoría del Evento	Causa Básica	Criterio de Valoración Principal	Impacto	Probabilidad	Valoración Global	Manejabilidad del Riesgo
3	Síntomas por eventos asociados a la geometría del pozo, malas prácticas operacionales, complicadas de la perforación y problemas mecánicos	Perforación	Pérdida de Integridad	Control de peso	1. Geomecánica de la formación 2. Falta de limpieza de hueco 3. Tortuosidad	1. Asegurar en la planeación las lecciones aprendidas, buenas prácticas operacionales, tendencias de formación y bases de diseño. 2. Optimización de trayectorias direccionales evitando secciones negativas, fugas superficiales, dobles ACPs y trayectorias 3D - Selección de contrapisos, eliminando estas condiciones (CH24). 3. Falta en el seguimiento de modelos de limpieza con tamaños de hueco y corpes calibrados con modelo geométrico y registros calibrados de hueco. 4. Uso y seguimiento de herramienta PWD para asegurar limpieza de pozo efectiva.	Muy Alta	Muy Baja	M	Medio
5	Cemento dentro de liner no sea el óptimo para las operaciones futuras del pozo	Perforación	Cementación	Canalización	1. Pérdidas de circulación presentadas durante la perforación de la fase, la bajada del liner y la cementación. 2. Alta contaminación en el shiva track 3. Pobre limpieza de agujero y circulación a medida que se corre el liner en hueco abierto y antes de la cementación.	1. Uso de HPC (manage pressure cementing) (Luchadas espumadas, la tecnología se ha implementado con un índice mínimo de ECD de 0.2-0.3 PPP) Habilitación pozo CH354	Alto	Baja	M	Medio
6	Pérdidas de fluido de perforación en la fase de superficie	Perforación	Pérdida de Integridad	Pérdidas de circulación	1. Mala compactación del tamero. 2. Locaciones con niveles freáticos altos 3. Incremento en el ECD por pobre limpieza del hueco por surpencia.	1. Materialización de eventos en los pozos del campo 2. Necesidad de estimación térmica durante el cumplimiento Utilización de fluidos nitrogenados con sistema PWD 3. Adecuada caracterización del tamaño de gránula de poro para la adecuada selección del tamaño de partículas	Bajo	Baja	L	Alta
8	Dificultad de correr a Peje de Sonda de Registros	Perforación	Peje de Tubera	lítraine	1. Alto tiempo de exposición de la sonda, durante la toma de presiones, muestras o en general de los registros estáticos. 2. Inestabilidad del hueco. 3. Zonas de baja y alta presión intercaladas que causen el peje de cable	1. Materialización restricción durante la corrida de registros electrónicos en la fase de 9 1/2", pozo CH260, CH276 2. Tomar registros con tubería como opción alternativa. En caso de no poder realizar la corrida de registros con cable se evaluará la opción del sistema más apropiado para la toma de registros (TDL) o DropOff).	Alto	Muy Baja	L	Alta
16	No obtención de información en zonas de perforación de avanzado	Perforación	Cementación	Mala Calidad de Cemento	1. Mala cementación 2. Cambio durante ejecución del estado mecánico por activación de contingencia. 3. Problemas en la adquisición de predios para la ubicación de los equipos en superficie (Camión Vibra) 4. Utilización de localizaciones existentes	1. Esta condición se presentó y materializó en los pozos CH200-203, en donde no se pudo adquirir información por las condiciones presentadas.	Reducido	Baja	L	Baja

Tabla 1. Riesgos identificados en la fase de perforación que son evitados si se aplica la tecnología GSI.

El flujo de trabajo inicia con la planeación, etapa en la cual se utiliza como datos de entrada, información de corazones de los pozos de correlación (acorde a disponibilidad), reportes de lodos y cementación, información de registros en hueco abierto de los pozos de correlación, survey final del pozo, estado mecánico definitivo, información litológica (topes de formaciones y FEL – Formation evaluation logging), con el objetivo de determinar el alcance que tendría la implementación del instrumento geoquímico de espectroscopia y una caracterización preliminar de la zona de interés. Como segunda instancia, la herramienta es corrida en pozo; una vez se finaliza el registro, se procede con el análisis del espectro de energía de los elementos químicos encontrados en la formación, determinando arena (alto contenido de sílice), arcilla (Alto contenido de aluminio), calcita o dolomita (alto contenido de calcio); es aquí donde la información preliminar es recolectada a nivel mineralógico, paralelamente se realiza el control de calidad con la información que previamente fue solicitada en la etapa de planeación. La información adquirida debe ser depurada y calibrada para reducir la incertidumbre y así definir los intervalos a cañonear.

