

ANÁLISIS DEL SISTEMA PORAL EN LODOLITAS ORGÁNICAS DE EDAD CRETÁCICA, Y SU IMPACTO EN EL ALMACENAMIENTO Y EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA

María Florencia Segovia¹, Edgar Ricardo Pérez², María Juliana Robayo¹, Gabriela Dávalos³

1: Vicepresidencia de Yacimientos No Convencionales Ecopetrol, maria.segovia@ecopetrol.com.co,
mariaju.robayo@ecopetrol.com.co

2: Instituto Colombiano del Petróleo Ecopetrol, ricardo.perez@ecopetrol.com.co

3: Ingrain Halliburton, gabriela.davalos@halliburton.com

Palabras clave: Yacimientos No Convencionales, Porosidad, Resonancia Magnética Nuclear, Valle Medio del Magdalena, Colombia

ABSTRACT

The Middle Magdalena Valley is located at the department of Santander and is the basin that was selected for the development of the Pilot Projects of Integral Research (PPII) as source rock presence along the basin. Within the area of influence of the pilot wells (area defined within a radius of 15 km), located approximately 500 km from Bogotá, capital district of Colombia, there are a few wells, and one stands out for its available information (core samples and others), that has served to evaluate the unconventional potential of the area. By applying innovative laboratory technologies like Nuclear Magnetic Resonance and Digital Rock Physics, at Halliburton's lab, we expect to reduce uncertainties related to the success reservoir characterization process of the pilot wells. This data was integrated together with Routine Core Analysis and Special Core Analysis (SCAL), obtained from the Colombian Petroleum Institute (ICP Ecopetrol's laboratory), which includes gas-filled porosity, mercury-injection porosity, permeability estimation, and geochemistry (Rock Eval). Finally, basic and special well logs information were used for building a robust petrophysical model, which includes organic and inorganic porosity curves along formations of interest.

INTRODUCCIÓN

Las rocas cretácicas ubicadas en el Valle Medio del Magdalena han cobrado especial interés con los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en roca generadora. La secuencia cretácica se extiende desde el Aptiano – Albiano (Cretácico Inferior), representado por la Fm Tablazo, seguido por la Fm La Luna (Turoniano) hasta el Campaniano. La perforación del pozo La Luna-1 en 2012, donde se extrajo el núcleo más completo de la sección cretácica en el Valle Medio del Magdalena (VMM), permitió hacer una revisión y establecer que las rocas de la parte más superior

del Miembro Galembo (Formación La Luna), correspondían con el denominado Grupo Olini, con sus tres formaciones, Lidita Inferior, Aico Shale y Lidita Superior (Fig. 1), siendo “Las Liditas” las de mayor potencial para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales debido a su composición altamente silícea y riqueza orgánica.

Las rocas del Grupo Olini que en campo han sido denominadas tradicionalmente como “cherts” o “liditas”, según un análisis petrográfico detallado corresponden a biomicritas *wackestone* finamente laminadas que exhiben silificación parcial en laminas y lentes irregulares Guerrero *et al.* (2000).

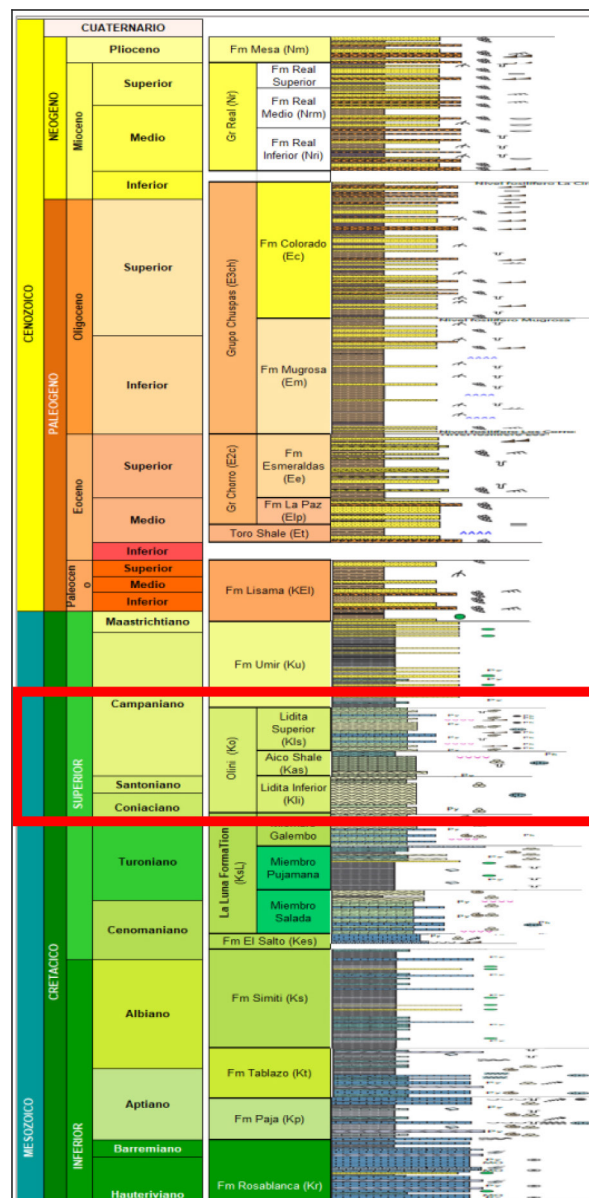


Figura 1. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

“Las Liditas” están constituidas por rocas sedimentarias de grano fino y permeabilidad extremadamente baja, que se formaron a partir de la compactación de partículas limosas y/o de tamaño arcilloso, denominadas lodolitas. Estas lodolitas suelen caracterizarse por un alto contenido de materia orgánica, lo que les ha permitido generar hidrocarburo en sectores donde la tasa de transformación y madurez se encuentran en ventana de generación.

La combinación de herramientas innovadoras como la resonancia magnética de laboratorio y la física de rocas, en combinación con otras técnicas más convencionales como petrofísica básica (análisis básicos de rutina, *Routine Core Analysis* o RCAL) y especial de laboratorio (análisis de petrofísica especial, *Special Core Analysis* o SCAL por sus siglas en inglés) han permitido construir un modelo petrofísico más robusto, con la integración de registros básicos y especiales, y reducir algunas incertidumbres relacionadas con la calidad de reservorio, la capacidad de almacenamiento y la productividad de estos yacimientos, como así también respecto de las técnicas y asunciones para medir porosidad y permeabilidad empleadas por distintos equipos y laboratorios.

El objetivo de este trabajo es evaluar la calidad de reservorio de rocas orgánicamente ricas, de baja permeabilidad, denominados Lidita Superior y Lidita Inferior del Cretácico Tardío, en el área de los pilotos de investigación integral de Yacimientos No Convencionales.

