

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
 Simposio de Evaluación de Formaciones: Maximizando la eficiencia a través de la innovación

DESAFÍOS EN LA IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS DE BAJA RESISTIVIDAD, CHAÑARES HERRADOS, MENDOZA, ARGENTINA

Pablo Uzzo¹, Gustavo Vaccarino¹, Marcelo Sáez¹, Pablo Horwitz¹, Héctor Rinaldi¹, Lorena Caviglia²

1: Medanito, peuzzo@medanito.com.ar, ggvaccarino@medanito.com.ar,
 mdsaez@medanito.com.ar, phorwitz@chasa.com.ar, harinaldi@medanito.com.ar

2: Pan American Energy, MCaviglia@pan-energy.com

Keywords: Formation Evaluation, Geology, Wireline, Formation Testing, Open hole Logs, Petrophysics, Mud Logging

ABSTRACT

Challenges in the identification and quantification of hydrocarbons in reservoirs of low resistivity, Chañares Herrados, Mendoza, Argentina.

In the Chañares Herrados oilfield, located in the Northwest of the Cuyana basin, the Victor Oscuro member of the Río Blanco formation, presents reservoirs of distal lacustrine environment with influence pyroclastic and high clay content. Some sections of this member are mineralized with oil and are characterized by low resistivity, however, they are often good reservoirs and produce with low water cut in many wells of the field.

Petrophysical characterization of "Low Resistivity Pay" reservoirs presents a challenge for interpretation since their correct determination is difficult and always tends to give a high value of water saturation, which masks the real saturation of oil.

In this study the behavior of thin lacustrine reservoirs with low resistivity will be described. Micro porosity plays a key role; together with the presence of water with high capillarity (high capillary bound water).

The Victor Oscuro lacustrine deposits, mainly composed of siltstones, claystones and pyroclastic sediments with microporosity, give low resistivity readings in the oil reservoirs. These micro pores at the same time, increase the content of irreducible water which causes low water production rates. The permeability in such reservoirs ranges from 0.005 to 0.6mD and average porosities are 19% (between 13 to 23%).

Due to the complex lithology of these reservoirs the presence of claystones with high CEC (cationic exchange capacity) is very common in this type of deposits. The rock is strongly water wet; consequently, the result is a high percentage of irreducible water saturation and transition zones capable of producing moderate water, despite the high water saturation interpretation.

UBICACIÓN

El yacimiento Chañares Herrados (Fig. 1) se encuentra localizado en la provincia de Mendoza, en el sector centro-oeste de la cuenca Cuyana. Está ubicado a 55 km al sur de la ciudad de Mendoza

y fue descubierto en el año 1961. Las formaciones productivas en este yacimiento corresponden a Barrancas y Río Blanco. La superficie es de 41 km², los reservorios tienen una profundidad que va desde los 2800 a 3600 metros. La producción actual de petróleo es de 190 m³/día con una acumulada de petróleo de 3.3 MMm³. Se han perforado 82 pozos, 44 están activos.

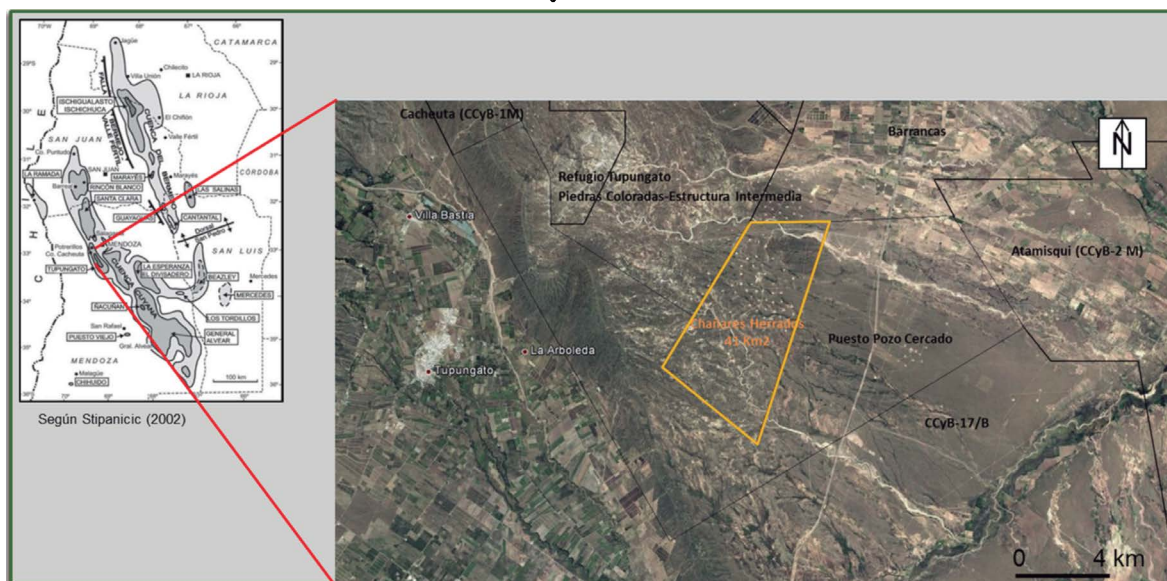


Figura 1. A la izquierda, mapa de regional de la cuenca cuyana (Stipanovic, P., 2002). Derecha, ubicación geográfica de Chañares Herrados

MARCO GEOLÓGICO

El bloque de Chañares Herrados, localizado en el eje occidental de la cuenca Cuyana, cae dentro del depocentro Tupungato. La sección sedimentaria se extiende entre el Ordovícico y el Terciario, con la roca madre generadora de petróleo en clásticos del Triásico tardío y potenciales reservorios en clásticos del Devónico, Carbonífero, Triásico tardío, Jurásico superior y Terciario superior (Boggetti; Scolari y Regazzoni, 2002).

La Fm. Cacheuta es considerada la principal roca generadora de la cuenca. Es una pelita lacustre con muy alto tenor orgánico (COT 3-10%; con picos de hasta 17%), contiene querógeno predominantemente amorfo de origen algal-bacteriano, incluyendo algas de tipo Botryococcus, y participación menor y variable de relictos de plantas superiores. El querógeno se clasifica como de tipo I con gran potencial oleogénico, sobre todo en la parte basal que es la de mayor contenido orgánico. Su IH (Índice de Hidrógeno) medio es de unos 600 mg HC/g COT llegando en muchos de los niveles hasta 900 mg HC/g COT (Zencich; Villar y Boggetti, 2014).

