

RELACIONES CROMATOGRÁFICAS APLICADAS AL DESARROLLO NO CONVENCIONAL DE LA FORMACION POZO D-129. YACIMIENTO EL HUEMUL, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Gastón Jarque, Sinopec Argentina, gaston_jarque@sinopecarg.com.ar;
Gonzalo Maiztegui, Sinopec Argentina, gonzalo_maiztegui@sinopecarg.com.ar;
Pablo Caprioglio, Sinopec Argentina, pablo_caprioglio@sinopecarg.com.ar;
Alejandro D'Agostino, Sinopec Argentina, alejandro_dagostino@sinopecarg.com.ar;
Niccoló Luz, Sinopec Argentina, niccolo_luz@sinopecarg.com.ar;
Martín Irigoyen, Sinopec Argentina, martin_irigoyen@sinopecarg.com.ar

Palabras clave

Relaciones Cromatográficas, Fm. Pozo D-129, No Convencional, Cuenca del Golfo San Jorge, Vías de Migración, Chimeneas de Gas

Resumen

En 1985, Haworth et al. propusieron un método para la interpretación de características de hidrocarburos alojados en reservorios a partir del análisis de relaciones cromatográficas proveniente de registros de Control Geológico. Puede decirse que la aplicación de esta técnica como herramienta predictiva no se ha establecido en forma generalizada en la Cuenca del Golfo San Jorge. Si bien este trabajo no hace foco en discutir las razones de tal afirmación, se presenta una adaptación del método para evaluar el potencial productivo de la Formación Pozo D-129, en el campo El Huemul (CGSJ, Flanco Sur). Este enfoque relaciona la densidad de los hidrocarburos con su grado de madurez dentro de los diferentes tipos litológicos interpretados.

Varios pozos fueron ensayados y puestos en producción de esta Formación. Los informes geoquímicos indican que los hidrocarburos producidos de los llamados niveles permeables (principalmente tobáceos) presentan una madurez mayor que la correspondiente a las fangolitas negras adyacentes (generalmente de baja permeabilidad), lo que sugiere una migración desde niveles más profundos. Por otro lado, cuando la producción proviene de las fangolitas negras, sus grados de madurez son coincidentes, lo que sugiere que los fluidos se generaron in situ. Esto es altamente significativo, ya que, en caso de migración de hidrocarburos, estos no pueden ingresar en los niveles de menor permeabilidad debido a su alta presión de desplazamiento capilar.

Se han identificado zonas subverticales de baja coherencia sísmica interpretadas como vías de migración, no sólo de hidrocarburos, sino también de magma (evidenciado por la presencia de cuerpos intrusivos basálticos) y CO₂. El análisis isotópico realizado en muestras de gas (90% de CO₂) tomadas de un pozo ubicado dentro de una de estas zonas, concluye que se trata de una mezcla de gases termogénicos post maduros primarios y secundarios, con aporte de un 10% de metano mantélico. En línea con estos resultados, los informes indican un origen único para el CO₂, que ha migrado inequívocamente desde el manto.

Siguiendo el concepto de migración mencionado anteriormente, la distribución de CO₂ debe ser controlada no sólo por la presencia de vías de migración, sino también por la de niveles permeables. Los mapas de distribución cromatográfica contribuyen a la caracterización de dichas vías.

Aunque se trate de una condición básica, es destacable la alta predictibilidad de fluidos de esta metodología en la Fm. Pozo D-129. Además, existe una alta correlación entre los parámetros obtenidos de Control Geológico y los provenientes de muestras de gas realizados en laboratorio, que validan los resultados.

Los resultados y las conclusiones son un soporte fundamental para el desarrollo de la formación Pozo D-129. Aplicable tanto para nuevas propuestas de pozos como para evaluar la profundidad final de un pozo en progreso.

Abstract

In 1985, Haworth et al. proposed a method to evaluate reservoir's fluid characteristics by means of chromatographic ratio analysis reported on mudlogs. Although this technique hasn't been widely applied as a predictive tool in GSJ Basin, this work does not focus on discussing its reasons. An adapted method is presented to evaluate the productive potential of Pozo D-129 Formation, at El Huemul field (Golfo San Jorge Basin, Southern Flank). This approach relates hydrocarbon density to its degree of maturity within the different interpreted lithologies.

Several wells were tested and produce from this formation. Geochemical reports indicate that produced fluids from the so-called permeable levels (mainly tuffaceous) present a greater maturity compared to the adjacent black shales (generally low permeability), which suggests migration of these hydrocarbons from deeper levels. On the other hand, when production comes from the black shale itself, the maturity of produced fluids coincides with the rock's maturity, suggesting no migration. This is highly significant, since produced hydrocarbons could have not filled these non-permeable shales due to its high capillary displacement pressure.

Two subvertical zones of low seismic coherency (gas chimneys) identified in EH field are interpreted as migration pathways not only for hydrocarbons, but also for magma (evidenced by basaltic intrusive bodies) and CO₂. Performed isotopic analysis to gas samples (90% CO₂) taken from a well within one of these zones, leads to conclude that the hydrocarbon gas is a mix of primary (kerogen cracking) and secondary (oil cracking) post mature termogenic hydrocarbon gases, with 10% contribution of mantellic methane. In line with these results, reports indicate a unique origin for CO₂, which has unequivocally migrated from the mantle.

Following the previously mentioned migration concept, CO₂ distribution should be controlled not only by the presence of migration pathways, but also by permeable levels. Chromatographic distribution maps contribute on the interpretation of those main pathways.

One important outcome of this new point of view is the acceptable hydrocarbon density prediction. Moreover, high correlation can be highlighted between the obtained parameters from Mud Logging compared to the calculated ratios from laboratory gas samples, which validate the results.

Results and conclusions stand as fundamental support for Pozo D-129 Formation development. It is useful both for new well proposals, as well as to asses the deepening of a well while drilling is still in progress.

Introducción

La Formación Pozo D-129 (Lesta, 1968), representa la roca madre fundamental de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ). Depositada en un ambiente lacustre durante el Cretácico inferior, presenta importantes heterogeneidades litológicas vinculadas a un marcado aporte del arco volcánico activo ubicado en el sector occidental de la Cuenca. Esto generó una interdigitación entre litologías clásticas y piroclásticas con los intervalos de facies lacustres (Hechem *et al.*, 1987, Clavijo 1986, Fitzgerald *et al.*, 1990, Figari *et al.*, 2002).

El yacimiento El Huemul se encuentra ubicado en el Flanco Sur de la CGSJ. La localidad de Caleta Olivia está ubicada a 60 km al este del yacimiento (Fig. 1).



Fig. 1- Mapa de ubicación de la CGSJ. Áreas de concesión de Sinopec Argentina en naranja; concesión El Huemul resaltada en rojo

Se ha identificado a la Fm. Pozo D-129 del yacimiento El Huemul como potencial productora de hidrocarburos livianos, básicamente de las fangolitas negras carbonáticas que constituyen la litología dominante en los intervalos superiores de esta formación.

El presente trabajo es parte de un estudio integral de desarrollo y tiene por objetivo fundamental mostrar los resultados y aplicabilidad del análisis de relaciones cromatográficas proveniente de registros de Control Geológico y de muestras de ensayos de pozo con foco en esta formación.

A la fecha se han perforado 1932 pozos en el Yacimiento El Huemul, de los cuales sólo 112 alcanzaron la Fm. Pozo D-129 y cuentan con registro de control geológico. Una proporción minoritaria de estos exceden las decenas de metros investigados.

Conceptos Básicos

La interpretación de la densidad de hidrocarburos alojados en reservorios a partir del análisis cromatográfico del gas liberado durante la perforación fue desarrollada por autores como Pixler, (1969) y Ferrie *et al.*, (1981). Posteriormente Haworth *et al.*, (1985), propusieron una metodología a partir del análisis de relaciones cromatográficas donde se presentan tres parámetros fundamentales para evaluar el contenido hidrocarburífero de los reservorios: **Hydrocarbon Wetness Ratio (Wh)**, **Balance Ratio (Bh)** y **Character Ratio (Ch)**, generalmente conocidos como **Gas Wetness Ratio (GWR)**, **Light-To-Heavy Ratio (LHR)** y **Oil Character Qualifier (OCQ)**, respectivamente.

$$GWR = \frac{C_2 + C_3 + C_4 + C_5}{C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5} \times 100, \text{ Ec. 1}$$

$$LHR = \frac{C_1 + C_2}{C_3 + C_4 + C_5}, \text{ Ec. 2}$$

$$OCQ = \frac{C_4 + C_5}{C_3}, \text{ Ec. 3}$$

En la figura 2, se presenta el gráfico publicado originalmente. Se observa que, básicamente, a medida que GWR incrementa su valor, la densidad del hidrocarburo también lo hace. Se determinó en forma empírica un valor de $GWR = 17,5$ como límite entre petróleo y gas.

La relación LHR fue creada por dos razones: 1- Su comportamiento es aproximadamente inverso a GWR, y es particularmente relevante cuando se usa en combinación con este y 2- Al ubicar a C2 en el numerador, un valor elevado de este parámetro es indicador de presencia de carbón por ser su gas asociado rico en C2.

Un valor de OCQ mayor a 0,5 indica presencia de hidrocarburos líquidos, aun cuando la interpretación de los otros parámetros resulte en gas.

Como se mencionó, el presente trabajo utiliza los conceptos fundamentales de Haworth *et al.*, (1985), pero con algunas modificaciones y restricciones para establecer las ecuaciones condicionales, tal como se muestra en las tablas 1 y 2, y la figura 3.

Las tablas 1 y 2 representan los condicionales para la interpretación de hidrocarburos en reservorio a partir del análisis cromatográfico gaseoso adaptada de Haworth *et al.*, (1985). Las abreviaturas PML, PL, PM, PP, PMP hacen referencia a Petróleo Muy Liviano, Petróleo Liviano, Petróleo de densidad Media, Petróleo Pesado y Petróleo Muy Pesado, respectivamente. Cabe destacar que las interpretaciones Gas/PML y Gas/PL corresponden a resultados de ensayos de pozo a presión atmosférica (no en condiciones de reservorio), ya que no es posible hacer la diferenciación entre Gas Húmedo o Condensado en estas condiciones. LHR – GWR representa la resta entre los parámetros.