La metodología para la corrida del registro en hueco entubado que se aplicó en el Campo Chichimene, incluye la toma del Gamma Ray, Densidad, Neutrón compensado (GR-RHOB-NPHI), para la estimación de volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y permeabilidad (K). Simultáneamente, se toma la espectroscopia para la estimación de Saturación de agua, aceite y la mineralogía completa de la formación. La interpretación consiste en hacer inicialmente una normalización de las curvas RHOB-NPHI con los pozos más cercanos y comparar el VCL obtenido de la interpretación de dichas curvas normalizadas con el VCL estimado por la espectroscopia, para hacer el respectivo QA/QC del proceso de normalización de las curvas RHOB-NPHI. Posteriormente, con la porosidad interpretada a partir del RHOB-NPHI, la Densidad de Matriz y el canal de Carbono orgánico resultante del registro, se procede al cálculo de la Saturación de agua y aceite (Ver figura 9).

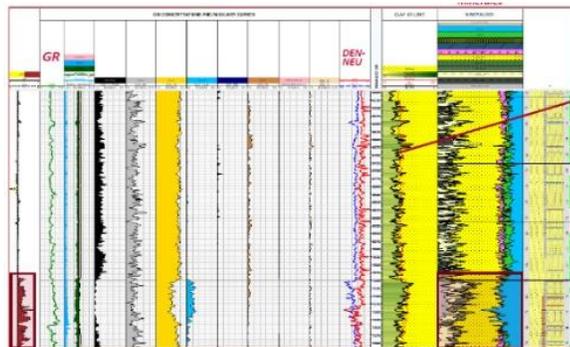


Figura 9. Template de visualización registros tomados con espectroscopia.

Se inició con la corrida de la herramienta en el pozo Chichimene 1 (marzo 2021), que constó de una exhaustiva recopilación de datos. Una vez se realiza la primera corrida de la herramienta, se evidenció la necesidad de correrla nuevamente, debido a que se vio una atenuación de las curvas del espectro inelástico de la herramienta. Como segunda instancia, se decidió correr la herramienta back up, para validar las lecturas adquiridas con la herramienta principal y back up. Lo que demostró que, las lecturas del espectro inelástico se ven atenuadas por la calidad del hueco (washout) y por el tipo de lechada de cemento usada para la cementación primaria. Sin embargo, una vez realizado el ajuste del registro de espectroscopia + densidad – neutrón compensado y la correlación con pozos de correlación, se encontraron buenos resultados de la corrida de esta herramienta en hueco revestido, dando continuidad a su implementación en 3 pozos productores de la misma campaña; obteniendo pozos exitosos en producción de crudo, de acuerdo con los valores reportados en la prueba oficial de completamiento, prueba de producción de 24 horas, en los intervalos definidos y cañoneados con los registros tomados con la herramienta.

Por otro lado, después de materializarse el riesgo de pega de la sonda en el pozo Chichimene 5, se decide tomar los registros de espectroscopia y densidad neutrón compensado en los dos pozos inyectoros de Chichimene de la vigencia 2021 (Chichimene 5 y Chichimene 6); obteniendo buenos resultados en la definición de los intervalos y el diseño del completamiento con sarta selectiva.

La Figura 10, muestra la interpretación lograda para el pozo Chichimene 5 (pozo inyector), donde fue posible normalizar las curvas RHOB-NPHI (curvas continuas roja y azul, respectivamente, del Track 5) directamente con las curvas corridas en hueco abierto (curvas discontinuas magenta y azul del Track 5). En la misma, se observa mucha similitud entre las curvas normalizadas y las corridas en hueco abierto en la mayoría de todo el intervalo registrado, a excepción del intervalo X450-X480, en este intervalo la densidad del registro a hueco abierto, es considerablemente mayor a la densidad del registro en hueco abierto; sin embargo, en ese mismo intervalo, el VCL estimado con dichas curvas (curva verde oliva del Track 6), es muy similar al VCL estimado por la espectroscopia (curva naranja del Track 6), con lo cual, se validan las curvas corridas a hueco entubado. En cuanto a la Saturación de agua, se evidencia una subestimación de la misma con la interpretación de registros convencionales elaboradas con registros a hueco abierto, incluyendo la resistividad (curva gris discontinua del Track 9), con respecto a la saturación de agua obtenida con la herramienta (curva negra continua del Track 9), muestra valores mucho más confiables conforme a lo que se espera de este sector del campo, sometido al depletamiento por la producción de pozos cercanos y más aún por el proceso de inyección de agua al que está siendo sometido en la actualidad.