Los reservorios más productivos son Barrancas y Río Blanco. Río Blanco se encuentra dividido en tres miembros: VC, VO y VG (Victor Claro, Victor Oscuro y Victor Gris), (Kokogian y Mancilla, 1989).

La Fm. Río Blanco, miembro VO, tiene un espesor aproximado de 300 m. Está compuesto por reservorios multi capa, limitados por depósitos pelíticos y tobáceos en un ambiente lacustre entre somero y profundo (Kokogian y Mancilla 1989). Aquí la evaluación petrofísica es compleja y es donde se encuentran los reservorios con hidrocarburos de baja resistividad (LRP). Si bien este tipo de fenómeno se observa en el Mb. VO, vemos una mayor ocurrencia del fenómeno LRP en la sección basal (Fig. 2). El Mb VG está compuesto por depósitos epiclásicos y piroclásticos, son reservorios multi capa limitados por pelitas y tobas, depositados en un ambiente lacustre profundo (Kokogian y Mancilla 1989). En este intervalo hay menor cantidad de capas de interés que en VO (menor *net/gross ratio*).

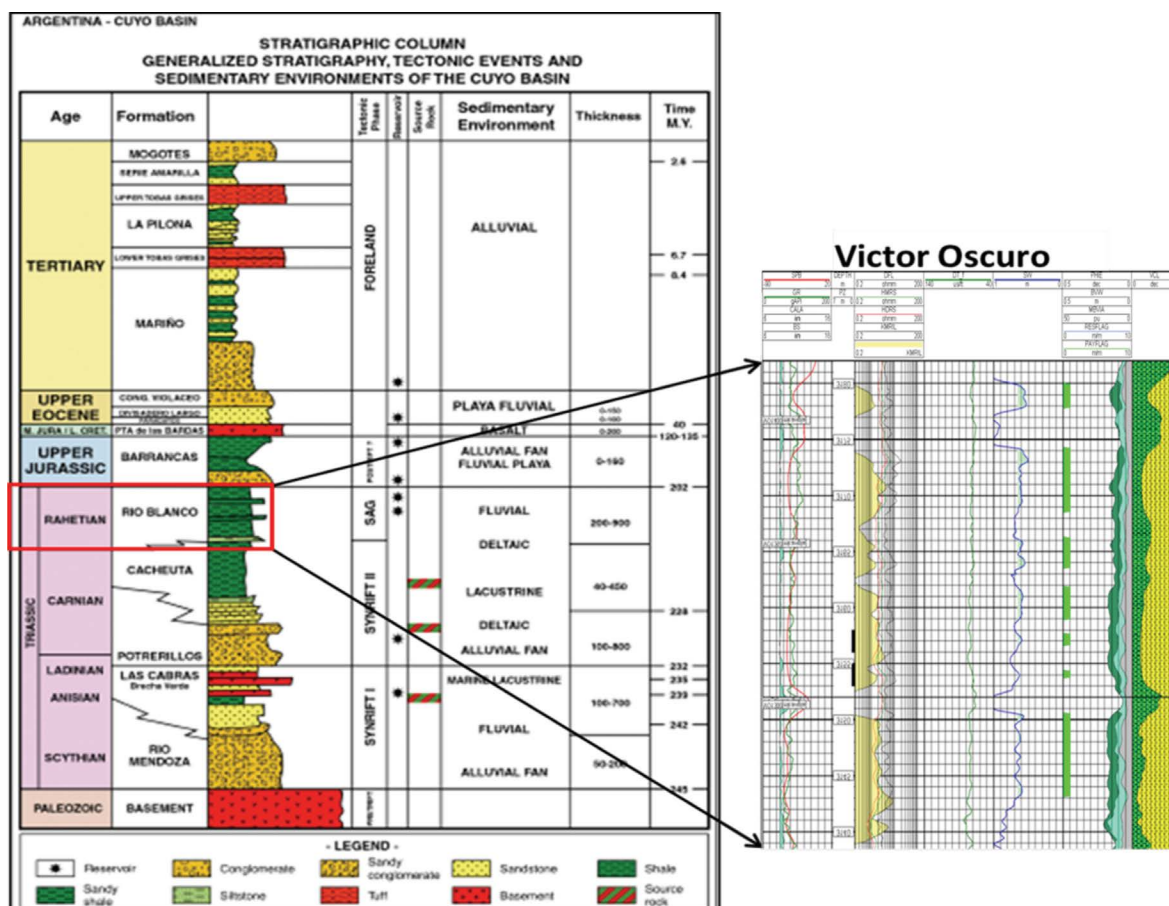


Figura 2. Marco geológico de la cuenca (izquierda) y detalle de secuencia con LRP en la formación Mb VO (derecha)

INTRODUCCIÓN

Las capas con petróleo de baja resistividad (LRP) son frecuentemente descartadas en la exploración y desarrollo de hidrocarburos debido a su génesis complicada, la limitación de resolución vertical de perfiles y debido a que los métodos de interpretación petrofísica aplicados son inadecuados para este fenómeno. En la actualidad, las capas petroleras con baja resistividad han atraído atención como uno de los objetivos más prometedores para aumentar las reservas como desarrollo secundario en campos petrolíferos maduros (Mu *et al.*, 2004). Se han alcanzado varios logros en los estudios de capas de baja resistividad. Por ejemplo, se ha llegado a una comprensión sistémica de las causas micro geológicas de este tipo de yacimientos (Zeng 1991; Ouyang 2002; Sun *et al.* 1998; Palar y Sutiyono 1997; Worthington 1997). Estas causas se pueden clasificar en factores internos y factores externos.

- Factores Internos: Principalmente están relacionados al tipo de roca, tales como areniscas arcillosas en ambientes deposicionales de baja energía, alta saturación por agua ligada, agua de formación con elevada salinidad y conductividad adicional que existe en los minerales arcillosos.
- Factores Externos: Incluyen la invasión del filtrado del lodo, limitaciones en las resoluciones verticales de los registros eléctricos en capas delgadas con intercalaciones de arena-arcilla, y la influencia de rocas adyacentes con baja resistividad.

Este trabajo se focaliza en los Factores Internos de las causas micro geológicas que generan reservorios de LRP en el Mb. VO de la Fm. Río Blanco.