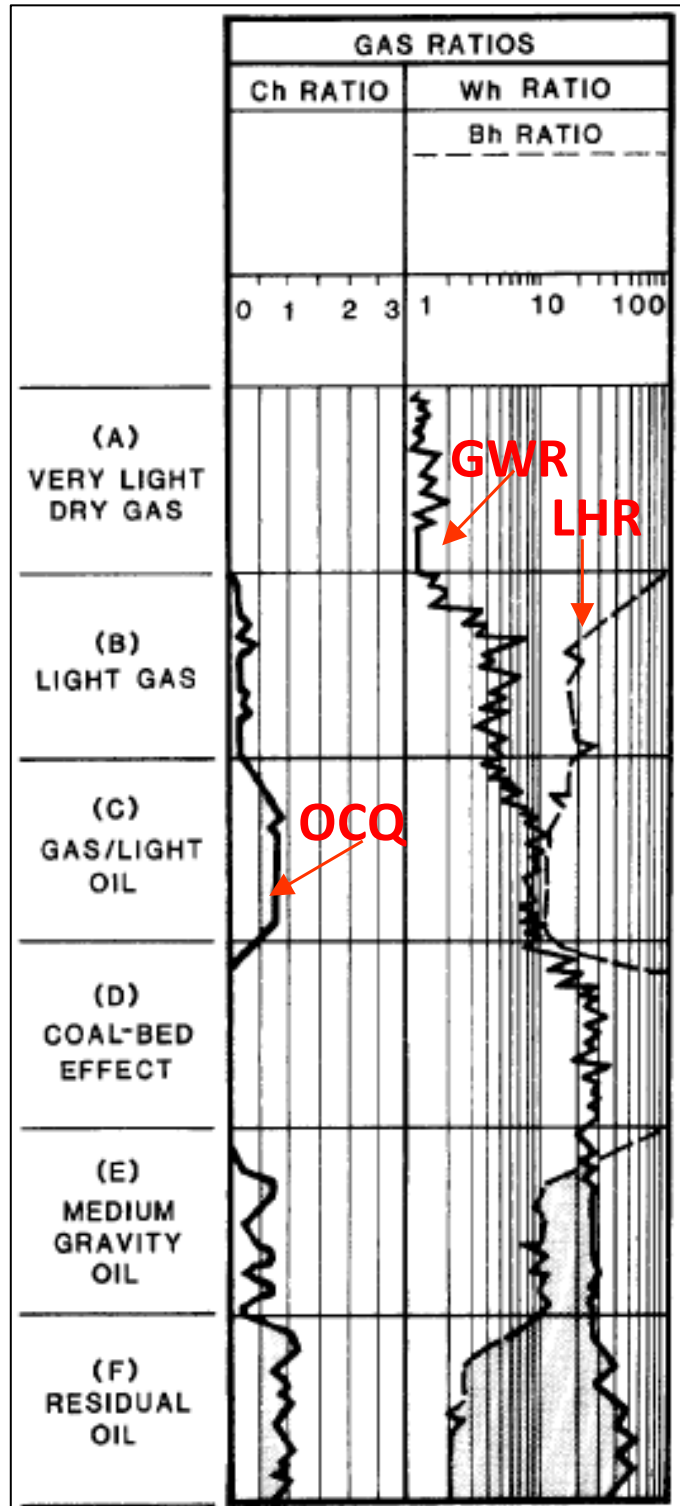


Fig. 2- Perfil idealizado Haworth *et al.*, (1985)

Tabla 1 - Condicionales para interpretación de hidrocarburos en reservorio, $OCQ \geq 0,5$									
Interpretación ->		Gas Seco	Gas / PML	Gas / PL	PL	PM	PP	PMP	Mixto
Parámetro	GWR	< 0,5	0,5 - 17,5	0,5 - 17,5	17,5 - 25	25 - 33	33 - 40	> 40	> 0,5
	LHR	> 0	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	> 100
	LHR-GWR	< 0 $\leq$	≥ 0	< 0	< 0 $\leq$	< 0 $\leq$	< 0 $\leq$	< 0 $\leq$	< 0 $\leq$

Tabla 2 - Condicionales para interpretación de hidrocarburos en reservorio, $OCQ < 0,5$							
Interpretación ->		Gas Seco	Gas	Gas Pesado		Carbón	
Parámetro	GWR	< 0,5	0,5 - 17,5	0,5 - 17,5	0,5 - 17,5	> 17,5	> 17,5
	LHR	> 0	> 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	> 100
	LHR-GWR	< 0 $\leq$	> 0	≥ 0	< 0	< 0 $\leq$	< 0 $\leq$

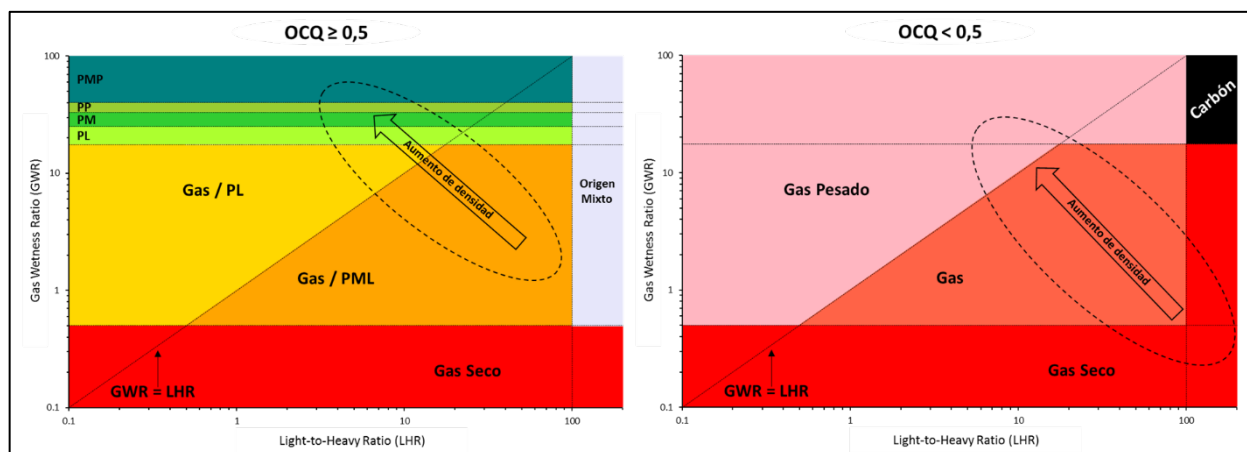


Fig. 3 – Representación gráfica de las tablas 1 y 2. No todos los campos representados, aunque matemáticamente posibles, tienen su expresión en condiciones naturales. Por ejemplo, en presencia de Gas Seco, es de esperarse que la resta $LHR - GWR \gg 0$ y $OCQ < 0,5$. O en caso de Petróleo, es altamente improbable que $OCQ < 0,5$. De darse esta última condición se trataría de gas con relativamente alto contenido en C3. Las zonas en líneas punteadas representan resultados de mayor recurrencia en pozos del yacimiento El Huemul. Fuera de estas, es recomendable considerar su revisión, dado que probablemente sea indicador de datos anómalos.

Descripción del trabajo

Como tarea básica, se realizó la correlación de perfiles eléctricos estableciendo el tope de la Fm. Pozo D-129. Además, se identificaron tres markers adicionales dentro de esta, llamados mD3, mD5 y mD6, y uno llamado mS ubicado próximo a la base de la formación Mina del Carmen (Fm. MDC).

En segundo lugar, se realizó la puesta en profundidad de los registros de control geológico con la de los perfiles eléctricos. Tratándose de los intervalos más profundos en los pozos y que rara vez superan los 200 m de espesor, no fue necesario realizar estiramientos o acortamientos, sino que se hicieron desplazamientos de los pozos en su totalidad, como se observa en la figura 4.

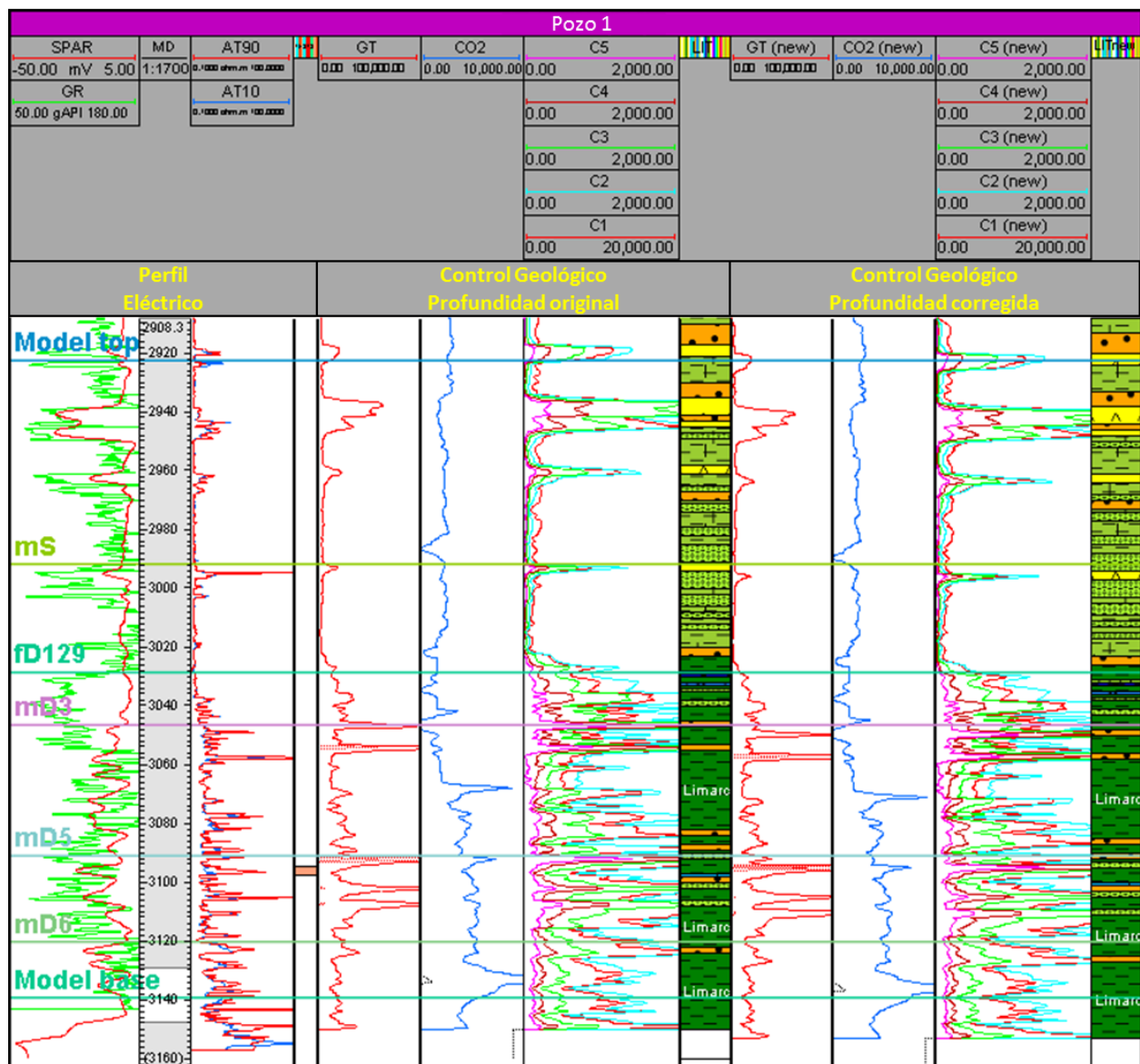


Fig. 4- Puesta en profundidad del registro de control geológico con el perfil eléctrico. Las concentraciones gaseosas se expresan en partes por millón (ppm).

Luego, se realizó la interpretación petrofísica y petrográfica integral de todos los pozos involucrados, basada en perfiles eléctricos, descripción de cutting con lupa y análisis petrográfico en cortes delgados, provenientes tanto de testigos laterales rotados como de cutting.

A los fines prácticos y de manera sumamente simplificada, se puede decir que existen dos tipos litológicos en Fm. MDC: **Fangolitas Tobáceas** (también llamadas no reservorios) y **Areniscas Tobáceas** (también llamadas reservorios o niveles permeables).

En el caso de Fm. Pozo D-129, esta distinción binaria es algo más complejo de establecer. Intercalan **Calizas y Fangolitas Negras** mayormente carbonáticas, de alto contenido orgánico y de baja permeabilidad (si no presentan fisuras), con niveles **Tobáceos**. Estos niveles presentan un espectro continuo de valores de permeabilidad dependiendo del grado de retrabajo, teniendo en un extremo tobas vítreas o cristalinas y, en el otro, arenitas líticas (tobáceas). La observación de imágenes resistivas de pozo muestra que en muchos casos se presentan como laminaciones centimétricas que escapan a la resolución vertical de los perfiles eléctricos.