METODOLOGÍA

Ochenta (80) muestras de roca de un pozo perforado dentro del área de influencia de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), fueron utilizadas para el análisis de física de rocas (DRP por sus siglas en inglés), petrofísica básica, especial y análisis elemental (fluorescencia de rayos X). Por otro lado, 11 tapones (o “*plugs*”) cortados en un núcleo del mismo pozo, se utilizaron para los ensayos de resonancia magnética de laboratorio (RMN), física de rocas (SEM y FIBSEM) y petrofísica básica y especial. La ventaja de las técnicas RMN y SEM frente a otras (ejemplo GRI, metodología desarrollada en muestras de roca molida por el Instituto de Investigación del Gas de Estados Unidos o GRI por sus siglas en inglés) es que no son destructivas y es posible integrarlas con registros (por ejemplo, con el registro de resonancia magnética nuclear). Finalmente, cabe mencionar que los análisis de petrofísica básica y especial se realizaron en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), mientras que los análisis de física de rocas, RMN de laboratorio se realizaron en el laboratorio de Ingrain, Halliburton.

Las muestras para análisis de laboratorio fueron tomadas de la sección de 2/3 de núcleo, en la misma profundidad que los *plugs* para DRP y RMN. Los siguientes análisis también fueron considerados: difracción de rayos X (DRX), fluorescencia de rayos X (XRF), petrología (secciones delgadas), geoquímica, análisis petrofísico de rutina y presiones capilares por inyección de mercurio.

El contenido de minerales arcillosos se calculó con la técnica de difracción de rayos X, y los minerales presentes en la fracción menor a dos micras fueron estimados también del mismo modo.

El procedimiento en el laboratorio de análisis petrofísicos básicos es el siguiente:

1. Obtener y preservar 2 muestras representativas en cada profundidad (una fracción para muestra “íntegra o completa” y otra fracción para muestra molida).
2. Con la fracción completa, medir el volumen total (en bomba de mercurio) y pesar para calcular la densidad total de la muestra “*as received*”.
3. Moler y tamizar la segunda muestra de roca, en malla 20/30 hasta tener una muestra homogénea.
4. Pesar la muestra y llevar a un limpiador Soxhlet. Terminar la limpieza y el secado con humedad controlada (60 °C-40 %). Pesar. Luego de medir el volumen de grano en la muestra molida utilizar el porosímetro de Boyle para la estimación de la porosidad.
5. Estimar la permeabilidad de matriz (Km) utilizando la muestra molida en el Shale Matrix Permeameter (SMP-200) GRI Method (GRI95/049,1996).

La porosidad determinada en muestra molida corresponde al valor de porosidad total. La saturación de agua se determina con el método *Dean Stark*, basado en cálculos de balance de masas. Con la inyección de mercurio se obtienen porosidad y diámetro de gargantas porales.

Adicionalmente, el análisis geoquímico de TOC y pirólisis se realiza en fragmentos de muestras seleccionadas. Los análisis de laboratorio se tomaron en cuenta para la caracterización de la roca, este proceso se basa en la determinación del contenido de carbono orgánico total (TOC), pirólisis *Rock-Eval* (T_{máx}, S1, S2, IH; S1/ TOC), petrografía orgánica (análisis visual del querógeno) entre otros.

Resonancia Magnética de Laboratorio

El propósito de medir la respuesta de RMN en muestras de núcleo a múltiples saturaciones de fluido, es para establecer los puntos de ajuste de la saturación 100% con agua y 100% con aceite o petróleo. Este dato puede ser comparado con las condiciones de saturación “*as received*” (cuando disponibles) para entender cómo responde el RMN de laboratorio a los cambios en la saturación de fluidos. De esta forma, se observó que las rocas con un alto contenido de porosidad alojada en la materia orgánica, muestra una respuesta diferente a los cambios de saturación en comparación con muestras donde la porosidad intergranular es dominante. Cuantificar estas diferencias y las observaciones específicas, proveerán de información referente a los procesos de interpretación del RMN de *wireline*.

El análisis de RMN con múltiples saturaciones, puede ser llevado a cabo usando diferentes secuencias de las condiciones iniciales de las muestras y los tipos de roca. Un procedimiento frecuente se presenta a continuación, con 11 muestras de *plugs* preservadas de lodolitas mixtas orgánicas, para el estudio. Las once muestras fueron medidas y pesadas antes de colocarlas en el sistema de RMN de 2 MHz para obtener los resultados T1/T2 en el estado “*as received*”, antes de ser saturadas con 0.725 g/mL de duodecano a la presión máxima de 2500 psi y temperatura de 175 °F. Entonces, la medición RMN se adquirió al recopilar los nuevos resultados T1/T2 en el estado

saturado. Ambos resultados fueron procesados aplicando el método de inversión siguiendo el protocolo “inversión-forward model inversión” o IFMI descrito en Chen *et al.* (2016).

La medición consiste en adquirir el dato T1-T2 en cada muestra hasta que la razón señal ruido, (SNR) ha alcanzado un umbral, comúnmente 100. En algunos casos de rocas de baja porosidad, baja saturación de fluidos, el SNR puede ser menor de 100. Aunque es preferible tener el dato T1 y T2 para el tipo de fluido, solamente el T2 puede ser utilizado, y con cierto grado de incertidumbre.

Una tabla resumen de la caracterización de fluidos en dos dimensiones, se provee a continuación, para dos muestras de lodolitas ricas en materia orgánica. Para estas muestras, un *cutoff* de 3 ms se utilizó para separar el agua ligada a las arcillas (*clay bound water* o CBW por sus siglas en inglés) del bitumen. Otros *cutoffs* pueden ser empleados basados en la experiencia o los datos obtenidos en experimentos de resaturación de muestras.

Con el método de inversión IFMI, las propiedades básicas se obtienen a partir de una inversión “*first-pass*” y luego se genera un “*forward-model*”. El resultado final de la inversión se muestra más robusto y con mejor desempeño en la tipificación de fluidos.