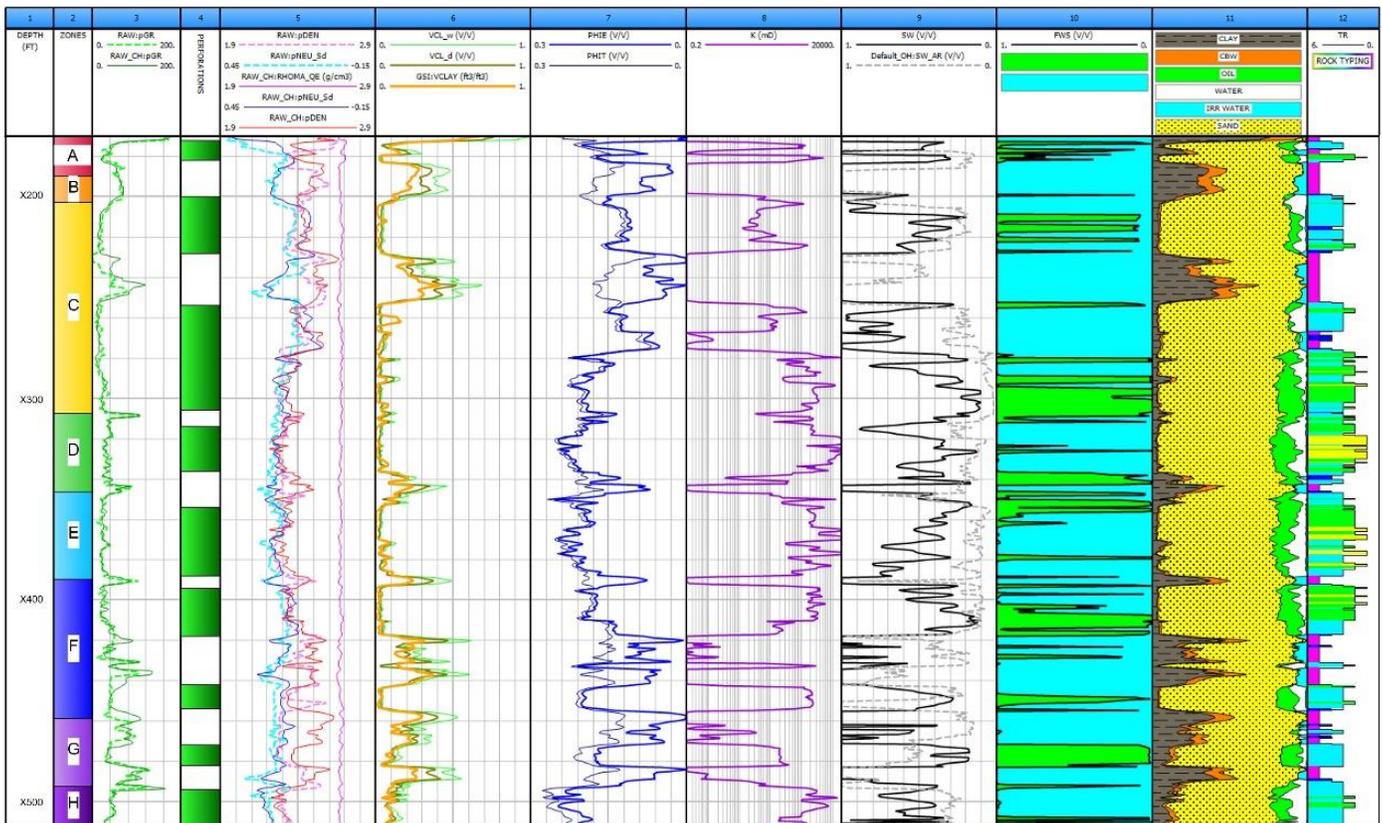


Figura 10. Interpretación petrofísica Chichimene 5

Para el Pozo Chichimene 4 (Pozo productor), no se contó con una corrida previa de registros a hueco abierto, por lo cual, la normalización de las curvas RHOB-NPHI se realizó con 4 pozos offset y cuya interpretación se muestra en la Figura 11.