La identificación de reservorios de LRP es un desafío significativo en la evaluación de formaciones. El primer elemento a tener en cuenta en la detección y caracterización de este tipo de reservorios es el estudio de los perfiles litológicos (control geológico), poniendo especial atención en las curvas de gas total, cromatografía y contenido de hidrocarburo. La correlación entre estos datos y los valores de resistividad resulta indispensable para definir el *cut-off* de resistividad. Una vez definido este *cut-off* se puede asumir que existe un volumen de hidrocarburo en secuencias con lecturas de baja resistividad (en el caso de Chañares Herrados < 2 ohm.m) y que no son fáciles de detectar con los parámetros eléctricos de reservorios clásticos convencionales. En este punto el desafío es encontrar un modelo petrofísico capaz de identificar estos reservorios y que sea coherente con los datos de ensayos y producción de dichas zonas. La saturación de agua calculada generalmente es alta y consecuentemente muy a menudo la zona de LRP es “mal evaluada” o descartada (Souvick, 2003).

Para resolver esta problemática se necesita entender cuáles son las variables que controlan la respuesta eléctrica en este tipo de reservorio que en la mayoría de los casos pasa desapercibido en una interpretación petrofísica básica. En los últimos años se han incorporado nuevas tecnologías y técnicas de interpretación de perfiles para evaluar este tipo de formaciones y mejorar los resultados en la interpretación petrofísica.

Causas de los reservorios con hidrocarburos de baja resistividad

El comportamiento “LRP” de los reservorios de Victor oscuro (VO) se deben a los efectos microgeológicos detallados a continuación:

- Causas mineralógicas: arcillas y analcima (*classical clay problem*).
- Presencia de microporosidad.
- Presencia de alta saturación por agua ligada (*high bound water saturation*).

Litológicamente el miembro VO está constituido por areniscas finas a muy finas, limolitas, fangolitas, arcilitas, y areniscas tobáceas de composición lítica y cuarzo feldespática, todas con abundante microporosidad. La presencia de arcilitas y fangolitas en los reservorios afecta a la respuesta de los perfiles, otorgando a los mismos la condición de LRP, encuadrado en el “*classical clay problem*” (Worthington, P., 1985). Las arcillas aportan a la roca una conductividad “extra” dado su alto CEC “*Cation Exchange Capacity*”. Cabe mencionar la presencia de analcima en la columna geológica, mineral que presenta también una alta capacidad de intercambio catiónico. Debido a estos factores, los reservorios forman una red poral conductiva, por lo tanto, en las capas con petróleo la resistividad registrada en los perfiles eléctricos es baja.

Los ambientes deposicionales de baja energía generan materiales finos que desarrollan microporos y alta saturación por agua ligada “*high bound water saturation*”. Este efecto es una causa importante en estas formaciones dada la condición que tienen estos reservorios de desarrollar microporos. El petróleo puede migrar dentro de este sistema poral, pero esta migración no es suficiente para desplazar totalmente el agua salada ligada en el sistema de microporos (Wu *et al*, 2006). Esta combinación de factores origina lecturas de baja resistividad en los perfiles eléctricos.

El conocimiento local y la experiencia juegan un rol importante en la elección de la ecuación para obtener una SW más adecuada. Para una mejor evaluación del contenido de arcilla o del CEC se recomienda contar con datos de coronas. La técnica utilizada para cuantificar la microporosidad en los LRP, es a través de mediciones directas del exponente de cementación (m) y el de saturación (n) sobre testigos rotados o de coronas, que permiten calibrar la interpretación petrofísica.

Metodología y soluciones adoptadas para reservorios LRP

Para la correcta identificación y caracterización de este tipo de reservorios se analizaron las bases de datos de coronas, testigos coronas, testigos rotados, descripción de *cutting*, perfiles eléctricos (inducción, sísmico, NMR), interpretaciones petrofísicas previas, correlaciones estratigráficas, punzados, ensayos, y curvas de producción. El análisis en forma integral de toda la información disponible permite concluir la presencia de reservorios con características de LRP. A continuación se describen los puntos más importantes tenidos en cuenta en la definición de este tipo de reservorios:

1. Existencia de ensayos de petróleo en zonas de muy baja resistividad

Estos ensayos son coincidentes con manifestaciones y detecciones de gas en los perfiles de control geológico. En general estos intervalos se presentan en el control geológico con descripciones de “areniscas tobáceas” con impregnaciones parciales de hidrocarburo castaño medio fresco, con fluorescencia directa parcial a total de color amarillo y fluorescencia por extracción, rápida difusa de color celeste blanquecino, intenso (Fig. 3). A su vez los valores de gas registrados frente a las zonas reservorio (LRP) presentan valores máximos en contrastes con secuencias que están por encima y por debajo que muestran valores mínimos y no estarían cargadas con hidrocarburo.