RESULTADOS NMR T1/T2 AS RECEIVED							RESULTADOS NMR T1/T2 SATURADO EN DUODECANO				
Muestra	Prof	PHIT	CBW	Φ Inorg	Φ Org	Φ Bitum	PHIT	CBW	Φ Inorg	Φ Org	Φ Bitum
Sample	Depth	Total Porosity	Clay Bound Porosity	IP Porosity	Organic Porosity	Bitumen	Total Porosity	Clay Bound Porosity	IP Porosity	Organic Porosity	Bitumen
	ft.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
P01	x 44.1	2.24	0.41	0.12	0.25	1.46	12.50	0.16	9.24	0.93	2.17
P02	x 64.2	2.02	0.21	0.14	0.19	1.48	13.79	0.41	11.08	0.82	1.48
P03	x 85.6	1.38	0.24	0.21	0.28	0.64	15.90	0.09	14.19	0.91	0.71
P04	x 06.6	0.99	0.15	0.14	0.01	0.70	6.96	0.39	3.90	1.66	1.01
P05	x 54.3	3.18	0.66	0.13	0.28	2.11	10.22	0.41	6.16	1.10	2.55
P06	x 65.1	1.11	0.08	0.10	0.15	0.78	7.32	0.09	5.22	0.84	1.17
P07	x 84.2	1.88	0.25	0.16	0.00	1.47	13.05	0.06	11.11	0.85	1.04
P08	x 94.1	3.65	0.64	0.11	0.07	2.84	11.39	0.35	7.40	0.50	3.14
P09	x 05.1	2.58	0.46	0.07	0.19	1.86	9.75	0.13	7.06	0.59	1.97
P10	x 84.5	2.01	0.33	0.11	0.16	1.41	8.63	0.43	3.62	1.63	2.95
P11	x 23.4	1.68	0.31	0.21	0.17	0.99	7.52	0.29	4.41	1.14	1.68

Tabla 1. Resumen con los resultados del RMN en los estados “*as received*” (izquierda) y saturado (derecha).

RESULTADOS

Los resultados se presentan en estado inicial “*as received*” y luego del proceso de saturación con duodecano (Fig. 2 y Fig. 3). El incremento significativo en la porosidad en los resultados de RMN, se debe principalmente a la restauración de fluidos, llevada a cabo durante el proceso de medición.

Por otro lado, en las mismas muestras se obtuvo la porosidad medida con SEM, con porosidad de helio e inyección de mercurio. Esta comparación se realizó para verificar la consistencia y la calidad de los resultados obtenidos por las distintas técnicas (Fig. 4 y Tabla 2) por laboratorio en primera instancia, y luego se validaron los resultados obtenidos entre los diferentes laboratorios.

Los resultados de RMN de laboratorio fueron comparados con los datos de resonancia adquirido en pozo, con la intención de tener una mayor claridad sobre aspectos del registro

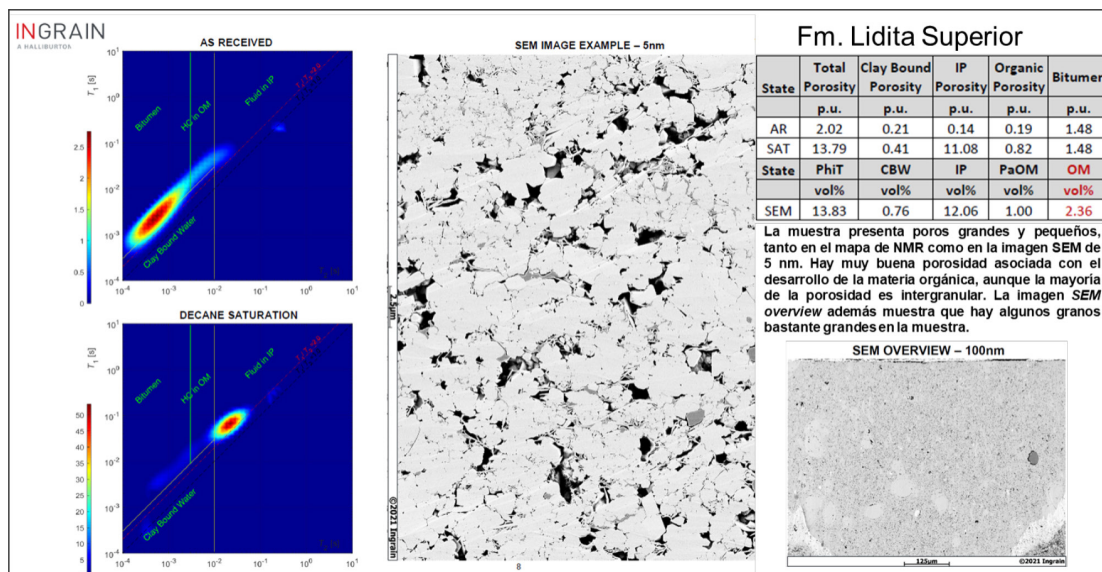


Figura 2. Análisis de la muestra P02 que corresponde a la Fm. Lidita Superior. Mapas T1/T2 en los estados “as received” (izquierda arriba) y saturado (izquierda abajo). Imágenes SEM a distintas escalas (imagen centro y derecha abajo), y tabla resumen con la integración de resultados (derecha arriba).

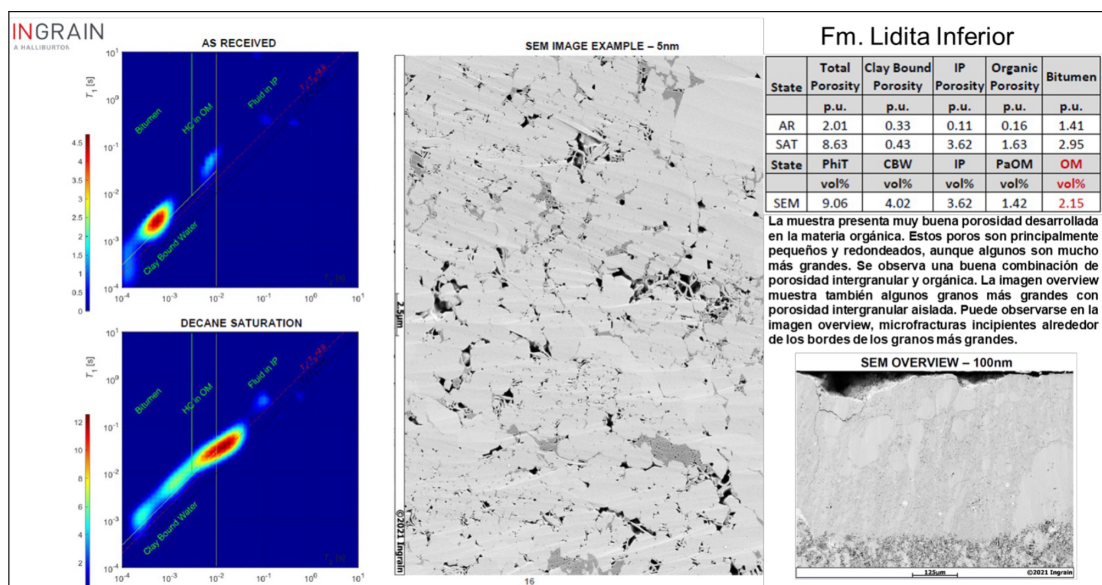


Figura 3. Análisis de la muestra P10 que corresponde a la Fm. Lidita Inferior. Mapas T1/T2 en los estados “as received” (izquierda arriba) y saturado (izquierda abajo). Imágenes SEM a distintas escalas (imagen centro y derecha abajo), y tabla resumen con la integración de resultados (derecha arriba).

que pudieran aplicarse en futuras campañas de perforación. Algunos de los aspectos generales (espaciamiento de los ecos, tiempo de espera, método de inversión, y criterios para la definición del $T2_{cutoff}$) fueron analizados para establecer los beneficios y las limitaciones para la calibración del registro con el mismo dato obtenido en laboratorio para este tipo de rocas.