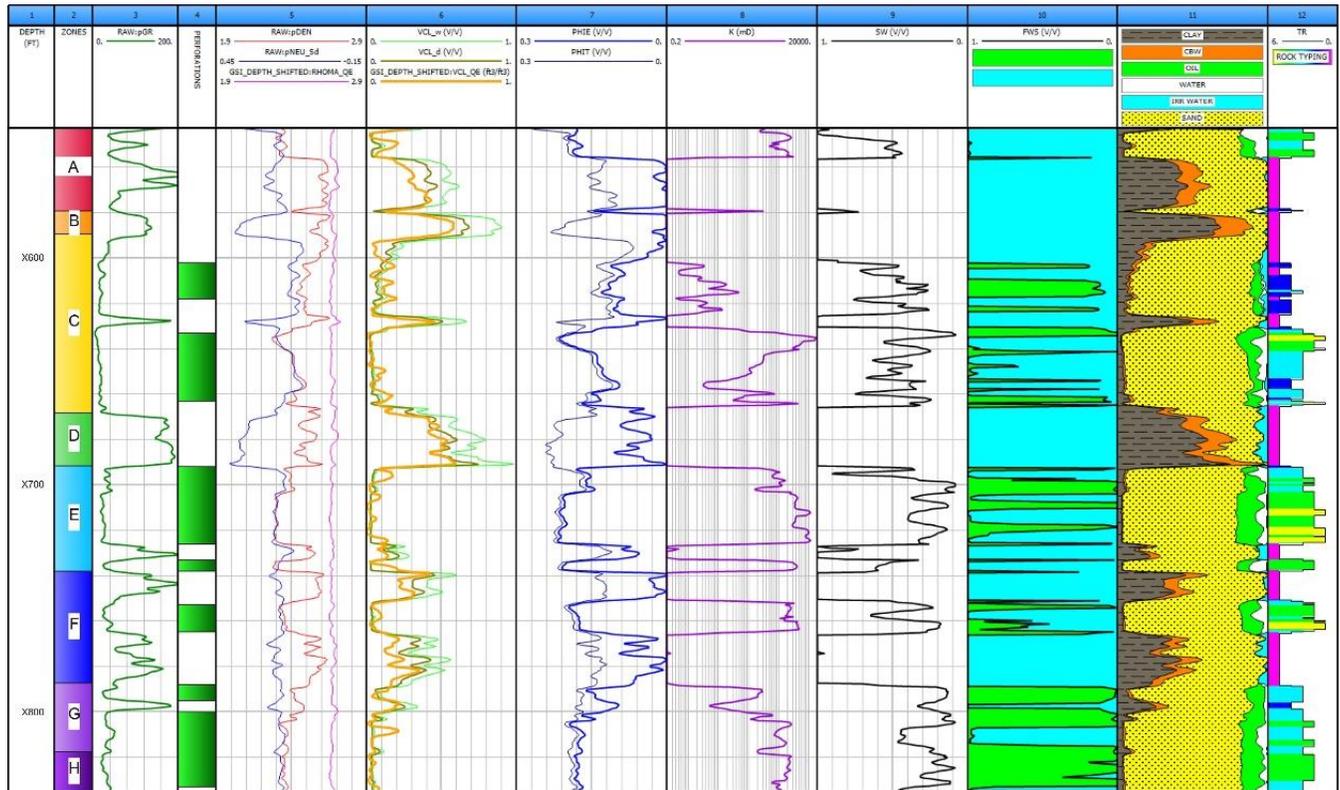


Figura 11. Interpretación petrofísica Chichimene 4

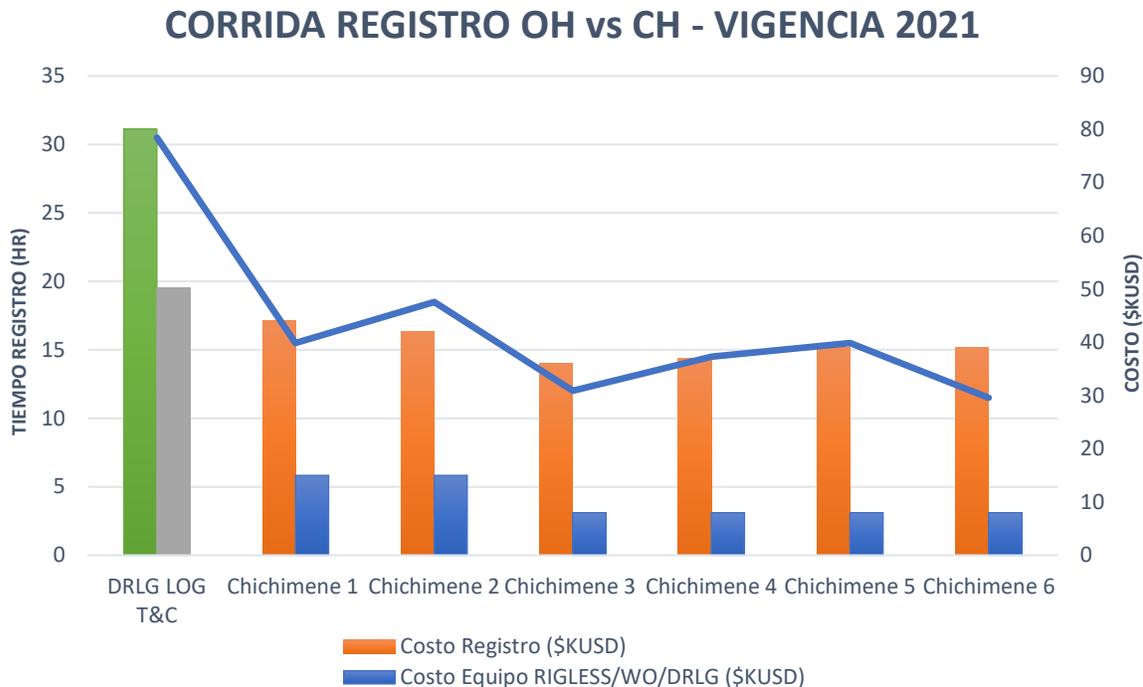
El buen ajuste observado entre las curvas de VCL (verde oliva y naranja del Track 6 de la Figura 14), valida la normalización lograda para las curvas RHOB-NPHI corridas a hueco entubado, con lo cual podemos confiar en las interpretaciones de las curvas de PHIE y K (curva azul rey y violeta de los tracks 7 y 8, respectivamente). La curva FWS (curva negra continua del Track 10) corresponde al Flujo Fraccional de Agua a condiciones de Superficie y fue estimada a partir de los análisis de permeabilidad relativa de los núcleos tomados en el área y de las curvas PHIE y K (obtenidas del RHOB-NPHI) y Saturación de agua (obtenida del GSI). Esta curva FWS, debidamente promediada para los tipos de rocas 1, 2 y 3 (barras amarilla, verde y cian del Track 12) y para los intervalos cañoneados del pozo (barras verdes del Track 4), puede ser comparada con los cortes de agua reales obtenidos por las primeras pruebas de producción estabilizadas en el pozo; al hacerlo, notamos que la interpretación lograda para el pozo Chichimene 5, es capaz de predecir el corte de agua real del pozo con un porcentaje de error menor al 6%, con lo cual se validan las corridas de las herramientas y la eficiencia de la metodología aplicada, en especial la curva de Saturación de agua (curva negra continua del Track 9 de la Figura 14) lograda con la herramienta de espectroscopía de la compañía seleccionada. Se procede a seguir interpretando la información leída de la herramienta y a su vez, la revisión de parámetros como Sigma y Yields. La información se integra teniendo en cuenta el bit size o tamaño de hueco, caliper, gamma ray espectral (Torio, potasio), carbono, aluminio, silicio, calcio, magnesio, Potasio, azufre, densidad neutrón, para hallar volumen Clay. Teniendo en cuenta el volumen por cada uno de los minerales, hallando la fracción de volumen por minerales.

### Costo-Beneficio del Uso de la tecnología de espectroscopia

Acorde con la información recopilada de registros de espectroscopia de la campaña de completamiento en campo Chichimene del año 2021, se puede evidenciar que en promedio el costo de la corrida de la herramienta es de 39 KUSD, costo que es proporcional a los pies registrados; para este caso los pies promedio del Liner de producción/Inyección está alrededor de 600 ft a 650 ft.