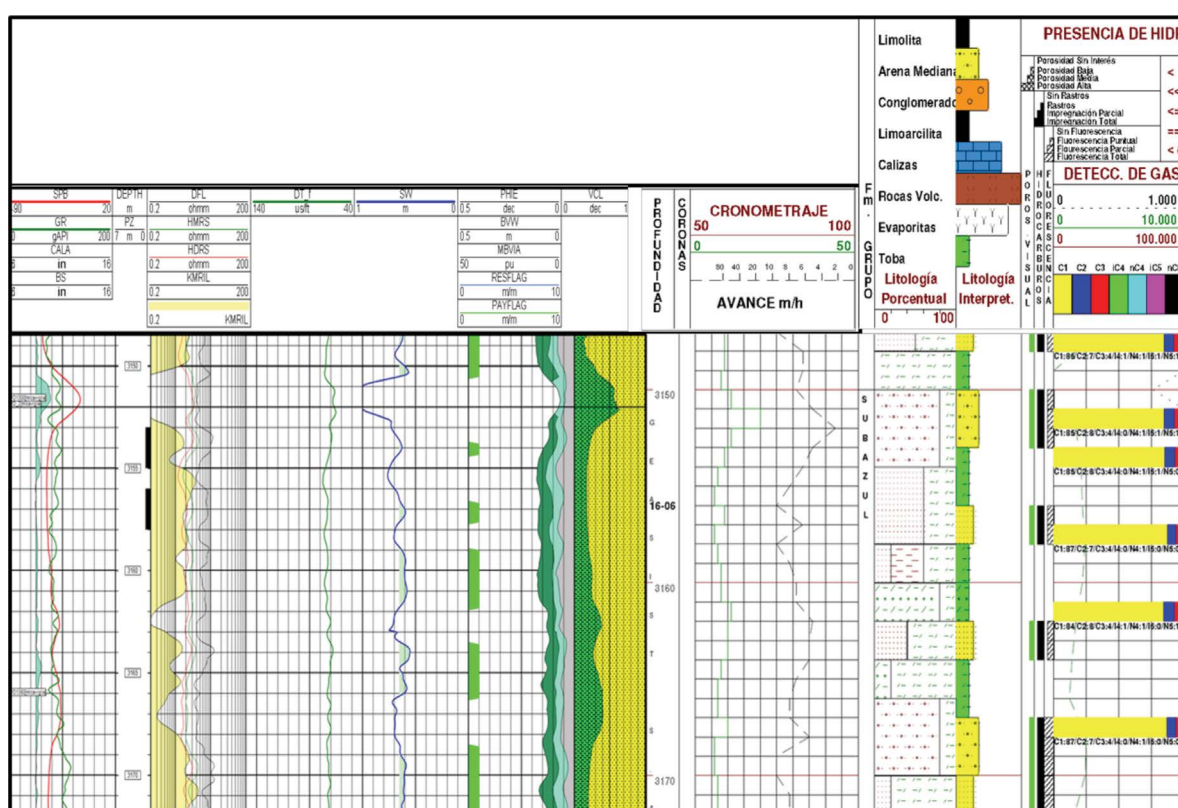
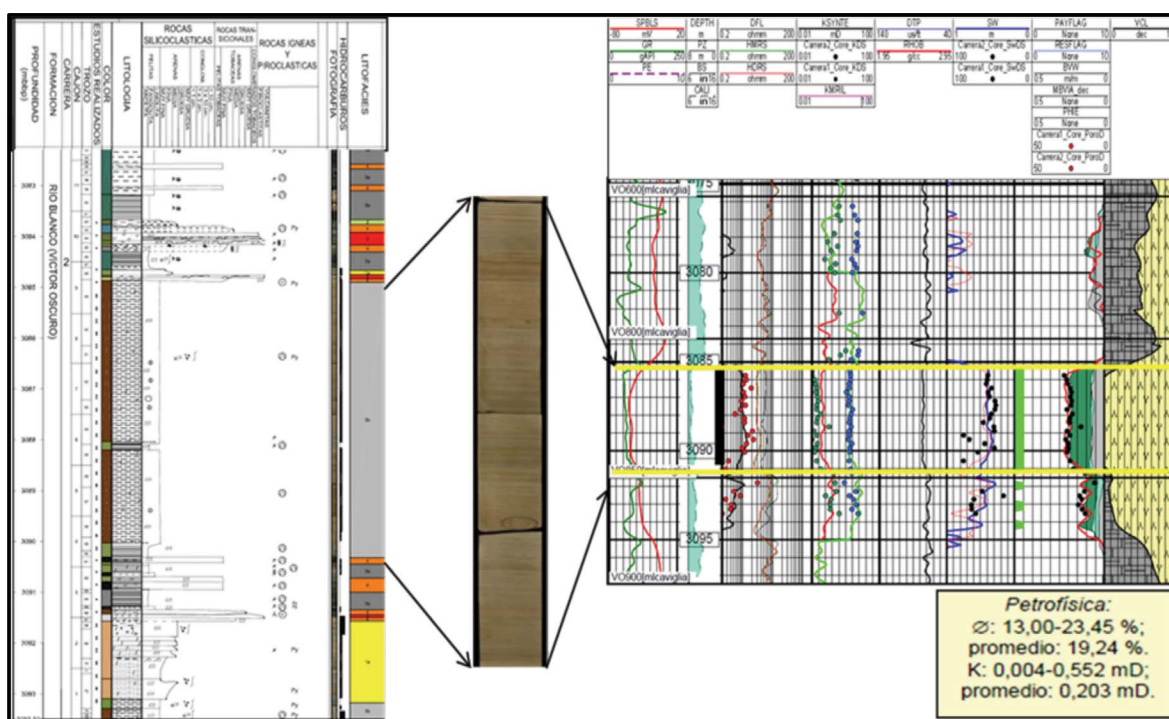


Figura 3. Correlación entre interpretación y control geológico en zonas de LRP (escala 1:200)

2. Estudios de laboratorios en muestras de roca

En estos reservorios predominan los depósitos muy finos, limolitas con muy ocasionales arcillas (Fig. 4a). Los clastos son angulosos a redondeados con buena selección. Se interpretan como depósitos de flujos tractivos de bajo régimen de flujo con baja carga de sedimentos. Dada sus características petrofísicas, corresponden a típicos depósitos de grano muy fino. En las zonas de baja resistividad los rangos oscilan entre 1.5 a 2.0 ohm.m. El modelo petrofísico adoptado fue validado con los datos de laboratorio de la corona y con testigos rotados obtenidos en el yacimiento.

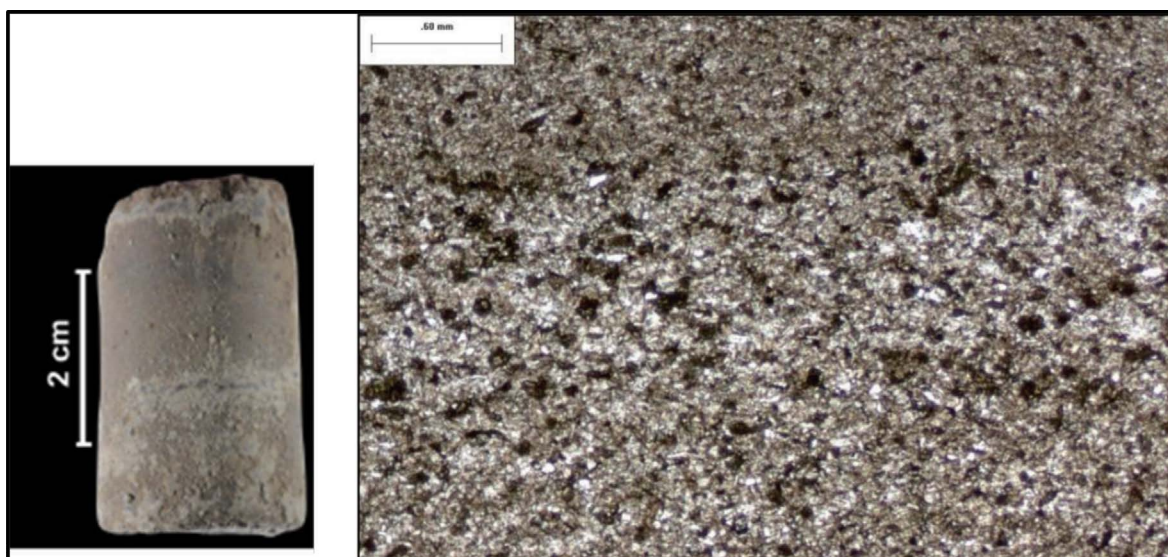
Datos de corona: como se observa en el perfil (Fig. 4b), la permeabilidad, la saturación y la porosidad efectiva (obtenida por perfiles sónicos) están ajustadas a los. Los parámetros usados en la ecuación de Simandoux fueron tomados de testigos rotados, con los cuales se pudo realizar una evaluación de la zona de baja resistividad de forma más exacta. Por lo tanto, no se usaron para la interpretación petrofísica de LRP los parámetros “default” ($a=1$, $m=2$ y $n=2$), sino que fueron ajustados a los ensayos de laboratorio sobre estos testigos más algunos ajustes necesarios para dar con el *espero pay*. Los valores promedios utilizados fueron: $a=0.85$, $m=1.85$ y $n=1.9$.