Al cotejar los resultados obtenidos con las dos tecnologías RMN, se observa una buena correlación en términos de porosidad total. La porosidad total NMR wireline fue comparada con la porosidad estimada en laboratorio (saturada), y como era de esperarse, las porosidades en estado saturado tienen una muy buena correlación con la curva de porosidad del registro homónimo. Algunas diferencias menores podrían estar relacionadas con distintos parámetros de adquisición específicos de ambas tecnologías. Adicionalmente, se contrastan las porosidades conseguidas con el porosímetro de helio (*Gas Filled Porosity* o GFP por sus siglas en inglés medida en el laboratorio del ICP), la porosidad total SEM escalada, y la porosidad por inyección de mercurio (MICP por sus siglas en inglés), cada dato contrastado con la porosidad total del registro de RMN, mostrando un buen amarre entre los resultados (Fig. 4a, columnas 8, 9, 10 y 11 respectivamente).

Respecto de la permeabilidad de matriz obtenida en los laboratorios, con los métodos SEM (*Ingrain*) y GRI (estimada con el equipo SMP-200 en el ICP) en chips de núcleos, se puede mencionar que los datos en promedio se encuentran por debajo del 0.1 mD y muestran cierta consistencia entre sí. Estos se comparten en la Figura 4a, columna 12 y 4b.

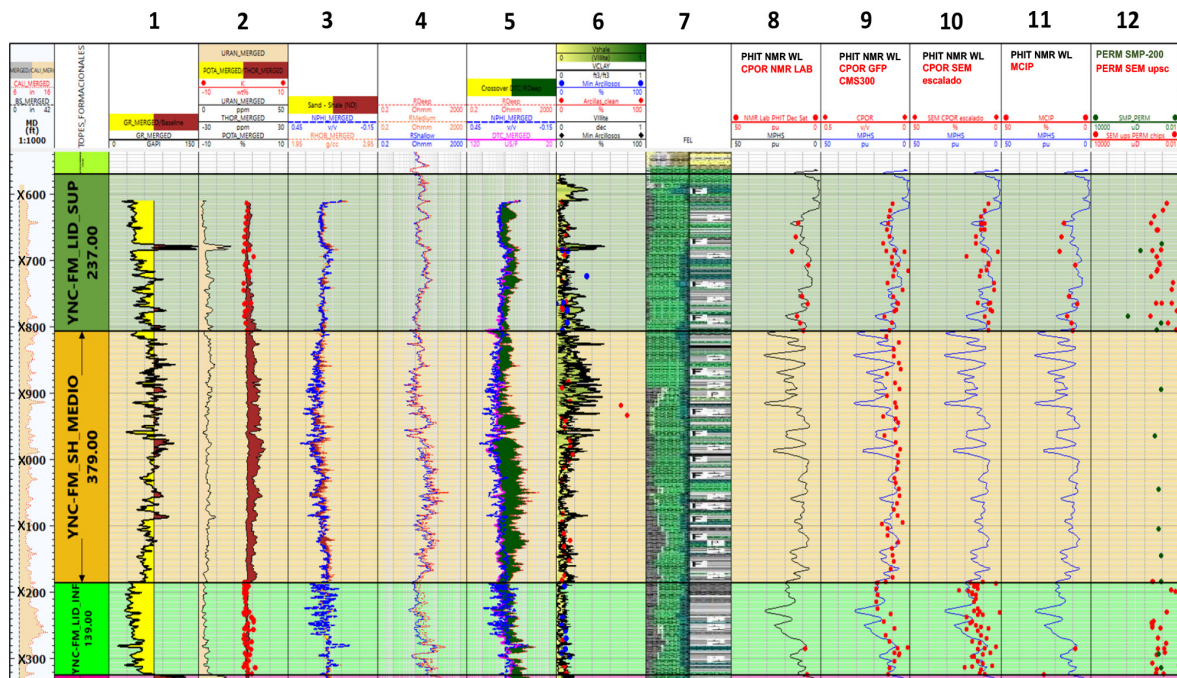


Figura 4a. Integración de datos de registros γ ray (columna 1); uranio-torio y potasio (columna 2); densidad (rojo)-neutrón (azul) (columna 3); resistividades somera, media y profunda (columna 4); sónico (magenta) y resistividad profunda (rojo) (columna 5); volumen de arcillas (curva VClay y volumen de illita) y contenido de arcillas DRX (columna 6), registro de lodo (mud-log) (columna 7). Las columnas 8 a 11, muestran la comparación entre la porosidad total de la resonancia magnética (registro) versus la porosidad RMN (laboratorio Ingrain-Halliburton), porosidad de helio (laboratorio ICP- equipo CMS-300), porosidad SEM (laboratorio Ingrain-Halliburton) y porosidad MCIP (laboratorio ICP). En la última columna (12), se presentan las permeabilidades de matriz, SEM y SMP-200.

Por otro lado, los resultados de las porosidades totales obtenidas en ambos laboratorios y el correspondiente análisis estadístico (promedio y mediana) se comparten en la Tabla 2.

Depth	ANALISIS DE NMR LABORATORIO EXTERNO			ANALISIS DE LABORATORIO ICP			DIFERENCIA		
	Total Porosity (p.u.)	Bound Porosity (p.u.)	Effective Porosity (NMR)	Resultados 2013	Resultados 2021	Resultados 2021	RCAL (CMS300)-PHIT NMR	RCAL (SMP200)-PHIT NMR	NMR - PcHg
				Porosity GFP CMS 300 (RCAL)	Porosity GFP SMP 200 (RCAL)	PcHg porosity @ 60.000 psi			
Ft	%	%	%	%	%	%	%	%	%
XX44.1	12,50	0,16	12,34	12,0	12,46	15,12	-0,50	-0,04	2,62
XX64.2	13,79	0,41	13,38	11,6	12,43	16,3	-2,19	-1,36	2,51
XX85.6	15,90	0,09	15,81	13,3	14,42	17,32	-2,60	-1,48	1,42
XX06.6	6,96	0,39	6,57	6,6	7,48	8,6	-0,36	0,52	1,64
XX54.3	10,22	0,41	9,81	9,3	4,73	12,07	-0,92	-5,49	1,85
XX65.1	7,32	0,09	7,23	6,6	7,01	7,7	-0,72	-0,31	0,38
XX84.2	13,05	0,06	12,99	14,3	8,56	13,2	1,25	-4,49	0,15
XX94.1	11,39	0,35	11,04	10,2	5,64	10,83	-1,19	-5,75	-0,56
XX05.1	9,75	0,13	9,62	11,6	6,60	10,3	1,85	-3,15	0,55
XX84.5	8,63	0,43	8,2	7,1	5,36	8,59	-1,53	-3,27	-0,04
XX23.4	7,52	0,29	7,23	12,0	6,07	16,31	4,48	-1,45	8,79
Promedio	10,6	0,26	10,4	10,4	8,25	12,4	-0,22	-2,39	1,77
Mediana	10,2	0,29	9,8	11,6	7,01	12,1			

Tabla 2. Comparación de resultados de laboratorio NMR, RCAL (porosidad de helio, GFP CMS-300 o GFP SMP-200) y SCAL (porosidad por inyección de mercurio, PcHg o MCIP).