Por lo tanto, es una tarea bastante incierta intentar distinguir entre niveles permeables y no permeables como se expuso para Fm. MDC. De todas maneras, cuando las condiciones lo permiten, es posible identificar niveles de mayor permeabilidad sustentados en la observación de deflexión de la curva SP, revoque, porosidades, movilidad (obtenida a partir de puntos de presión) y, como se verá más adelante, en las curvas de relaciones cromatográficas. A continuación, se presentan y analizan algunos ejemplos de pozos ensayados.

Ejemplo 1

En Pozo 1 puede notarse que en la Fm. MDC se destacan dos resultados según la interpretación del análisis cromatográfico. Los niveles permeables indican presencia de petróleo y los impermeables, gas/petróleo muy liviano. En el caso de Fm. Pozo D-129, se da la situación inversa: los niveles “permeables” indican gas/petróleo muy liviano, mientras que los “no permeables” indican petróleo (Fig. 5).

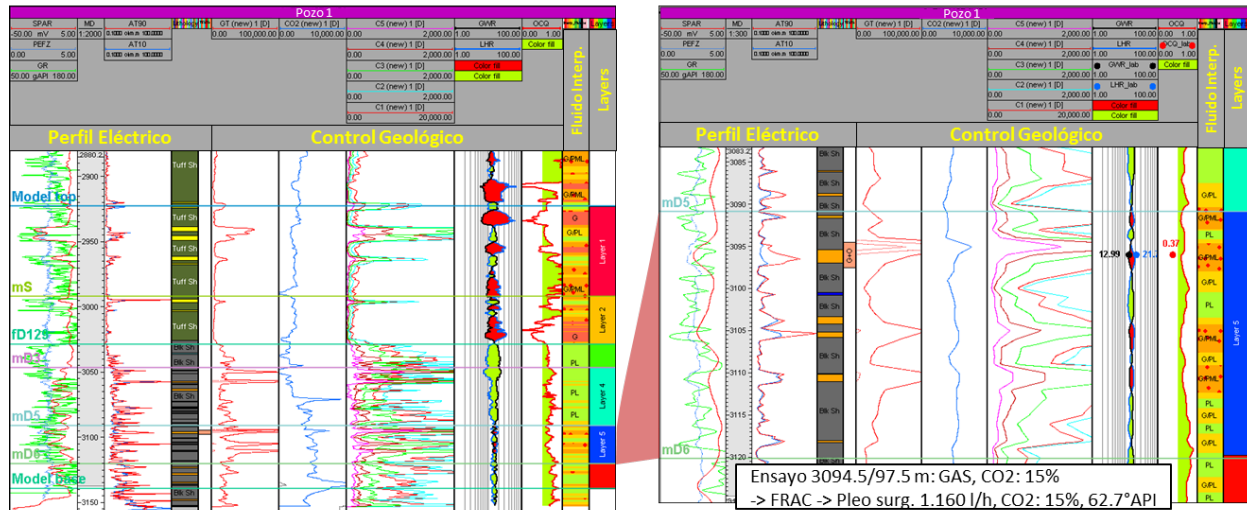


Fig. 5– Perfil eléctrico, interpretación litológica y cromatográfica de Pozo 1. A la derecha se observa a escala más detallada el nivel punzado y ensayado, donde se registró un máximo de gas total de 284.000 ppm. Los puntos en los tracks GWR, LHR y OCQ representan los resultados de estos parámetros asociados a la muestra de gas como se explica más adelante.

El reservorio intersecado en 3094,5/97,5 m de alta porosidad y movilidad (dos puntos XPT de 3,9 y 4,8 mD/cP) fue punzado y ensayado, resultando en 32.000 m³/d de gas seco con 15% de CO₂. Luego se fracturó, y ensayó 1.160 l/h de petróleo surgente de 62,7°API, cuyo gas asociado repitió el porcentaje de CO₂. La predicción según relaciones cromatográficas era gas/petróleo muy liviano (Figuras 5 y 6).

El análisis geoquímico del fluido indica que se trata de un condensado de muy alta madurez térmica. La cuasi ausencia de biomarcadores resultaría consistente con su naturaleza liviana y la alta madurez térmica atribuida, ya que típicamente estas moléculas no sobreviven a niveles de maduración superiores a 1,3% VRE. Este valor no se condice con los resultados de madurez obtenidos por pirólisis y reflectancia de vitrinita sobre las fangolitas negras adyacentes, que lo ubican en fase de madurez tardía de la ventana de petróleo (Ro 1,12 - 1,14%). Esto refleja que el fluido producido migró desde niveles inferiores con mayor grado de madurez. Esto es consistente con las interpretaciones cromatográficas, ya que el hidrocarburo más maduro (y más liviano) sólo pudo haberse acumulado en los niveles de menor presión de desplazamiento capilar, lo que es absolutamente correlacionable con la permeabilidad. Contrariamente, la alta presión de desplazamiento de las fangolitas negras no permitió el llenado con hidrocarburo más maduro.

Ejemplo 2

En Pozo 2, no se cuenta con registro de control geológico hasta la profundidad final, pero igualmente puede obtenerse conclusiones que soportan el modelo de migración y geoquímico explicado. Al igual que en el pozo anterior, el cruce de las curvas LHR-GWR coinciden con el tope de Fm. Pozo D-129. La interpretación

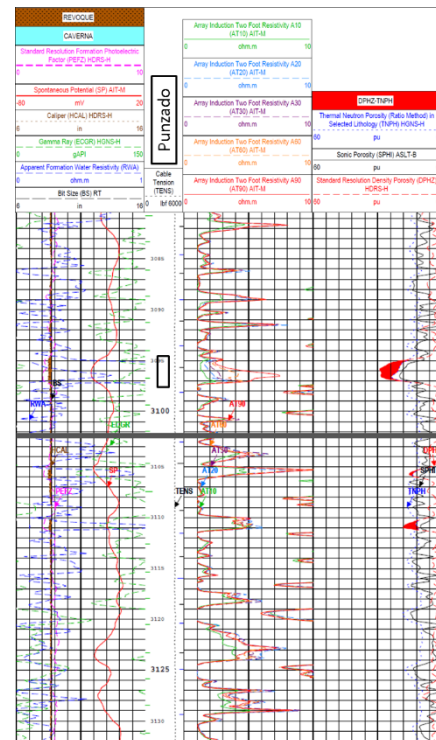
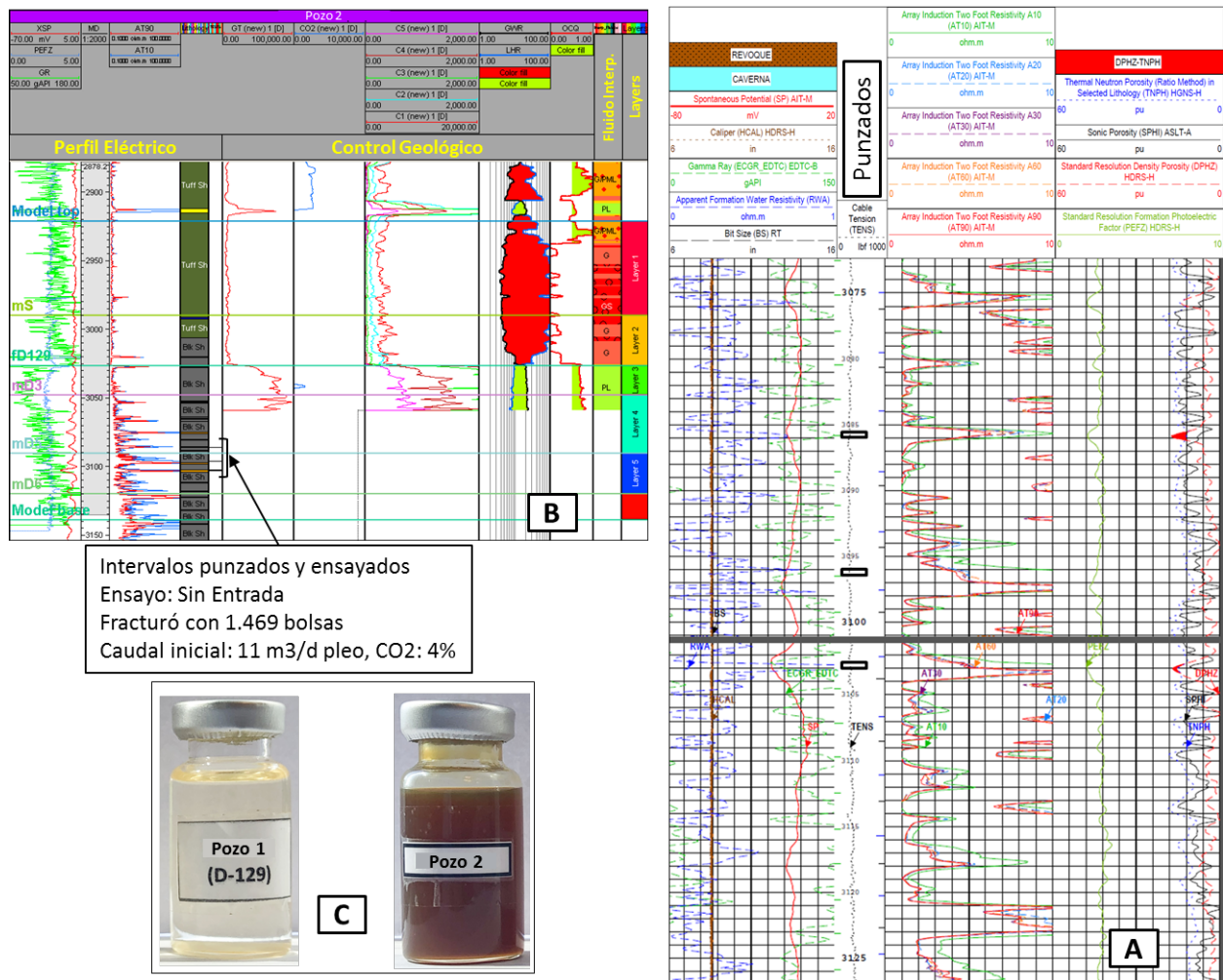


Fig. 6– Perfil eléctrico de Pozo 1

cromatográfica en las fangolitas de Fm. MDC indican presencia de gas, mientras que en las de Fm. Pozo D-129, petróleo liviano.

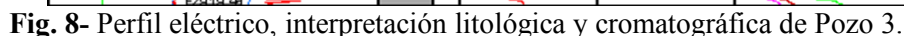
Si bien no se cuenta con registro de Control Geológico en la zona de los intervalos punzados, el perfil eléctrico muestra pequeñas deflexiones de la curva SP, sin revoque y con arreglo de porosidades calculadas (densidad de matrix de perfil de densidad = 2,65 g/cm³) que indican presencia de niveles tobáceos delgados. Toda esta información hace inferir que no hay presencia de reservorios permeables. Ver figura 7.

Pozo 2 fue punzado en tres intervalos, de un metro de espesor total. El ensayo inicial fue “Sin entrada”, luego se fracturó con 1.469 bolsas. El caudal inicial fue 11 m³/d de petróleo con 4% de CO₂. El petróleo extraído es liviano (41°API), y está en ventana de petróleo maduro coincidente con la madurez de las fangolitas adyacentes (Ro 1,05-1,16%). Con toda la información disponible, se interpreta que este petróleo no migró desde niveles más profundos, sino que proviene de la propia generación de la roca madre en niveles no permeables.