Figuras 4a y 4b. Descripción de corona e interpretación petrofísica calibrada

Testigos rotados: Se extrajeron testigos rotados en el mismo tipo de reservorios. Sobre estos se realizaron ensayos tanto petrofísicos como petrográficos. En este caso los depósitos correspondientes a la zona de LRP son tobas vítreas con cristaloclastos de cuarzo, tamaño ceniza fina a media. La matriz es vítrea alterada por arcillas y óxidos (Fig. 5a y 5b).

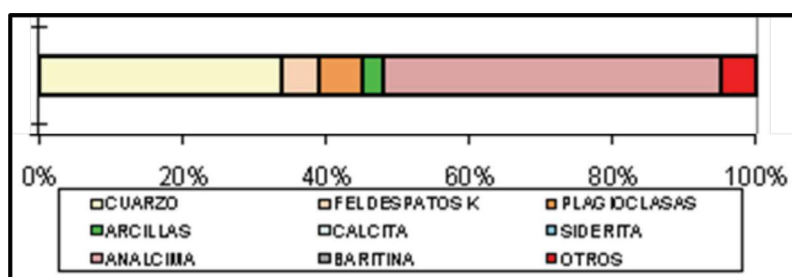
En corte delgado, la porosidad es buena, con distribución moderadamente homogénea con microporos menores a 0,04 mm (100%) (Fig. 6b). Se observan también poros irregulares debidos a disolución y alteración del vidrio y poros intracemento por disolución de analcima. La analcima son aluminosilicatos cristalinos e hidratados de aluminio, con cationes alcalinos y alcalino-térreos, y con una ordenación tridimensional (tectosilicatos) donde predomina una estructura abierta que les aporta gran capacidad para incorporar y ceder agua y cationes.



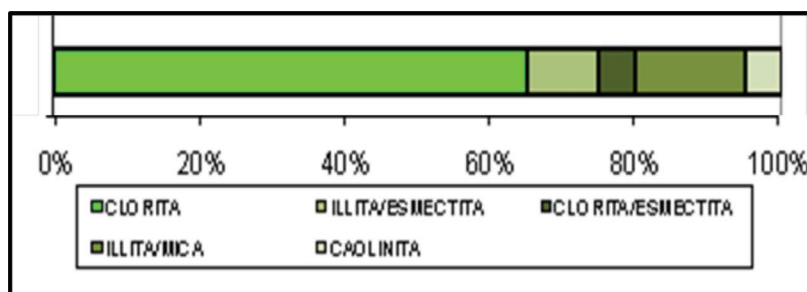
Figuras 5a y 5b. Fotografía del testigo rotado y del corte delgado en reservorios LRP

En el trabajo de José Luis Costafreda Mustelier (2014) se describe que la analcima está presente principalmente como cemento rellenando los poros y también como reemplazo del feldespato potásico. Forman cristales euhedrales, particularmente en sedimentos de granos finos a muy finos (areniscas, areniscas tobáceas y tobas). La composición química es $\text{Na}_{13.3} \text{Al}_{14.1} \text{Si}_{34} \text{O}_{96} \text{nH}_2\text{O}$ (Tang *et al.*, 1997).

Se realizaron sobre estos testigos, estudios de difracción de rayos X (DRX) dando como resultado en la roca total los siguientes porcentajes de minerales:



En las muestras se observa entre un 40 y 50% de analcima en fracción total de la roca. Respecto a la fracción arcilla los porcentajes son:



Según los resultados de la petrofísica básica realizados sobre el testigo se obtuvieron los siguientes datos, los cuales fueron utilizados para la interpretación petrofísica (Tabla 1)

Muestra	Profundidad	Densidad Efectiva	Porosidad	Permeabilidad al Gas	FF	m	n
	[m]	[gr/cm ³]	[%]	[mD]			
16	3048.00	2.50	10.8	0.243	68.4	1.90	1.84

Tabla 1. Tabla de resultados petrofísicos sobre testigos laterales

La interpretación petrofísica obtenida con datos de perfiles y los estudios de laboratorio logra en mejor ajuste de las capas de LRP, mostrando presencia de hidrocarburos. Se utilizaron los testigos laterales rotados para calibrar con las propiedades petrofísicas obtenidas más los estudios de DRX para calibrar el contenido de arcillas de dichas capas (Fig. 6).