Así mismo, el costo de la materialización del riesgo de “pega de la herramienta en hueco abierto”, en donde se presente la pérdida del pozo y sea necesario la construcción de un sidetrack, representaría hasta 32 veces la inversión de la toma de registros en hueco revestido (Información basada en la experiencia de eventos operacionales ocurridos en las campañas 2018, 2019 y el valor estimado en la matriz de riegos de la campaña, ver Tabla 1).

En la Grafica 1, se muestra la comparación del tiempo y costo de corrida de la herramienta de espectroscopia, el costo del equipo con el que se realizó la operación (workover/Rigless) versus el costo estimado realizado en la fase de perforación, para los pozos del campo Chichimene ejecutados en el año 2021.



Grafica 1. Comparación tiempos y costos de la corrida del registro.

### Conclusiones

- a. La tecnología de registros de espectroscopia tomada en Hueco entubado es una alternativa comprobada para la adquisición de información de evaluación de formaciones (identificación de reservorios, saturación de hidrocarburos), de acuerdo con la información obtenida en la campaña de campo Chichimene – Vigencia 2021.
- b. La toma del registro de espectroscopia y densidad-Neutrón en Hueco entubado, elimina el riesgo de pega de la sonda de registros en hueco abierto, cuando se tiene un alto riesgo de pega de la sonda de registros durante las operaciones de perforación por condiciones geomecánicas de bajas presiones de Poro.
- c. Reducción del 78% del costo asociado al equipo de perforación, en actividades de toma de registros, comparado con el costo del equipo de Workover, durante la ejecución de la misma actividad, en la fase de completamiento.
- d. Masificar el uso de esta tecnología, en las campañas de perforación y completamiento en yacimientos depletados y no depletados en campos de desarrollo.
- e. Planear registros de control en hueco abierto y hueco entubado con el objetivo de alimentar el modelo geomecánico y petrofísico del campo Chichimene, a fin de mantenerlo calibrado y actualizado.
- f. Realizar la validación de otras tecnologías similares y complementarias a la usada en la campaña de Chichimene, para contar con disponibilidad de diferentes herramientas dado al volumen de pozos a ejecutar en las campañas de perforación y completamiento en el país.

### Referencias

1. Ecopetrol S.A . (2021). “*Plan de Desarrollo Integrado Campo Chichimene*. Bogotá, Colombia.”: Vicepresidencia Regional Orinoquía.
2. Pemper Richard, P. A. (2018). “A New Geochemical Logging Tool for Determination of Formation Chemistry and Mineralogy in both Conventional and Unconventional Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*” (págs. 1-17). Dallas: SPE-191411.
3. Oilfield Review Spring. (2014). “High-Definition Spectroscopy-Determining Mineralogic Complexity”. Calgary, Canada.
4. Rodríguez, L. (2022). “Interpretación de Registro de Espectroscopia en los Campos Llanito y Cantagallo [Grabado por L. Diaz]. Bogotá, Bogotá D.C, Colombia.

## Nomenclatura

**Buzamiento:** Corresponde al ángulo que forma una de sus rectas de máxima pendiente con respecto a un plano horizontal, y el sentido de buzamiento, a su vez, es el mismo que poseen estas rectas.

**Dip:** Es la Dirección del ángulo entre la vertical y la tangente del pozo.

**Down dip:** Perforación en el sentido de la inclinación de las capas geológicas.

**Evaluación Petrofísica Estocástica o Modelo petrofísico Inverso:** Se refiere a que la interpretación petrofísica de los volúmenes de los distintos minerales y otras propiedades como porosidad y saturación de agua no se hicieron a partir de un modelo matemático directo (determinístico), donde cada volumen o propiedad responden a una ecuación explícita; más bien fueron cálculos hechos con un modelo matemático inverso (estocástico), donde un sistema de ecuaciones (determinado o indeterminado), trata de hallar los volúmenes y propiedades que reproduzcan sintéticamente las curvas de entrada lo más cercanamente posible a las curvas reales corridas en el pozo.

**FWS:** Siglas que denominan flujo fraccional de agua a condiciones de superficie, el cual se puede relacionar con el corte de agua en producción del pozo.

**Gamma ray:** Registro con transmisión de rayos gamma que detecta la radioactividad natural de los elementos Torio (Th) Uranio (U) y Potasio (K), estos se encuentran en las rocas arcillosas, por esta razón pueden usarse para identificar litologías. Las areniscas libres de arcillas y los carbonatos tienen concentraciones bajas de material radiactivo, y dan bajas lecturas de Gamma Ray (GR). Cuando el contenido de arcilla aumenta, la respuesta del perfil GR aumenta debido a la concentración de material radiactivo (Schlumberger,2000).