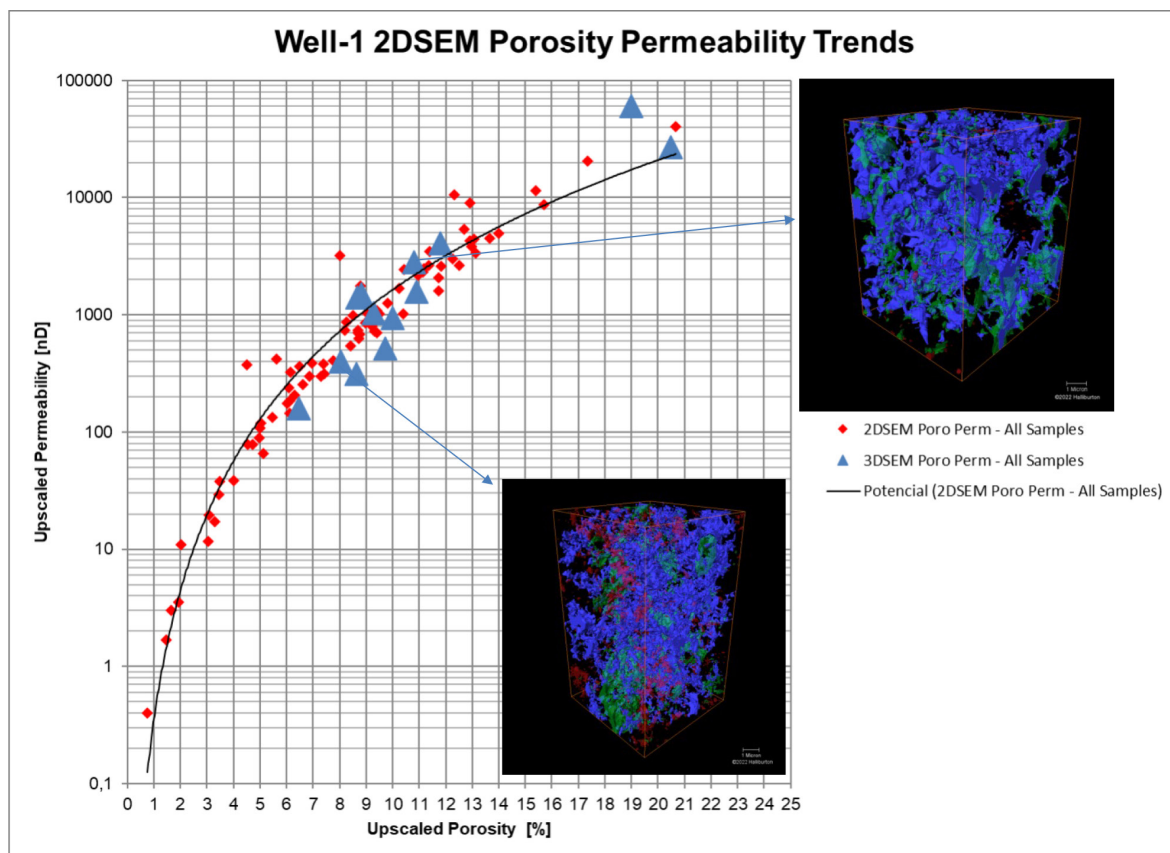


Figura 4b. Gráfico proyectando la relación entre porosidad SEM y permeabilidad SEM, en las muestras que corresponden a las formaciones Lidita Superior e Inferior.

Adicionalmente se observa que, existe una buena correlación entre las curvas de porosidad total y efectiva interpretadas por el modelo petrofísico multimineral (PHIT) y los resultados de laboratorio (Fig. 5, columna 3 y 4).

La evidencia nos muestra que los fluidos móviles obtenidos con el registro RMN, varían alrededor de 2% a 5%, y tienen cierta correspondencia con la porosidad libre RMN obtenida en laboratorio (Fig. 5, columna 6). En la Figura 5, también se proyectan los fluidos irreducibles junto con la porosidad inorgánica RMN, y nos permite inferir que el agua alojada en los poros inorgánicos es prácticamente inmóvil.

El volumen de agua ligada a las arcillas está por debajo del 5%, lo que resulta razonable dado que el volumen de arcillas es bajo (oscila en 10% en promedio para la formación inferior, alrededor del 20% para la formación superior) y la porosidad en las arcillas es máximo del 40%. Los valores de CBW de RMN de laboratorio son inferiores a los reportados con la técnica SEM, cuyos resultados muestran mejor amarre con la curva CBW del registro RMN (Fig. 5, columna 7). Cabe mencionar que el registro se encuentra comprometido por la calidad del hueco en algunos