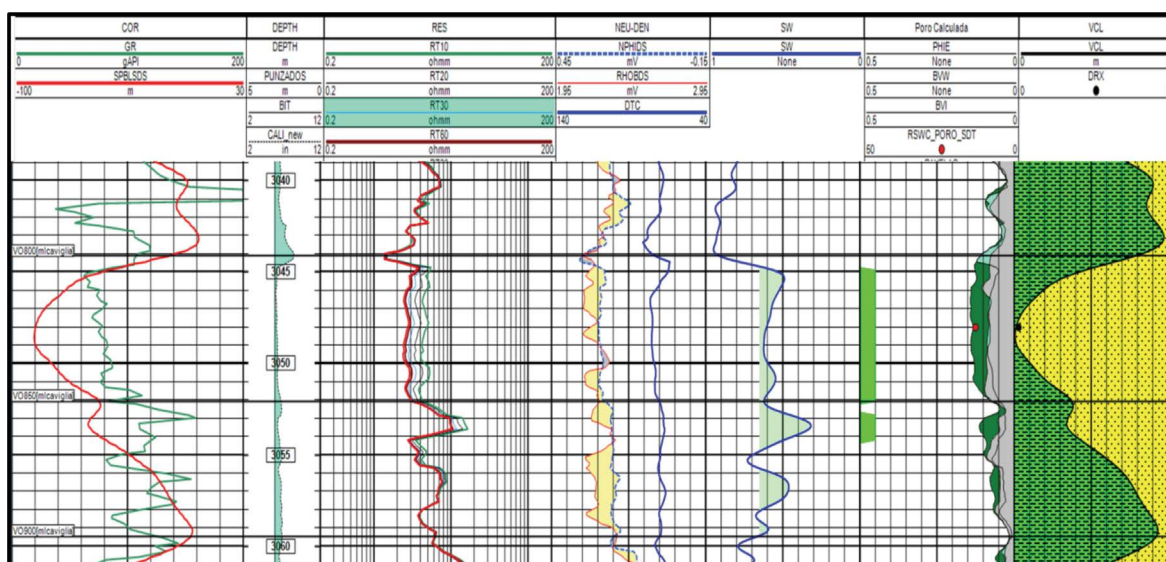


Figura 6. Interpretación petrofísica calibrada con datos de coronas

3. Perfiles de Resonancia Magnética

Los perfiles de NMR ayudan mucho en este tipo de reservorios a resolver el volumen de agua ligada a las arcillas o a los sedimentos muy finos. De esta forma, conjuntamente con los perfiles convencionales (sónico, resistividad) se estima el fluido a producir y se identifica los reservorios de baja resistividad, los cuales pueden contener hidrocarburos. La resonancia ayuda a resolver dos de los fenómenos más importantes presentes en LRP, la microporosidad y la alta capilaridad.

El desafío en este escenario es dividir la saturación de agua total en dos componentes: móvil y

no móvil (ligada). La resonancia magnética también ayuda a la interpretación de estos reservorios. El volumen de agua total (BVW) puede ser calculado a partir de los perfiles resistivos (además de la SW y porosidad efectiva). Luego el fluido ligado (*bound*) se puede estimar a partir de la resonancia magnética. Con esta combinación de registros eléctricos se puede realizar una mejor predicción de la producción de fluidos en la zona de LRP (Shray; Borbas 2001)

La resonancia proporciona información detallada de la porosidad e información cuantitativa sobre fluidos contenidos en los reservorios: agua ligada a la arcilla, agua ligada por capilaridad (*“capillary bound water”*), agua libre, petróleo y gas. Una predicción de la producción de agua o

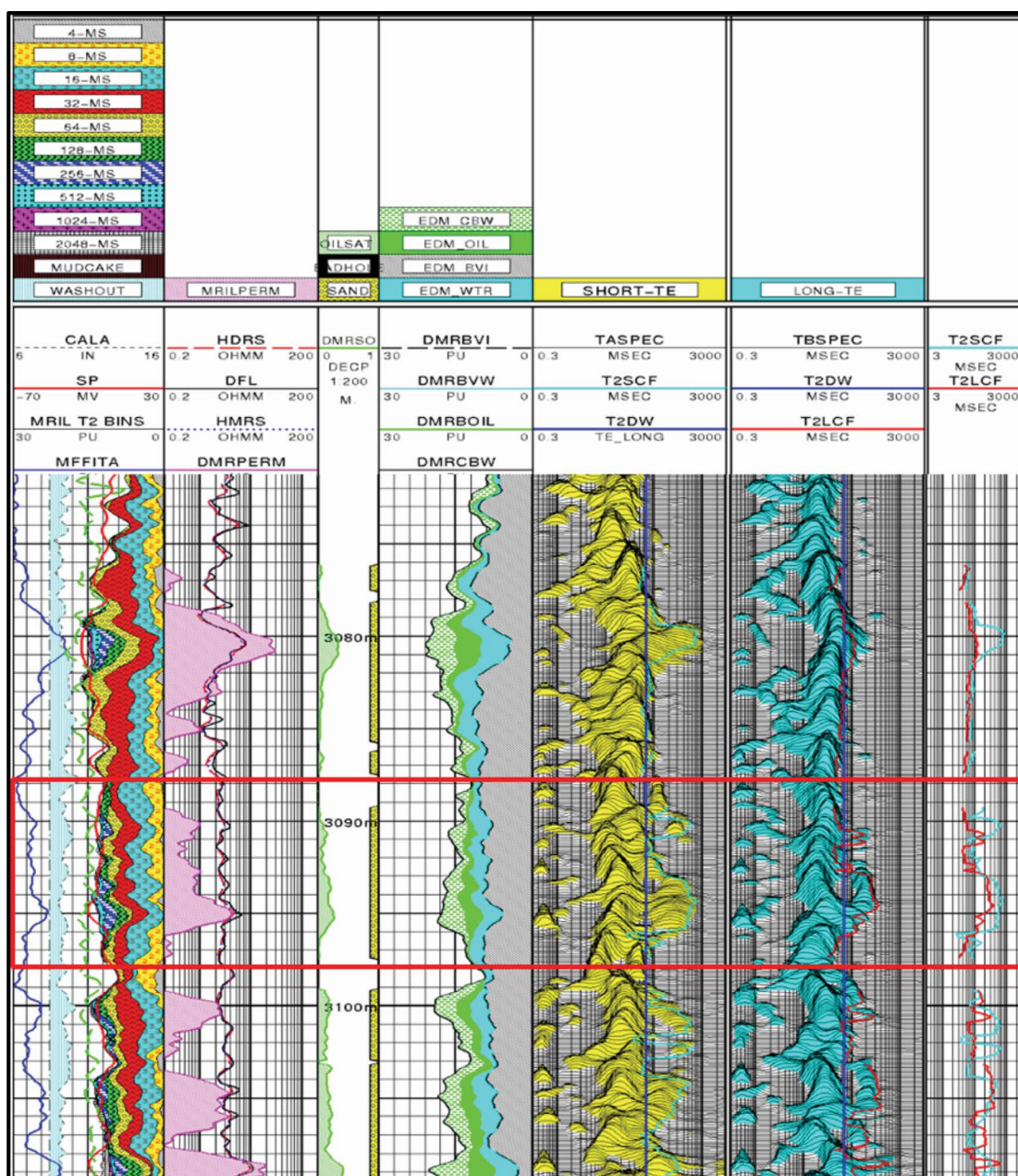


Figura 7. Perfil de resonancia magnética nuclear

La capa de Victor Oscuro (3088 - 3098 m), la cual ya fue mencionada en la corona muestra las mencionadas características de un reservorio de petróleo con baja resistividad: granos finos predominantes (32-ms o menores), baja permeabilidad, alta porosidad pero a la vez, alta porosidad de (EDM_CBW) y de agua irreducible (EDM_BVI) lo que implica producción de petróleo y no de agua (Fig. 7).