**Inclinación:** Ángulo entre la vertical local y la tangente del pozo en un punto determinado.

**QAQC:** Siglas de “Quality Assurance/Quality Control” Es la combinación de aseguramiento de la calidad, el proceso o conjunto de procesos usados para medir y asegurar la calidad de la información, y control de calidad y procesamiento de esta.

**MDT:** Siglas de “Modular Dynamic Tester” Realiza mediciones de resistividad a fin de discriminar fluidos de formación y filtrado de lodo, tomando muestras con una sonda hasta que se tome un nivel aceptable de fluido con baja contaminación de filtrado de lodo.

**Modelo geomecánico:** El modelo geomecánico es ampliamente utilizado para evaluar los problemas de estabilidad de pozo y optimización de la perforación en campos petroleros. Incluye el estudio de la estabilidad para pozos, análisis de estabilidad de fallas y presión de fractura en las formaciones que conforman el yacimiento.

**MPD:** Siglas de “Managed Pressure Drilling”, el cual es una forma avanzada de control primario de pozo que emplea un sistema de lodo cerrado y presurizable, lo cual permite un control más preciso de los gradientes de presión anulares que el que se obtendría con la simple variación de la densidad del lodo o el caudal suministrado por las bombas.

**Neutrón compensado:** Registro que consta de recolección de información “Gamma ray (GR), bulk density (RHOB), neutrón porosity (NPHI)”

**NPHI:** Siglas de “Porosidad Neutrón”, Referente a un registro de porosidad basado en el efecto de la formación sobre los neutrones rápidos emitidos por una fuente.

**NPT:** siglas de “Non productive Time” El tiempo no planeado en el programa de perforación y que corresponde a un tiempo adicional de duración de una actividad llevada a cabo como resultado de una falla se le denomina NPT (Rabia, 2002, p 754). Esta es la causa principal de los retrasos en las operaciones de perforación, además se demostró que alrededor del 40% del NPT es causado por inestabilidad del pozo y por la presión de poro (amagos, influjo de aguas poco profundas, pérdida de circulación, la inestabilidad del pozo, derrumbes, y el atascamiento de la tubería) York et al. (2009).

---

**PBU:** Siglas de “Pressure build-up” Prueba de restauración de Presión on los medios preferidos para determinar la capacidad de flujo del pozo, la capacidad de flujo, el factor de daño y otra información. Poco después de cerrarse un pozo, el fluido del pozo alcanza usualmente un estado de reposo relativo en el cual la presión del fondo del pozo aumenta suavemente y se mide con facilidad.

**Permeabilidad:** Se refiere a la facilidad con la que los fluidos se desplazan a través del sistema poroso, es decir, cuantifica la capacidad de producción del yacimiento o de admisión en procesos de inyección para recuperación mejorada de hidrocarburos bajo ciertas condiciones, como son: tamaño y forma de los poros, concentración y conectividad de los sistemas porosos y las gargantas de poro, propiedades de los fluidos, presión ejercida sobre el fluido y concentración de fluido móvil.

**Pozos offset:** Se entiende como un pozo análogo, que se encuentra probablemente dentro del mismo campo petrolífero. Se usa la información de estos pozos (litología, registros de pozo, etc), para tratar de hacer analogías con el pozo que estás perforando, o que vas a perforar.

**Presión de poro:** presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca.

**RHOB:** El nombre más común utilizado para registro de densidad (Volumen de Densidad) que estima la densidad del sistema roca – fluido.

**Sidetrack:** Fue la primera técnica de perforación direccional para librar obstrucciones (pescados). Esta resulta de la acción de desviar un pozo para iniciar un nuevo pozo en cualquier punto de la trayectoria del pozo viejo.

**Volumen de arcilla (VCL):** Se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este parámetro puede ser determinado a partir de los registros de rayos gamma (GR) o del potencial espontáneo (SP) (Jávita, 2007).

**Yacimientos depletados:** El depletamiento del yacimiento es la reducción progresiva del volumen de petróleo – gas natural que está en función del tiempo y del nivel de extracción total del yacimiento, también se refiere al agotamiento del yacimiento a lo largo de la vida productiva del mismo.