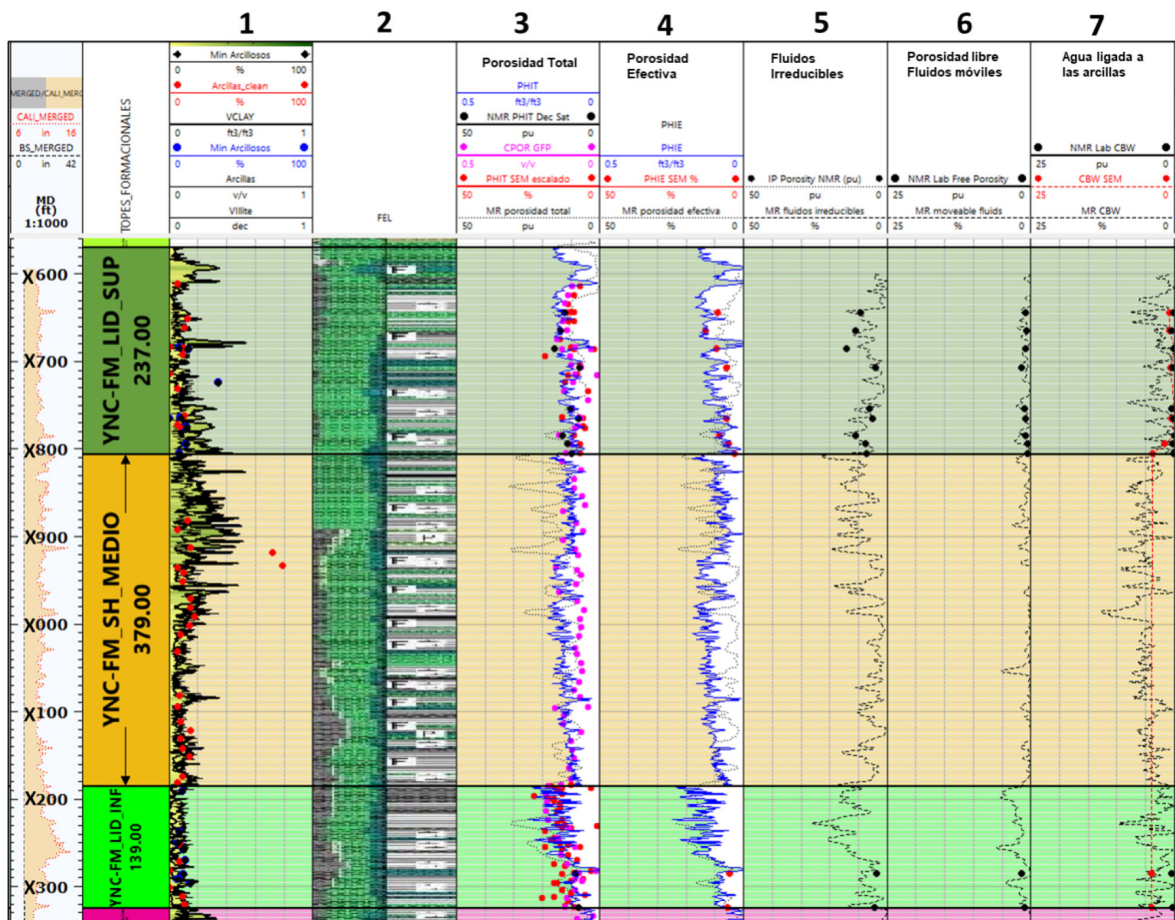


Figura 5. Integración de resultados de laboratorio (GFP, SEM, RMN), registro de resonancia magnética nuclear (porosidad total y efectiva, fluidos irreducibles, fluidos móviles y agua ligada a las arcillas) y resultados de la interpretación petrofísica (VCLAY; Villita, PHIT, PHIE).

intervalos donde se confirma el desarrollo *breakouts* (ejemplo entre X200 y X300ft). En estos intervalos, el registro lee principalmente el lodo de perforación y podría malinterpretarse como CBW.

Respecto de la geoquímica, las formaciones Lidita Inferior y Superior se caracterizan por ser bastante homogéneas en cuanto a su contenido orgánico y su variación de TOC se encuentran entre 2,5 y 3,5 %. Los análisis de petrografía orgánica en luz transmitida y palinofacies corrobora las interpretaciones de los datos de índice de hidrógeno (IH) que reflejan un kerógeno tipo II correspondiente a una materia orgánica principalmente marina, con predominio de materia orgánica amorfa y algunos dinoflagelados. En este contexto, se analizó la porosidad y los fluidos en términos de madurez termal, contenido de materia orgánica y tasa de transformación aparente (ATR por sus siglas en inglés), integrando los resultados de petrofísica con los resultados de pirólisis. La tasa de transformación aparente se estima a partir de la relación entre la porosidad orgánica (PAMO) y la materia orgánica (MO) sólida obtenidas con FDR de la siguiente forma:

$$ATR = PAMO / (PAMO + MO \text{ sólida})$$

De esta forma, el análisis geoquímico complementa el estudio de la porosidad y de saturaciones de fluidos.

Respecto de la saturación de agua, cabe mencionar que existen incertidumbres relacionados con la salinidad del agua de formación (se han realizado sensibilidades con 40 ppk y 100 ppk, las que se comparten en la Fig. 6), y con la mojabilidad de la roca. Los datos de laboratorio (*Dean Stark*), por otro lado, muestran una gran dispersión. Los altos valores de S_w (Fig. 6, columna 6), sumado a la naturaleza predominantemente silíceas de estas formaciones, podría entenderse como un riesgo respecto de la posibilidad de producir hidrocarburos con alto corte de agua. Sin embargo, del análisis de la porosidad libre del RMN, se esperaría que gran parte del agua representada en la columna de S_w se encuentre retenida por fuerzas capilares.

En forma complementaria, se analizó la saturación de aceite (S_o) obtenida en laboratorio (*Dean Stark*) en forma integral con los indicadores de pirólisis S1 (entre 4 y 6), el índice de productividad (IP entre 0.15-0.2) y el índice de hidrocarburos libres ($OSI > 200$), los cuales sugieren un alto potencial de producir aceite en estas formaciones (Fig. 6, columnas 4, 5 y 6).

En la Figura 6 es posible observar que la Fm. Lidita Superior se encuentra en ventana de generación de hidrocarburos temprana, mientras que la Lidita Inferior ya está en ventana de generación de aceite. La tasa de transformación de hidrocarburos para la primera es de alrededor de 20-30%, mientras que para la segunda unidad geológica es de aproximadamente 50% en promedio. Por lo tanto, es probable que los altos S_o de la formación superior estén favorecidos por una migración corta desde la Lidita Inferior-Galembó, y represente un yacimiento de tipo híbrido.

Con la integración de la información de FDR y RMN, fue posible percibir que tanto la porosidad inorgánica como los tamaños de los poros, resultan mayores en la Fm. Superior, y disminuyen conforme aumenta la profundidad. Por otro lado, la porosidad orgánica es controlada por la tasa de transformación y aumenta conforme aumenta la profundidad y la madurez (Fig. 6, columnas 1 y 3 y Fig. 7). La transformación de la materia orgánica en hidrocarburos se traduce en una mayor porosidad total para la formación más profunda y los poros inicialmente pequeños, que coalescen dando lugar a mejor conectividad conforme disminuye el índice de hidrógeno (IH).