Ejemplo 3

En Pozo 3, el comportamiento de los registros es totalmente diferente al de los ejemplos anteriores. La curva LHR es mayor que la de GWR, sin cruzarse prácticamente en ningún intervalo de los analizados. Según la interpretación, se infiere presencia de gas tanto en los niveles inferiores de MDC como en los superiores de la Fm. Pozo D-129. A partir del marker mD3, la diferencia entre las curvas se incrementa. Pero, contrariamente a lo que podría esperarse, el hecho de que la curva OCQ supere el valor 0,5, hace inferir que este gas esté asociado a petróleo muy liviano, como se observa en la figura 8.



En la figura 9, la descripción de cutting con lupa indica presencia de limolitas con abundantes fracturas rellenas de calcita microcristalina. Además, es particularmente llamativo los altos valores de gas, tanto gas total (GT) como CO₂ (notar los rangos de las escalas en figura 8).

La descripción petrográfica de los testigos laterales, indica presencia de fangolitas arcillosas, y en menor proporción limosas y arenosas, mostrando laminaciones en las que alternan minerales de arcilla y material carbonático diseminado, con otras enriquecidas en materia orgánica. Ver figura 10A.

Cortes delgados de cutting permitieron ver una mayor diversidad de litologías, tanto las fangolitas laminadas referidas, como fangolitas carbonáticas con predominancia de cristales de dolomita y fragmentos de caliza con textura esparítica. Algo más subordinadas, se describen tobas vítreas y fangolitas tobáceas, como muestra la figura 10B.

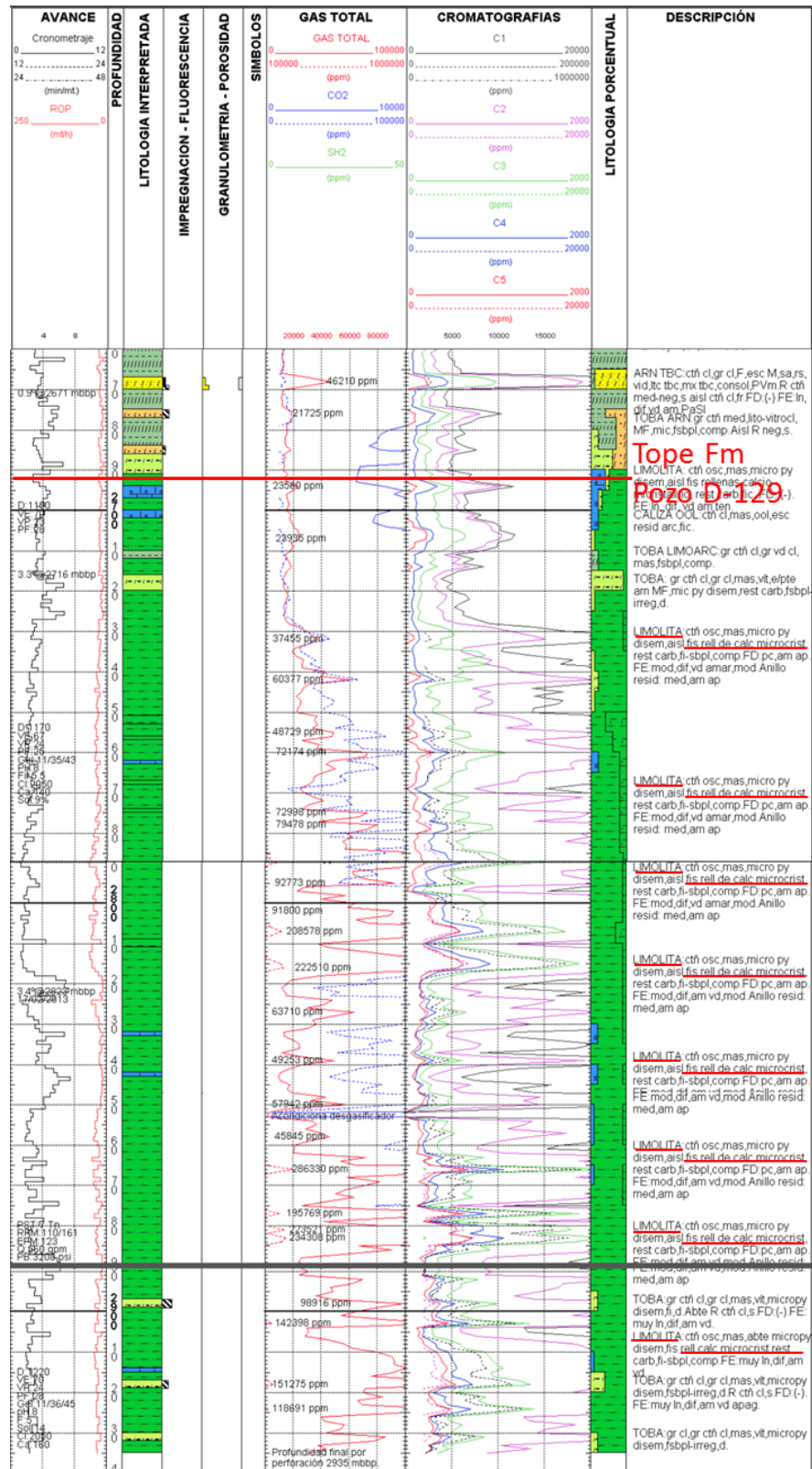


Fig. 9– Perfil de control geológico de Pozo 3. Se resalta la descripción de la litología dominante y el tope de la Fm. Pozo D-129.

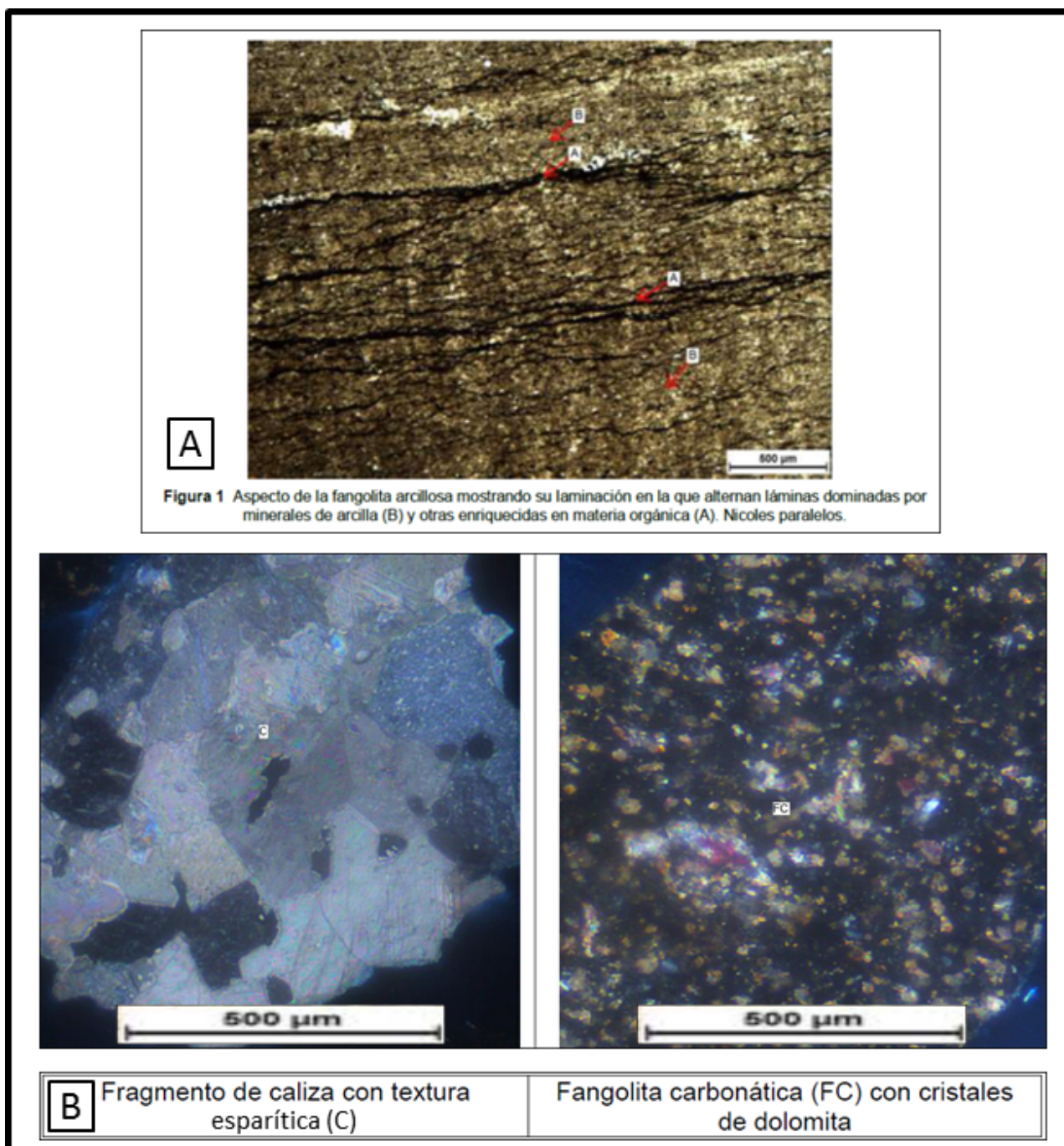


Fig. 10- A- Corte del delgado hecho en testigo lateral rotado. B- Cortes delgados hechos sobre cutting

El perfil eléctrico muestra altos valores de porosidad (Fig. 11) no sólo en la curva de densidad, que alcanza valores de 30% con densidad de matrix 2,65 g/cm³, sino también en las curvas sónica y de neutrones. Los valores de movilidad provenientes de la herramienta XPT, varían entre 2 y 6 mD/cP. La formación de revoque se extiende en casi todo el intervalo perforado. Los intervalos punzados suman 66 metros de espesor total. Se realizaron dos ensayos sin fracturar: El superior dio 251.000 m³/d de gas seco con 92% de CO₂, y el inferior produjo 163.000 m³/d de gas seco con 88% de CO₂.