Con las nuevas interpretaciones ajustadas a datos de corona, se obtiene una mejor estimación de la Sw de agua, lo que nos da un espesor útil más acorde y representativo de los reservorios con características de LRP. Como se observa en la imagen, si bien se punzó en la sección superior del tramo de LRP en la interpretación anterior no se observan espesores útiles (Fig. 8a). En la nueva interpretación (Fig. 8b) se obtiene una nueva saturación de agua móvil e irreducible con los nuevos parámetros petrofísicos y junto con el soporte de RMN nos permitió pasar en este caso de cero espesor útil a 10 m de *net pay*. Con esta metodología de trabajo se generó un portfolio de reparaciones en el 30% (aprox) de los pozos de CH que incluye a los reservorios con esta condición petrofísica.

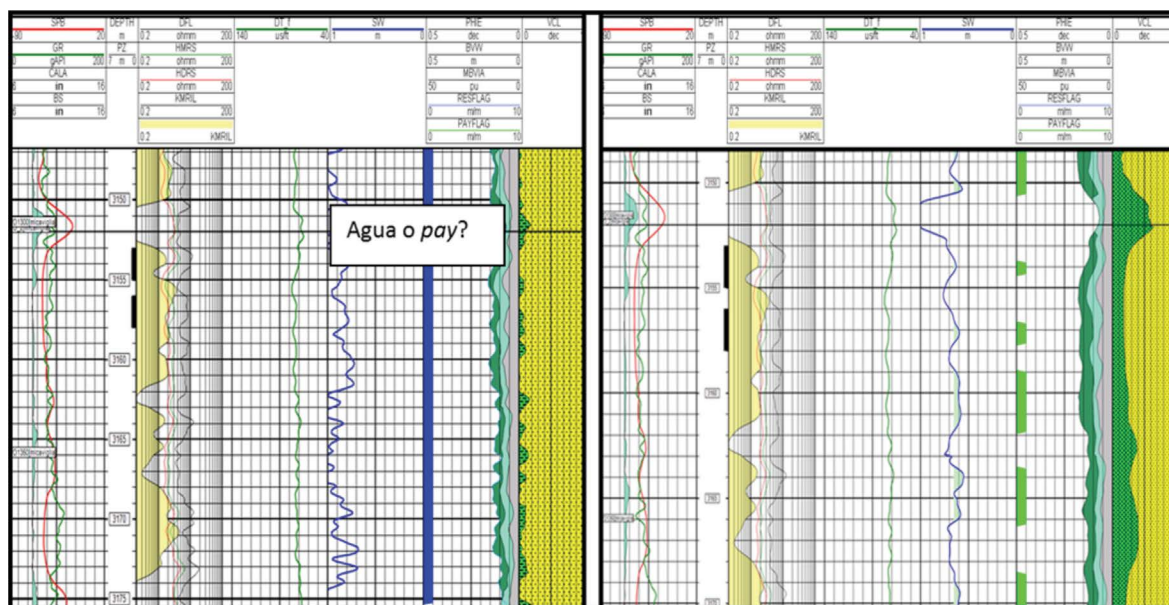


Figura 8a y 8b. Antigua interpretación vs nueva con parámetros petrofísicos acorde a LRP (1:200)

Numerosas ecuaciones empíricas han sido desarrolladas durante los últimos años bajo el nombre genérico de “*Shaly sand equations*” con el objetivo de tener en cuenta el efecto de la arcilla y computar SW más exactas. Las más comunes son las ecuaciones de Waxman-Smiths (WS), Dual Water (DW) y Simandoux. La fortaleza de estas ecuaciones es que tienen en cuenta el CEC y el efecto del agua ligada (*clay bound water*). Los valores calibrados utilizados para la interpretación petrofísica, son usados para obtener la saturación de agua usando el método de Simandoux que como se menciona previamente, es uno de los modelos que se establece como más eficiente para resolver el CEC o el problema del agua ligada (*clay bound water*). En la figura 9 se observa el gráfico de Pickett en el cual se muestra los parámetros α , m y n utilizados para resolver la saturación. El intervalo utilizado corresponde a la secuencia inferior de VO. La resistividad del agua ronda en los 0.035ohm.m (a temperatura de reservorio), equivalente a 0.086ohm.m @ 75 °F, que es la resistividad del agua con las salinidades de la formación presentes en VO.

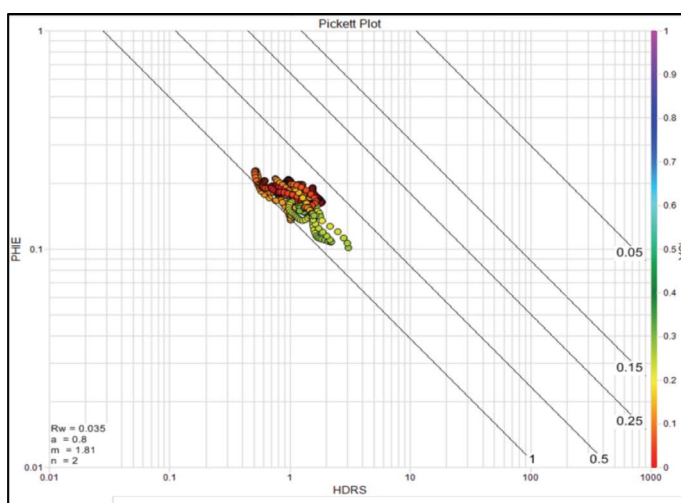


Figura 9. Gráfico de Pickett mostrando los parámetros petrofísicos acorde a LRP

5. Cortes estructurales/estratigráficos

La correlación estratigráfica de detalle es una herramienta de análisis fundamental que permite confirmar la continuidad areal de este tipo de reservorios y es tenido en cuenta en las completaciones y reparación de los pozos. En el corte estratigráfico (Fig. 10), horizontalizado al tope VO-S2 puede observarse un desarrollo de una secuencia con características fluviales con facies de canal, tal cual lo muestran los pozos A y B, y facies de barras que han sido punzadas en los pozos C. En todos los casos se ha producido petróleo. Es importante resaltar que por encima y por debajo de la secuencia señalada existen reservorios con características

similares, con un patrón de apilamiento agradacional, pero en este caso sin manifestación de hidrocarburo y en general con valores de resistividad menores a 1 ohmm. Se interpreta que para el entrapamiento de hidrocarburo de este tipo de reservorios, el patrón de apilamiento juega un rol preponderante, siendo los más efectivos aquellos con patrones de tipo grano-estrato creciente.