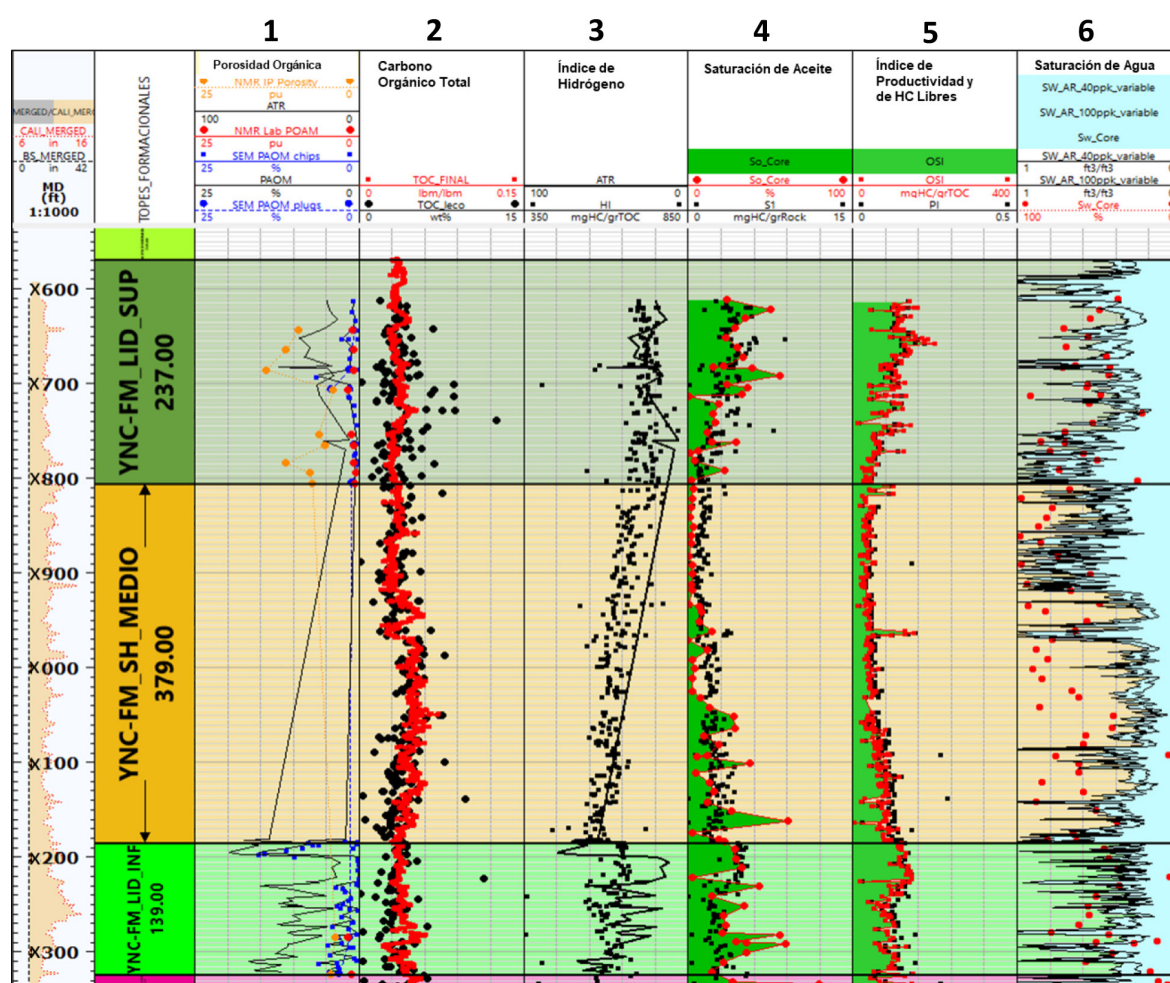


Figura 6. Integración de resultados de pirólisis RockEval (TOC, IH, S1, OSI e IP) con la tasa de transformación aparente (ATR) y porosidad orgánica (PAMO) obtenida a partir de física de rocas, para el análisis de fluidos.

Estos aspectos podrían tener un impacto en la definición de los valores de adquisición, procesamiento y de corte ($T2_{cutoff}$), del registro RMN.

Desafortunadamente, la RMN tiene algunas limitaciones para resolver el volumen de hidrocarburos móviles, dado que esta señal se superpone con la de agua en condición irreducible.

Esta información juega un rol fundamental en las incertidumbres asociadas con los cálculos de volúmenes de hidrocarburos *in place*, en las estimaciones de chance de éxito geológico (GCoS) y en la definición de los *sweet spots*.