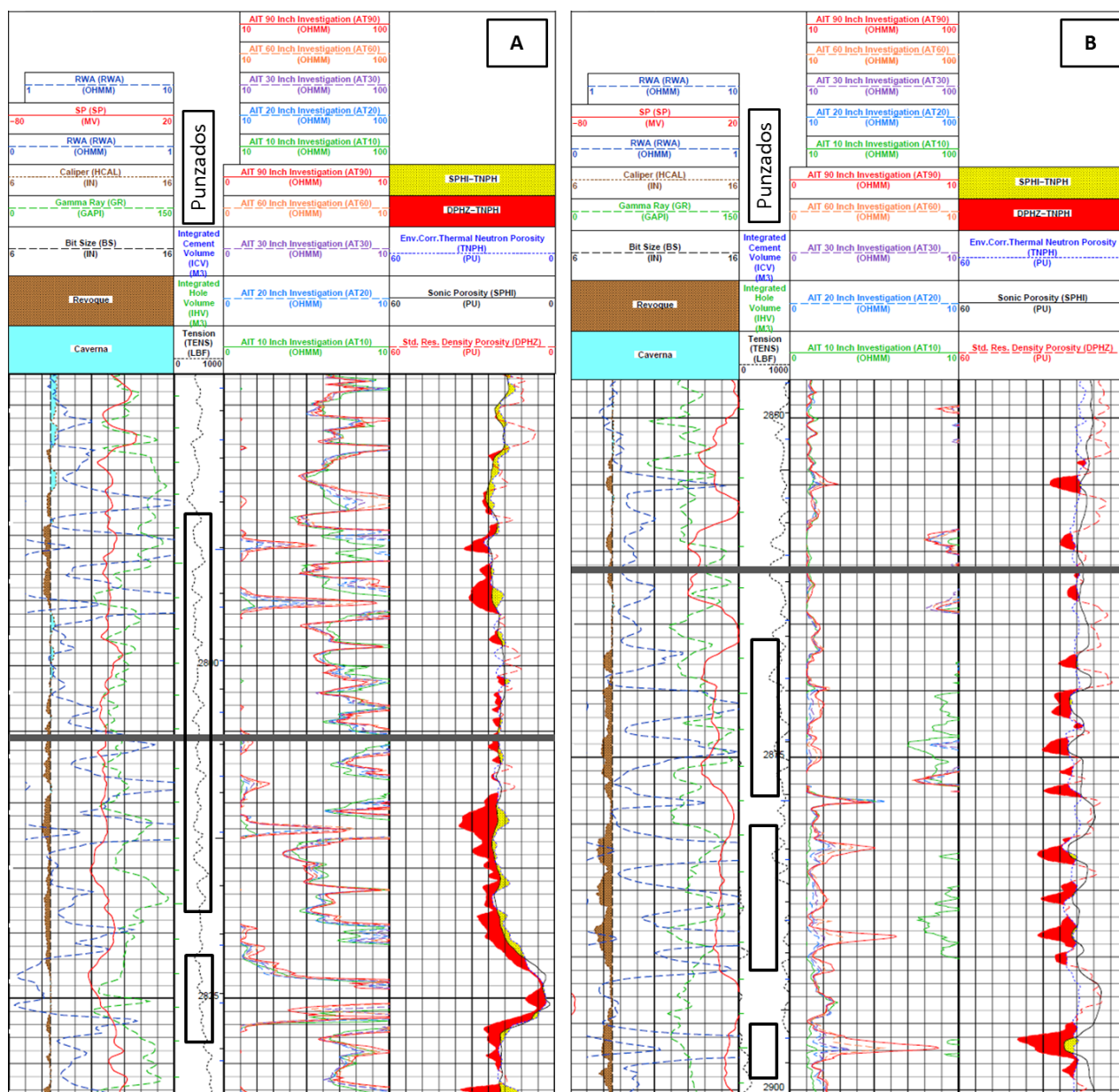


Fig. 11- Perfil eléctrico de Pozo 3, A- tramo superior, B- tramo inferior

Se realizaron estudios isotópicos de estas muestras para determinar la madurez de los gases hidrocarburos y origen de ambas. La interpretación de los resultados a partir de los diagramas de Bernard *et al.*, (1978), Shoell (1983), Whiticar (1994), Clayton (1991), Chung *et al.*, (1988), Zhou *et al.*, (2007), Golding *et al.*, (2013), Burruss Laughrey (2010) y Xia *et al.*, (2012), lleva a concluir que los gases hidrocarburos constituyen una mezcla **termogénica postmadura primaria** (craqueo de querógeno) y **secundaria** (craqueo de petróleo), predominando esta última. Además, la relación $\text{CH}_4/{}^3\text{He}$ se encuentra entre $1,7 \times 10^7$ y $2,94 \times 10^7$ sugiriendo que existe un 10% de aporte de metano inorgánico proveniente del manto (Pinti y Marty, 2000). Su madurez en términos de VRE = 1,8%, mientras que los resultados de reflectancia de vitrinita en la misma roca que los contiene se encuentran en el rango 0,93 - 1,22%. Esto evidencia migración desde una fuente más profunda y/o de mayor temperatura. En el caso de CO_2 , las concentraciones isotópicas de ${}^{13}\text{C}$ se encuentran entre 4,33 y 4,42 confirmando un **origen inorgánico**. Los valores obtenidos a partir de la relación ${}^3\text{He}/{}^4\text{He}$, indican proveniencia entre 51,9 y 53,5% del manto. A su vez los valores $2,0 \times 10^9$ y $2,24 \times 10^9$ de la relación $\text{CO}_2/{}^3\text{He}$ permiten concluir de manera inequívoca que el CO_2 tiene un **origen mantélico**. (Marty y Jambon, (1987), Ozima y Podosek, (2002), Gilfillan *et al.*, (2008), Sherwood-Lollar *et al.*, (1997), Ballentine *et al.*, (2001)).

Si bien litológicamente hay predominancia de fangolitas, sus características texturales son indicadoras de alta permeabilidad, al igual que lo interpretado a partir del perfil eléctrico. Todo esto sumado a los altos caudales

producidos sin fracturar, son argumentos suficientes para confirmar la alta permeabilidad necesaria para sustentar el modelo propuesto de migración.

Ejemplo 4

El arreglo de curvas cromatográficas en Pozo 4 es diferente a los anteriores, como puede observarse en la figura 12. La curva LHR es menor que GWR tanto en la Fm. Pozo D-129 como en la mayor parte de Fm. MDC, incluidos los llamados niveles permeables. La interpretación indica presencia de petróleo de densidad media. El intervalo ensayado dio bajo caudal de agua, habiéndose interrumpido sin estabilizar, por lo cual se lo considera no representativo.

Sin dudas, la particularidad de este caso radica en que se interpreta presencia de petróleo en prácticamente todas las fangolitas tobáceas de la Fm MDC, carentes de materia orgánica.

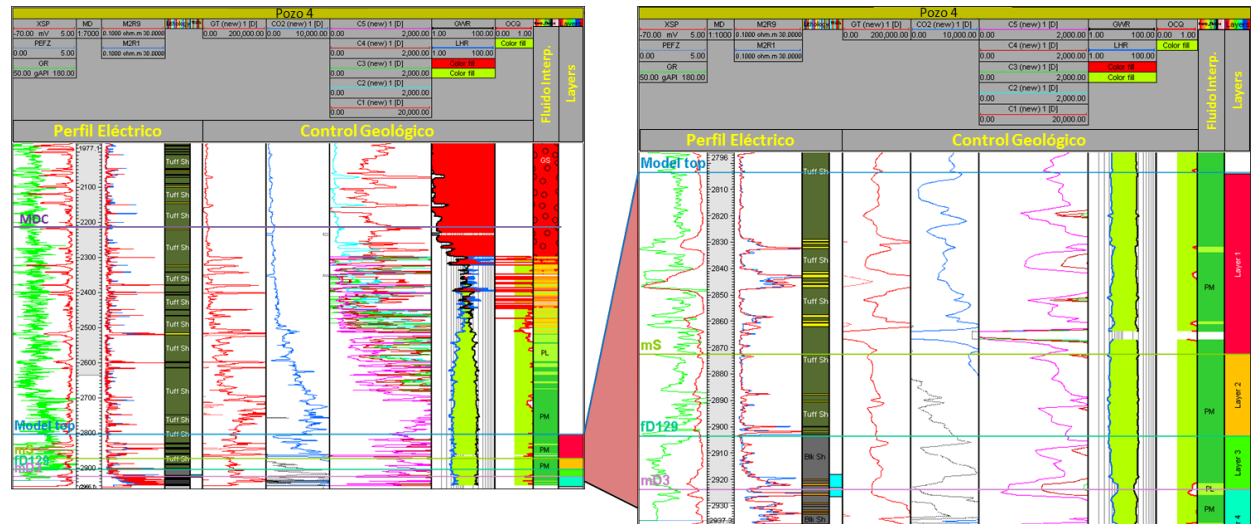


Fig. 12- Perfiles eléctricos e interpretación litológica y cromatográfica de Pozo 4. A la derecha se detalla el intervalo correspondiente a Fm. Pozo D-129 y base de Fm MDC.

Muestras de Gas

Se tomaron muestras de gas de todos los pozos que ensayaron gas o petróleo surgente. Los resultados de laboratorio se expresan en porcentajes molares de cada compuesto (C1-C6) y CO2. Si bien esto no es absolutamente comparable con los valores expresados en ppm extraídos del lodo de perforación y además está sujeto a muchas variaciones operativas, se hizo una comparación para intentar identificar algún tipo de correlación. Se observa en la Tabla 3 las cromatografías de dos muestras tomadas durante el ensayo de terminación del intervalo 3094,5/97,5 m en Pozo 1. Se obtuvieron los parámetros OCQ, GWR y LHR aplicando las mismas ecuaciones que se usaron para control geológico, y se representaron los valores de la muestra 1 como puntos en el track de interpretación de fluidos en la figura 5. Puede notarse la coincidencia entre los valores calculados de GWR y LHR; no así OCQ, que es más bajo. Esta diferencia ocurre en la mayoría de los casos analizados como se muestra en los gráficos de la figura 13, y este comportamiento se explicaría por una disminución de C4 y C5 en la bamboleta, debido a una segregación de estos componentes previo al muestreo.

Tabla 3 - Parámetros cromatográficos calculados sobre las muestras de gas del Pozo 1																
Pozo	Muestra	Desde [m]	Hasta [m]	Cromatografías [%]									OCQ	GWR	LHR	Interpretación
				N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5	C6+	CO2	[frac.]	[%]	[frac.]	
Pozo 1	1	3095	3098	0,49	74,75	7,38	2,76	0,34	0,55	0,13	0,00	13,61	0,37	12,99	21,76	Gas
Pozo 1	2	3095	3098	0,44	72,42	7,42	2,85	0,44	0,70	0,25	0,01	15,48	0,49	13,87	18,79	Gas

Por otra parte, el cálculo de porcentaje de CO2 según control geológico, puede hacerse de la siguiente manera:

$$CO2 \text{ [%]} = \frac{CO_2 \text{ [ppm]}}{C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + CO_2 \text{ [ppm]}} \times 100, \text{ Ec. 4}$$

Según ecuación 4, esto da como resultado un porcentaje de $\text{CO}_2 = 3,78\%$, distando mucho de los valores 13,61 y 15,48% obtenido de las muestras. Esta subestimación del porcentaje de CO_2 por parte del control geológico, como puede observarse en la figura 13, ocurre en casi todos los casos, especialmente a valores altos. Probablemente, este comportamiento tenga respuesta en que el CO_2 es controlado activamente durante la perforación y/o debido a la mayor solubilidad del CO_2 (especialmente en agua dulce), que permite que se difunda en el lodo durante el trayecto ascendente hacia la trampa de gas. Como resultado, se obtienen picos de CO_2 de menor magnitud, pero con incremento en el background de la lectura.

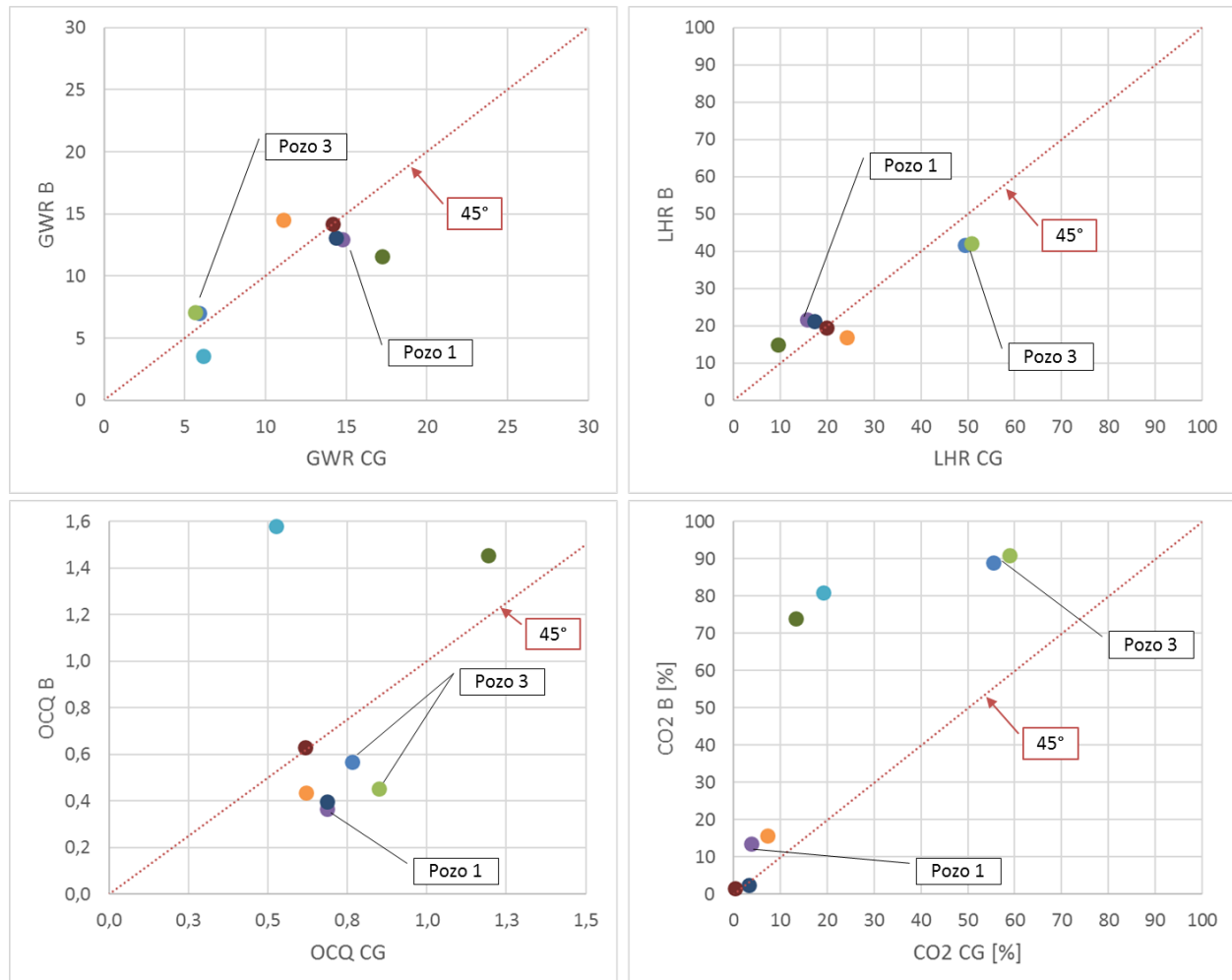


Fig. 13- Lecturas Control Geológico (CG) vs. Muestras de gas (B). Comparación de parámetros calculados a partir de lecturas de CG vs. muestras de ensayo de pozo (gas o petróleo surgente).

Distribución Areal

Se construyó un modelo 3D, el cual es parte de un estudio integral que tiene el fin de evaluar el potencial productivo de la Fm. Pozo D-129. Han sido modeladas varias propiedades, tanto en uno de baja resolución vertical como en otro con mayor cantidad de layers. Para mostrar la distribución areal de los resultados de los estudios mediante relaciones cromatográficas, se ha considerado más eficiente mostrar el primero.

El modelo fue construido con celdas de 100 m x 100 m y un espesor variable coincidente con el de los intervalos limitados por los markers: "Model top", mS, D-129, mD3, mD5, mD6 y "Model base". De esta manera el modelo cuenta con 6 layers: dos corresponden a la base de Fm. MDC y cuatro a Fm. Pozo D-129. Los tope y base del modelo son superficies paralelas a mS y mD6 respectivamente con el fin modelar unos 100 m por encima y por debajo del marker D-129.

El escalado de las interpretaciones cromatográficas para visualizar su distribución areal, de manera que pueda ser mostrado en pocas imágenes, no es sencillo. La interpretación de los fluidos presentes en las formaciones es discreta, por lo que no sería completamente representativo ningún tipo de escalado. Teniendo en cuenta que el cruce o no de las curvas LHR-GWR tiene una implicancia visual muy potente, se ha decidido utilizar la diferencia

entre estos valores. La metodología de escalado seleccionado fue un promedio aritmético simple. Desde luego, dista mucho de una representación ideal.

En la figura 14, se muestran los seis mapas para cada layer. La escala de colores muestra que los valores positivos saturan al rojo en 10 y los negativos en verde, también en 10. Haciendo la salvedad mencionada, en términos generales, los puntos rojos son indicadores de gas, mientras que los verdes lo son de petróleo.

Se puede observar que en los layers 1 y 2 (correspondientes a Fm. MDC) existe una concentración de puntos verdes hacia el ENE del área, donde se encuentra localizado Pozo 4. Esto permite afirmar que su comportamiento no es una excepción ni se trata de fallas operativas, sino que más bien responde a un contenido de hidrocarburos (tanto en niveles permeables como no permeables) diferente al del resto del área.

En los layers 3 a 6 (correspondientes a Fm. Pozo D-129), se observa una amplia distribución de puntos verdes, consistentemente con lo manifestado acerca de la presencia de petróleo en las fangolitas negras predominantes por sobre los niveles tobáceos.

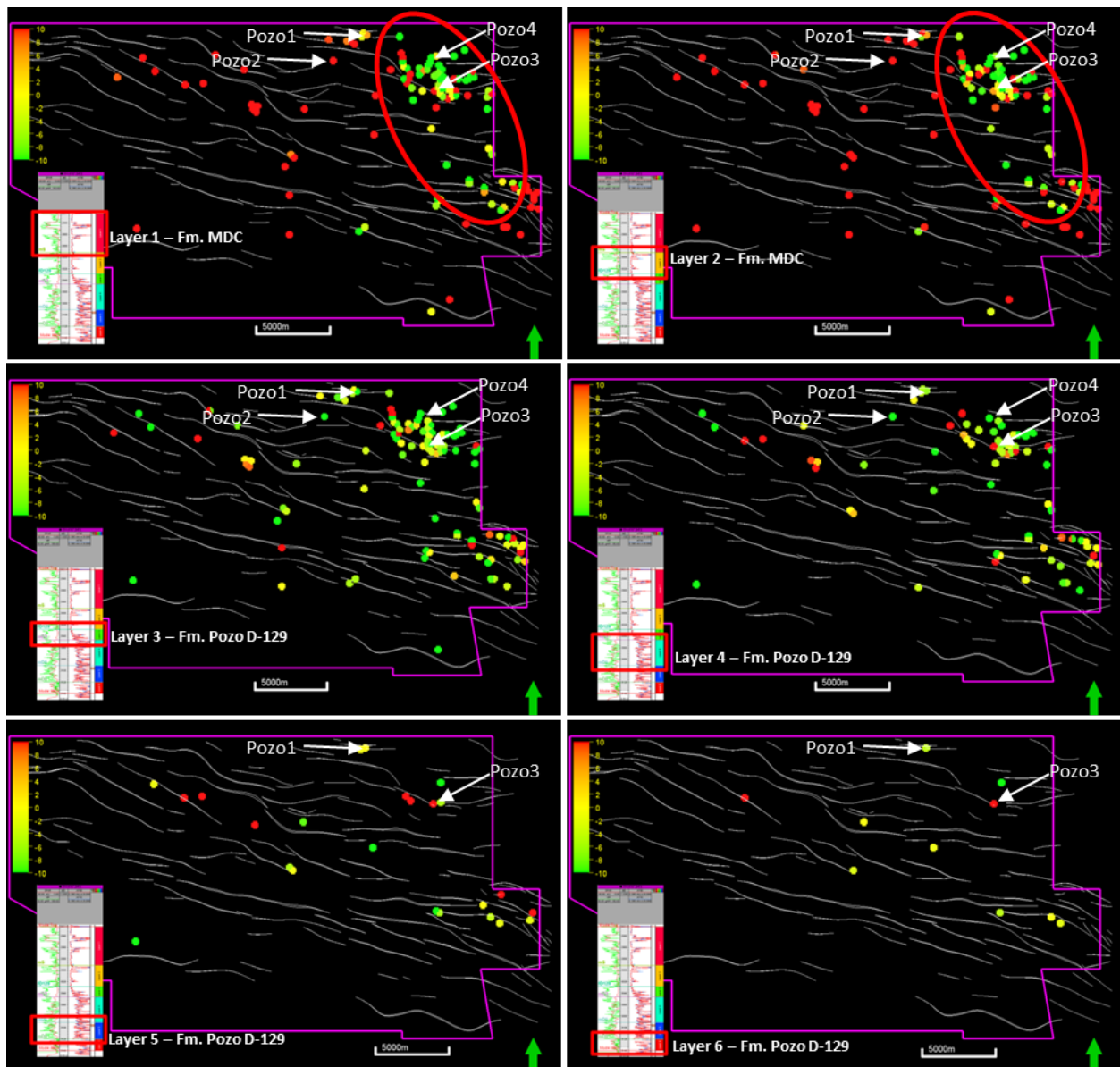


Fig. 14- Mapas de distribución de LHR-GWR para los 6 layers del modelo 3D

Otra forma de expresar la distribución areal de las relaciones cromatográficas utilizando una sola imagen, es la siguiente: se puede diferenciar tres tipos de patrones básicos según el arreglo global de las curvas LHR-GWR. El caso del ejemplo 1 (Pozo 1) puede definirse como “patrón rojo-verde”, haciendo referencia a que LHR es mayor

a GWR en Fm. MDC y se invierte en Fm. Pozo D-129. El ejemplo 3 (Pozo 3) se define como “patrón rojo-rojo”, y el ejemplo 4 (Pozo 4) como “patrón verde-verde” de manera análoga (ver figura 15).