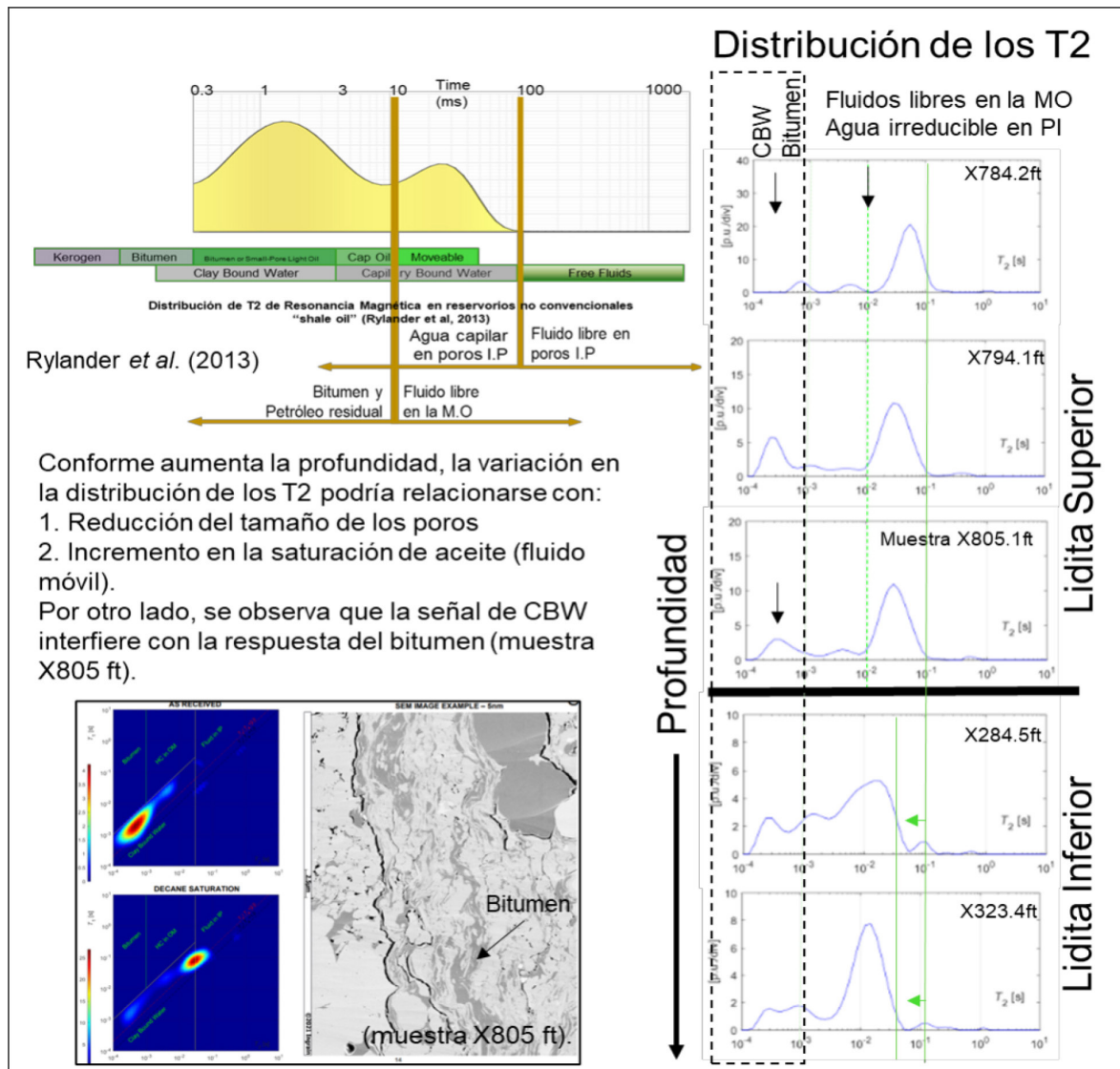


Figura 7. Gráficos de distribución de los T2 en función de la profundidad, en muestras de la Lidita Superior e Inferior (imagen derecha). A la izquierda se comparte una imagen de referencia, con el modelo de distribución de T2 teórico para yacimientos no convencionales propuesto por Rylander *et al.* (2013).

CONCLUSIONES

La validación de las diferentes tecnologías y metodologías de laboratorio que existen en la industria aplicadas en el estudio de la porosidad en yacimientos no convencionales y comprender sus limitaciones, ha sido fundamental para elaborar un modelo petrofísico robusto, confiable y

aplicable a otros pozos del área de interés. Los resultados de RMN de laboratorio resultan consistentes con el registro, como así también con las porosidades obtenidos con SEM- FIBSEM, RCAL y SCAL, más allá de las escalas de investigación, limitaciones y asunciones de cada método. Respecto del RMN, se integraron los datos de NMR con el registro y los obtenidos con FDR para ayudar a explicar las diferencias entre las fuentes. Se sugiere separar la porosidad por fractura por descompresión/ desecación donde sea evidente. Asimismo, se sugiere revisar los datos de mineralogía para descartar el efecto de minerales paramagnéticos en el RMN. Para futuras operaciones se sugiere la conservación de una muestra en el sitio del pozo y antes del almacenamiento para minimizar la pérdida de líquido y el daño a largo plazo de las muestras, y/o la adquisición de registros y cores de pared preservados, para mejor integración de la información y definición de valores de corte.

La contratación de un interlaboratorio, el empleo de tecnologías de última generación y la integración de datos, es un proceso clave en la caracterización de reservorios no convencionales, y provee un fuerte impacto en el análisis del almacenamiento y la productividad, como así también en el análisis de la chance de éxito geológico (GCoS) en fases de exploración.

Respecto de la porosidad y las inquietudes en torno de la capacidad de almacenamiento, los análisis de laboratorio nos muestran repetitividad en los resultados (baja incertidumbre y error) y una porosidad total de matriz promedio que supera el 10% en la Lidita Superior y que varía entre 10 y 20% para la Lidita Inferior. Respecto de la permeabilidad de matriz, se puede concluir que las mismas se encuentran por debajo del 0.1 mD, lo que confirma la necesidad del fracturamiento hidráulico multietapa para un desarrollo económico.

Por otro lado, los datos muestran que la porosidad aumenta conforme aumenta la tasa de transformación, con lo que se esperaría que la Formación Inferior, tenga una mayor cantidad de poros saturados con aceite, y posibilidad de alojar hidrocarburos móviles. Con esto podemos concluir que el volumen poral resulta muy significativo para el almacenamiento y la productividad de la Fm. Lidita Inferior, considerado el objetivo primario de los pilotos.

La Formación Lidita Inferior es orgánicamente rica, con bajo contenido de minerales arcillosos (menor 10%) y alto contenido de sílice (mayor al 60%), y con niveles de madurez suficientes para lograr la transformación de la materia orgánica y desarrollar poros orgánicos. Esta formación combina excelentes propiedades como roca generadora y roca reservorio.

Por otro lado, se observa que la formación Lidita Superior no ha alcanzado la madurez suficiente (en este sector de la cuenca al menos) para lograr una transformación significativa de la materia orgánica, ya que la tasa de transformación no supera el 30% y se encuentra en ventana inmadura o ventana temprana de generación de aceite. Sin embargo, esta formación presenta buenas condiciones como roca reservorio (porosidad libre, intergranular), y los indicadores geoquímicos sugieren presencia de hidrocarburos libres- producibles, quizás producto de una migración corta desde la formación inferior. Esta unidad geológica posee características similares a un yacimiento de tipo híbrido.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Vicepresidencia de Yacimientos No Convencionales de Ecopetrol por permitir la publicación de este trabajo, al equipo de Halliburton por el trabajo y las valiosas discusiones. Se extienden los agradecimientos también a los revisores anónimos por sus sugerencias y aportes, a Alberto Ortiz y Eduardo Breda por ser mis grandes referentes como personas y profesionales en la disciplina.

REFERENCIAS CITADAS

- Chen, S., Shao, W., Balliet, R., 2016, New Approaches of 3D Nuclear Magnetic Resonance Inversion for Improving Fluid Typing, SEG Interpretation Journal, INT-2015-0144.1, Vol.4, Issue 2, May 2016.
- Crousse, L., Cuervo S., Vallejo, D., Mosse, L., Fisher, T., Douglas, T., 2015. "Unconventional Shale Pore System Characterization in El Trapial Area, Vaca Muerta, Argentina". URTeC: 2154603.
- Guerrero, J., Mejía Molina, A., Osorno, J., 2000. Detrital U-Pb Provenance, Mineralogy, and Geochemistry of the Cretaceous Colombian Back-Arc Basin. In: Gómez, J. & Pinilla-Pachon, A.O. (editors), The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 261–297. Bogotá. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.36.2019.08>
- "Informe Análisis de Resonancia Magnética de Laboratorio". Halliburton 2021. Ecopetrol Informe Interno.
- Ortiz, A., Mosse, Bernhardt, C., Kausik, and Rylander, E., 2017. "Characteristics of Vaca Muerta Formation revealed by NMR T1/T2 logging at large scale". Petrophysics, SPWLA. Paper presented at the SPWLA 58th Annual Logging Symposium, June 17–21, 2017.
- Rylander, E., Philip, S., Jiang, T., Lewis, R., 2013. NMR T2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size. SPE-164554-MS. <https://doi.org/10.2118/164554-MS>
- Segovia, M.F., Pérez, E.R., Dávalos, G., Santamaría, J.C., Carpio, G., Obando, A., López Ríos, A.M., Robayo, M.J., 2022. "Preliminary results of the integrated petrophysical analysis, involving NMR and DRP, for the Cretaceous formations in the VMM, Colombia". URTeC: 3723426