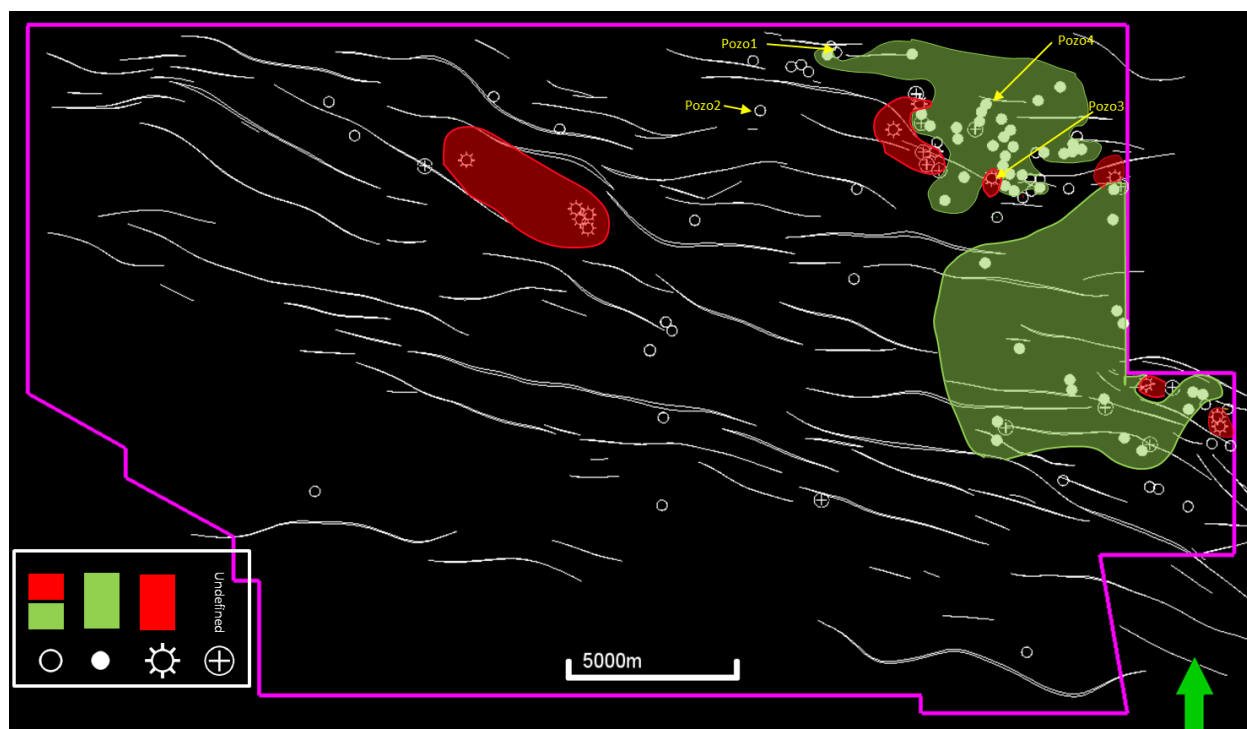


Fig. 15- Distribución areal de patrones cromatográficos

De la observación de las figuras 14 y 15, se desprende que los pozos que muestran un patrón verde-verde conforman el porcentaje mayoritario, pero desde el punto de vista areal puede decirse que existe una mayor concentración de gases pesados en el sector NE del Yacimiento. El hecho que este comportamiento ocurra en un determinado sector y con pozos perforados con diferentes equipos y cabinas de control geológico, hace inferir que se trata de un cambio físico en la roca-fluido y no de un comportamiento relacionado a la metodología de registro. Al mismo tiempo, se observa que una porción minoritaria de pozos con patrones tipo rojo-rojo, se ubican hacia los límites de esta zona. Claro está que no resulta sorprendente la interpretación de petróleo y/o gas en niveles permeables y en las fangolitas carbonáticas de Fm Pozo D-129, pero lo que hace a este sector particular, es la interpretación de la existencia de petróleo en las fangolitas de Fm MDC. A continuación, se propone una posible explicación.

Vías de migración

En los cortes sísmicos de las figuras 16 y 17 puede observarse (dentro del área de concesión El Huemul) dos zonas subverticales donde el comportamiento se hace difuso y de baja coherencia. La zona ubicada al suroeste fue perforada por dos pozos en los que no se registró control geológico; a diferencia de los pozos del noreste. El análisis detallado de estas zonas difusas es extenso, y será motivo de otra publicación. Pero haciendo referencia a la zona noreste, se mencionarán algunas características particulares de esta:

- Máximos valores de Gas Total y CO₂ registrados tanto en control geológico como en ensayos de pozo.
- Evidencias de sobrepresión en Fm. MDC y Fm. Pozo D-129 (Rodríguez et al, 2018)
- “Gas somero” en la Fm. Rio Chico
- Presencia de cuerpos intrusivos de composición basáltica
- Estudios isotópicos altamente concluyentes sobre la posibilidad de migración de gases hidrocarburos, CO₂ y magma en Pozo 3.

Todas estas particularidades son indicadores característicos de un tipo de vía de migración, conocido como Chimeneas de gas (Gas Chimneys), Arntsen, (2007), Aminzadeh, (2002), Heggland, (1998).

Las chimeneas de gas han sido modeladas como una red de fracturas interconectadas que permiten el flujo de gas seguido de difusión a partir de estas. (Arntsen, 2007).

En estas condiciones es posible la mayor concentración de gases pesados en las fangolitas tobáceas de Fm MDC y convierten al uso de las relaciones cromatográficas en una herramienta adicional que da soporte a lo expuesto

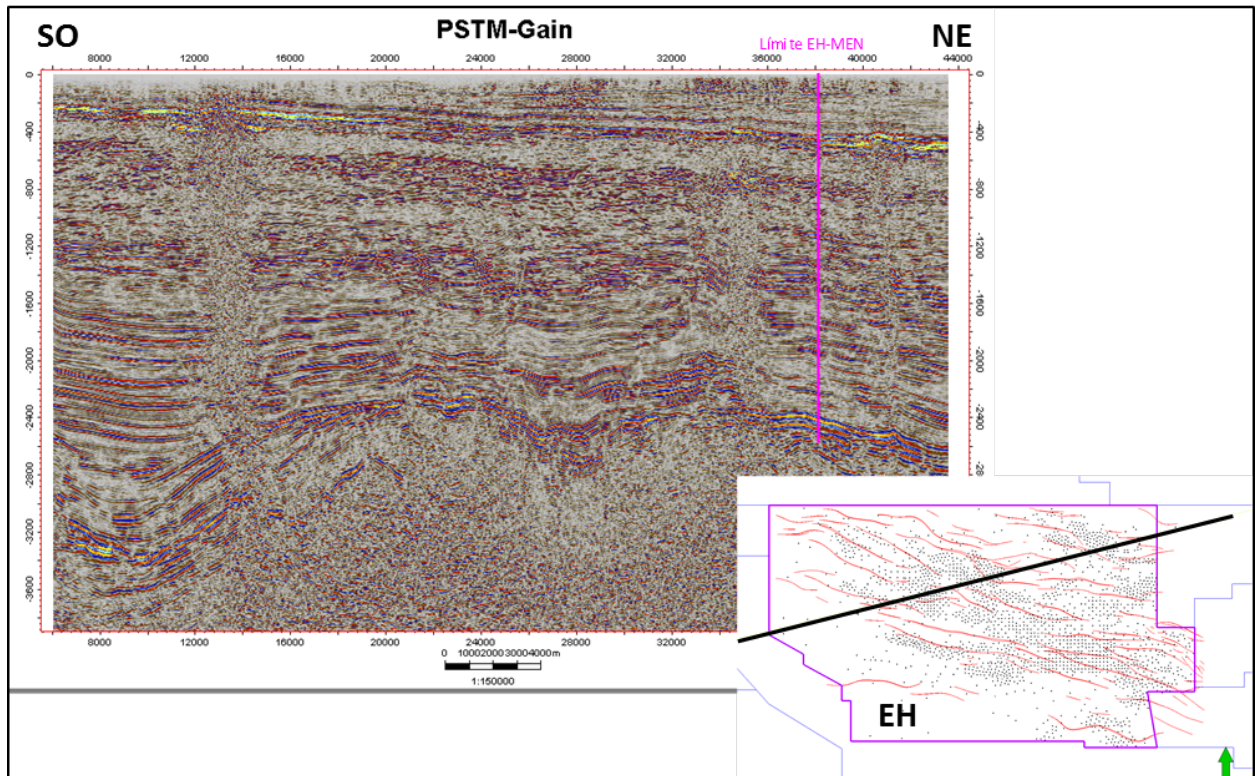


Fig. 16– Corte sísmico SO-NE mostrando las zonas de baja coherencia, interpretadas como vías de migración (Gas Chimney)

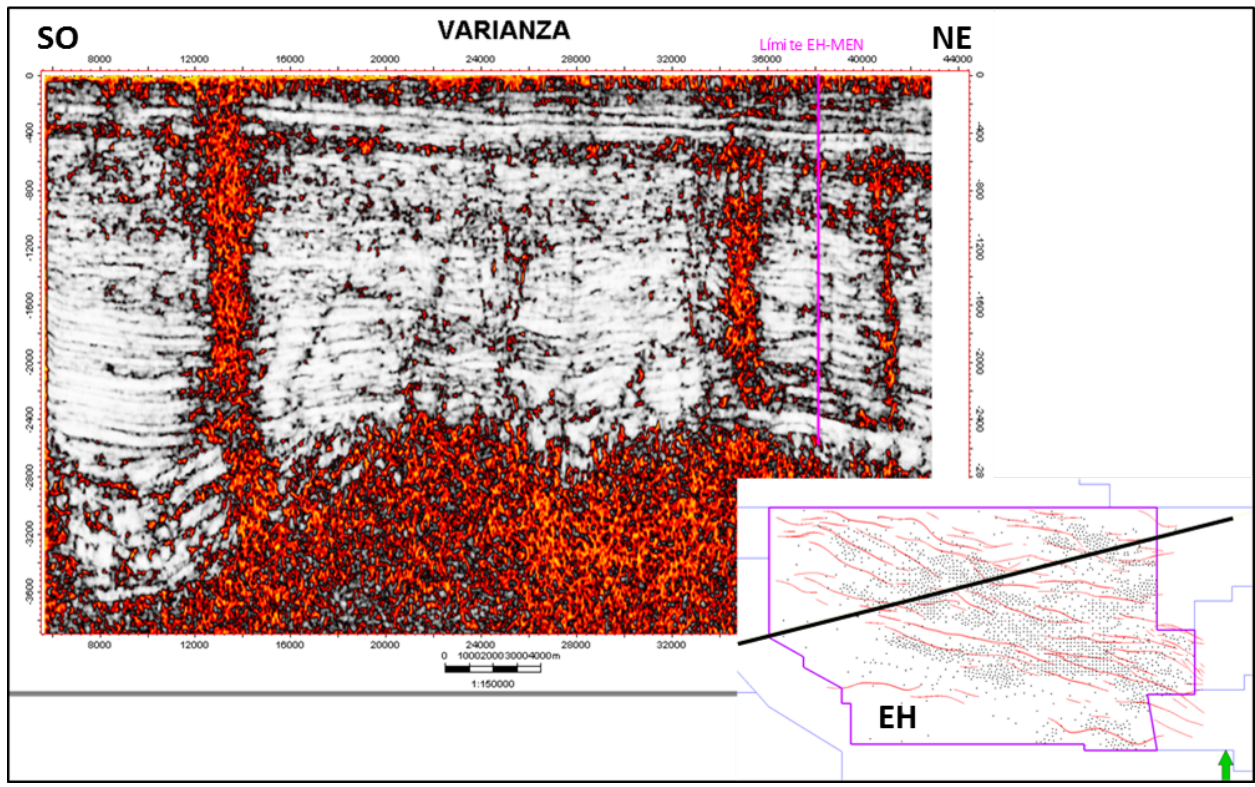


Fig. 17– Corte sísmico SO-NE mostrando las zonas de baja coherencia con atributo de Varianza

Conclusiones

El uso de las relaciones cromatográficas aporta información valiosa para la comprensión y desarrollo de la Fm. Pozo D-129.

Cuando la disposición de las curvas LHR y GWR muestran patrones tipo Rojo-Verde, muestran claramente el pase a la Fm. Pozo D-129 en el cruce de estas. Esto ha sido particularmente útil para definir el pase en casos en que la correlación de perfiles eléctricos no fuera clara. También es común encontrar fangolitas negras de bajo TOC por encima del pase establecido por correlación. En todos los casos estas fangolitas no muestran cruce de curvas, confirmando que no corresponden a la Fm. Pozo D-129.

Predice con aceptable aproximación los fluidos producidos en la Fm. Pozo D-129. Un 85% de los pozos, indican presencia de gas o petróleo muy liviano en los niveles tobáceos de mayor permeabilidad, mientras que sobre las fangolitas negras adyacentes, se interpreta petróleo. Como se dijo, este trabajo no hace foco en discutir los resultados en las demás formaciones. De todas formas, se recomienda su uso como herramienta complementaria en reservorios convencionales y observar existencia de correlación con los fluidos producidos.

Consistentemente con lo expuesto, estudios geoquímicos indican que la madurez de los fluidos producidos a partir de niveles permeables de Fm. Pozo D-129 es mayor a las mediciones de Ro sobre las fangolitas negras adyacentes (generalmente impermeables). Esto sugiere, en el primer caso, migración desde niveles de mayor madurez. No así en el segundo, ya que la alta presión de desplazamiento capilar de las fangolitas impide la carga. En los casos en que las fangolitas muestran evidencias de mayor permeabilidad, el gas producido tiene mayor madurez.

Estudios isotópicos realizados en muestras de gas tomadas en un pozo con claras evidencias de alta permeabilidad en Fm Pozo D-129, concluyen que los gases hidrocarburos constituyen una mezcla termogénica postmadura primaria y secundaria con VRE: 1.8, contrastando con los resultados de Ro: 0.93-1.22 en la roca. Las relaciones isotópicas del carbono proveniente de CO₂ y Helio, indican inequívocamente su origen mantélico. De manera análoga a lo explicado con los gases hidrocarburos, el CO₂ sólo podría alojarse en reservorios permeables. Por lo expuesto, parece fundamental desarrollar la Fm. Pozo D-129, en zonas de bajo “net to gross” y con fracturas del tipo No Convencional que generen aporte desde las fangolitas negras (teóricamente libres de CO₂), disminuyendo el porcentaje de este gas proveniente de los niveles permeables (tobáceos).

Los mapas de distribución de los valores promedio de la diferencia LHR-GWR, muestran que existe una concentración de hidrocarburos líquidos hacia la zona ENE del yacimiento, tanto para Fm. MDC como para Fm. Pozo D-129 sin distinción del tipo litológico. Este es un comportamiento característico de las chimeneas de gas. Justamente en esta zona se ha interpretado una vía de migración de magma, hidrocarburos y CO₂, basado en el comportamiento sísmico, sobrepresión, análisis isotópico, presencia de gas somero y cuerpos intrusivos basálticos.

Los parámetros cromatográficos GWR y LHR provenientes del control geológico son consistentes con los de las muestras obtenidas a partir de ensayos individuales. Esto es particularmente útil para validar o poner en consideración los datos del control geológico. En el caso del OCQ, se observa una subestimación por parte de las muestras. Contrariamente, el CO₂ calculado según control geológico es menor al de las muestras. Posiblemente debido a que es controlado activamente durante la perforación y por ser más soluble en el agua del lodo y dispersarse más que los gases hidrocarburos.

Referencias

- Artsen, B., W. Lars, H. Loseth, 2007, Seismic modelling gas chimenys, *Geophysics*, 72, Issue 5
- Aminzadeh, F., D. Connolly, P. de Groot, 2002, Interpretation of gas chimney volumes, *Soc Expl Geophysicists*
- Bernard, B. B., J. M. Brooks, and W. M. Sackett (1978), Light hydrocarbon in recent Texas continental shelf and slope sediments, *Journal of Geophysical Research*, v. 83, p. 4053-4061

- Ballentine, C. J., M. Schoell, D. Coleman, and B. A. Cain (2001) 300-Myr-old magmatic CO₂ in natural gas reservoirs of the west Texas Permian basin, *Nature*, v. 409, p. 327-331
- Chung, H. M., J. R. Gormly, and R. M. Squires (1988), Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distributions, *Chemical Geology*, v. 71, p. 97
- Clavijo, R., 1986, Consideraciones sobre la estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Boletín de Informaciones Petroleras* N°9, p. 15-32, Buenos Aires.
- Clayton, C. (1991), Carbon Isotope fractionation during natural gas generation from kerogen, *Marine and Petroleum Geology*, v. 8, p. 232-240
- Ferrie, G.H., B.O. Pixler, and S. Allen, 1981, Well-site formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios: 83rd Annual General Meeting of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy, Paper 81-32-20
- Fitzgerald, M., R. Mitchum, M. Uliana y K. Biddle, 1990, Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 74, N° 6, p. 879-920
- Figari, E., E. Strelkov, M. Cid de la Paz, J. Celaya, G. Laffitte y H. Villar, 2002, Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural estratigráfica y geoquímica, en: M. J. Haller (ed), *Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino*. El Calafate, v. 3, p. 571-601
- Gilfillan, S. M. V., C. J. Ballentine, G. Holland, D. Blagburn, B. Sherwood Lollar, S. Stevens, M. Schoell, and M. Cassidy (2008), The noble gas geochemistry of natural CO₂ gas reservoirs from the Colorado Plateau
- Golding, S. D., C. J. Boreham, and J. S. Esterle (2013), Stable isotope geochemistry of coal bed and shale gas and related production waters: a review, *International Journal of Coal Geology*, v. 120, p. 24 – 40.
- Haworth, J.H., M. Sellens, and A. Whittaker (1985), Interpretation of hydrocarbon shows using light (C₁-C₅) hydrocarbon gases from mud-log data, *AAPG Bulletin*, v. 69, p. 1305-1310
- Hechem, J., E. Figari y E. Musacchio, 1987. Hallazgo de la Formación Pozo D-129. *Petrotecnia* 28 (11), p.13-15
- Heggland, R, 2005, Using Gas Chimneys in Seal Integrity Analysis: A Discussion Based on Case Histories, *AAPG Hedberg Series*, 2, 237-245
- Heggland, R, 1998, Gas seepage as an indicator of deeper prospective reservoirs. A study based on exploration 3D seismic data. *Mar. Petrol Geol*, Vol 15, 1-9
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, *Proceedings* , v. 1 p, 251-289
- Marty, B. and A. Jambon (1987), C/3He in volatile fluxes from the solid earth – Implications for carbon geodynamics, *Earth and Planetary Science Letters*, v. 83, p. 16 – 26.
- Ozima, M. and F. A. Podosek (2002), Noble gas geochemistry, 2nd Edition, Cambridge University Press, 286 p. and Rocky Mountain provinces, USA, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 72, p. 1174 – 1198.
- Pixler, B. O., 1969, Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, p. 665-670
- Rodriguez, J. R, P. Caprioglio (2018), Reservorios con sobrepresión en la Formación Mina del Carmen. Identificación y delimitación de la anomalía como soporte para la extensión del desarrollo. Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

Schoell, M. (1983), Genetic Characterization of natural gases, AAPG Bulletin, v. 67, p. 2225-2238

Sherwood-Lollar, B., C. J. Ballentine, and R. K. Onions (1977), The fate of mantle-derived carbon in continental sedimentary basins: Integration of C/He relationships and stable isotope signatures, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 61, p. 2295-2308

Whiticar, M. J. (1994), Correlation of natural gases with their sources, in Magoon, L. B. and W. G. Dow, eds., *The petroleum system - from source to trap*, AAPG memoir 60, p. 261-283

Xia, X., J. Chen, R. Braun, and Y. Tang (2012), Isotopic reversals with respect to maturity trends due to mixing of primary and secondary products in source rocks, *Chemical Geology*, v.339, p. 205 – 212.

Xia, X. and Y. Tang (2012), Application of gas isotopes to the thermal history analysis of basins, in Harris, N. B. and K. E. Peters, eds., *Thermal history of sedimentary basins: Methods and case studies*, SEPM Special Publication No. 103, p. 147 - 152.

Zou, Y-R, Y. Cai, C. Zhang, X. Zhang, and P. Peng (2007) Variation of natural gas carbon isotope curves and their interpretation: A case of study, *Organic geochemistry*, v. 38, p. 1398-1415

CV

Gastón Jarque

Licenciado en Geología, egresado de la Universidad Nacional de La Plata en 1996. Durante los primeros cuatro años de carrera se desempeñó en la Exploración Minera. En el año 2000, ingresó en la Empresa SPT S.A. donde realizó tareas de Control Geológico y Well Site en Cuencas Austral, Neuquina y del Golfo San Jorge. En 2004 se desempeñó en Repsol YPF ocupando distintos cargos en las áreas de Reservorios, Desarrollo y Dirección de Desarrollo. En 2013 y hasta la fecha continuó sus actividades en la Empresa Sinopec Argentina como Geólogo de Desarrollo en distintas áreas del flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge

Gonzalo Maiztegui

Recibió el título de Ingeniero Químico de la Universidad de Buenos Aires, en el año 2011, al mismo tiempo que se desempeñaba como pasante de Ingeniería en Reservorios en Occidental Argentina desde junio de 2010. Desde fines del año 2012 a la fecha, se desempeña como Ingeniero en Reservorios en Sinopec Argentina, yacimiento El Huemul. En el año 2015 recibió la doble titulación de Especialista en Producción de Petróleo y Gas otorgado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, y la Maestría en Geociencia e Ingeniería en Reservorios del Instituto Francés del Petróleo.

Pablo Caprioglio

Recibió el título de Ingeniero Nuclear otorgado por el Instituto Balseiro, Comisión Nacional de Energía Atómica, en el año 2001. Posteriormente se desempeñó en Repsol YPF, habiendo ocupado puestos de producción e ingeniería de reservorios. En el año 2004 recibió la Maestría en Exploración y Producción de Hidrocarburos, otorgada por el Instituto Superior de la Energía y la Heriot-Watt University, para luego seguir desempeñándose como ingeniero de reservorios dentro de Repsol YPF. A partir del año 2007 continuó sus actividades en Occidental Argentina -luego Sinopec-ocupando entre otros el puesto de ingeniero de reservorios para diferentes áreas de reservas. En el año 2012 participó del programa PDD del IAE Business School. En la actualidad ocupa la posición Gerente de Desarrollo -EH- en Sinopec Argentina.

Alejandro Rodolfo D'Agostino

Es Geólogo de Reservorios con 15 años de experiencia en el Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, Licenciado en la Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ciencias Naturales y Museo. Actualmente ocupa el cargo de Geólogo de Reservorios para la empresa Sinopec Argentina Exploration & Production, en el yacimiento El Huemul. Previamente se desempeñó como Geólogo junior en Occidental Argentina Exploration & Production, Inc, y en Vintage Oil Argentina Exploration & Production. El primer año de profesión trabajó en control geológico como Mud Logger en Sinergic Petroleum Technologies.

Niccoló Luz

Recibió el título de Licenciado en Geofísica otorgado por la Universidad Nacional de San Juan en el año 2019. Desde noviembre del 2014 hasta la actualidad se desempeña como geofísico de desarrollo en Sinopec Argentina, trabajando para el área El Huemul, dentro de la Vicepresidencia de Desarrollo de Activos.

Martín Irigoyen

Recibió el título de Licenciado en Geología en 2012, otorgado por la Universidad Nacional de La Plata (UNLP). El mismo año ingresó como Geólogo de Desarrollo a la Compañía petrolera Sinopec Argentina, puesto que mantiene en la actualidad. En el año 2013 realizó una Especialización en Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos en el Instituto del Gas y del Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de la UBA. En el año 2018, por medio de una beca de estudio otorgada por el programa BEC.AR, dependiente del Ministerio de Educación, Ciencia y Tecnología, cursó el Máster en Geología Aplicada a la Exploración de los Hidrocarburos (GEORREC) en la Universidad de Granada (UGR), donde realizó el Trabajo Final de Master (TFM) en la evaluación de recursos prospectivos de shale gas en la Cuenca Vasco-Cantábrica, norte de España.