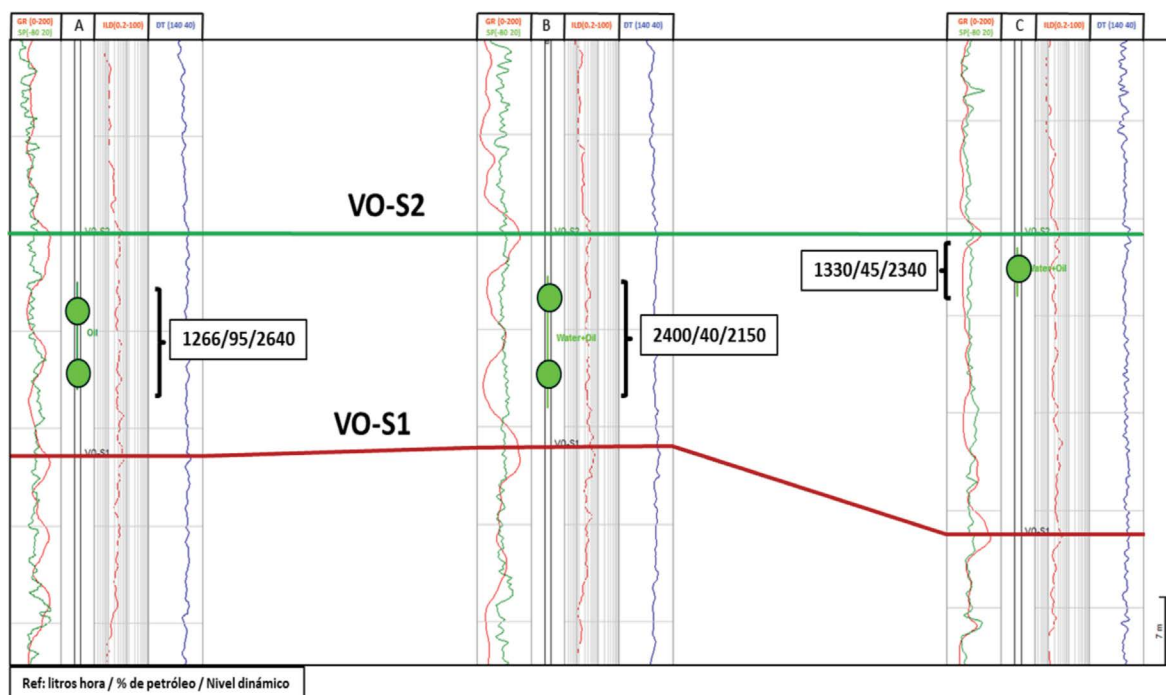


Figura 10. Corte estratigráfico horizontalizado al tope VO-S2

6. Datos de producción

Los intervalos de LRP del miembro Víctor Oscuro tienen entre 20 y 30 metros de espesor útil, y constituyen solo el 20% en promedio del espesor útil total de los pozos del yacimiento porque atraviesan también la Fm. Barrancas y los demás miembros productivos de la Fm. Río Blanco. Debido a esto las terminaciones siempre incluyen punzados fuera de la zona de LRP, y la producción de los pozos está compuesta de varios reservorios produciendo en commingled, tanto de resistividad convencional como de baja resistividad. Esta situación conduce a que no existan periodos de producción exclusiva de reservorios de baja resistividad en ningún pozo del yacimiento. Sin embargo, si se cuenta con numerosos ensayos de pistoneo en zonas cuya resistividad está en el rango de 1 a 3 ohm.m.

La Tabla 2 resume estos datos.

Pozo	Fecha	Punzados	m punz	Ensayos de pistoneo			Resistividad, ohm.m	Expected oil, m ³ /d @ 50%, m3/d	Expected liq, m ³ /d @ 50%, m3/d	Oil/m m3/d/m pzd	Liq/m m3/d/m pzd
				q, Litros/hora	W _{cut} , %	Nivel de Fluido, mbbp					
CH-xxx1	ene-68	3090.5/3103	12.5	360	39	2960	1.5	2.7	4.3	0.2	0.3
CH-xxx1	ene-68	3078.5/3079.5	1	500	25	2150	2.5	4.5	6.0	4.5	6.0
CH-xxx2	ene-67	3166.0/3171	5	1400	9	950	0.7	15.3	16.8	3.1	3.4
CH-xxx3	nov-66	3118.9/3124	5.1	1180	0	2000	2.0	14.2	14.2	2.8	2.8
CH-xxx4	may-67	3143.5/3146	2.5	3500	0	750	4.0	42.0	42.0	4.7	4.7
CH-xxx4	may-67	3146.5/3149.5	3	3500	0	750	2.5	42.0	42.0		
CH-xxx4	may-67	3153.5/3157	3.5	3500	0	750	2.5	42.0	42.0		
CH-xxx4 (WO)	oct-97	3189.5/3191.5	2	1280	50	1886	1.0	7.7	15.4	1.5	3.1
CH-xxx4 (WO)	oct-97	3197/3198	1	1280	50	1886	0.7	7.7	15.4		
CH-xxx4 (WO)	oct-97	3202.5/3204.5	2	1280	50	1886	2.0	7.7	15.4		
CH-xxx5	ene-02	3185.5/89	3.5	3180	71	1150	2.5	11.1	38.2	3.2	10.9
CH-xxx6	sep-03	2978.5/82.5	4	280	35	2885	0.5	2.2	3.4	0.6	0.8
CH-xxx7	feb-04	3179/81	2	510	50	2996	1.5	3.1	6.1	1.5	3.1
CH-xxx7	feb-04	3155/69	14	1860	55	2050	2.0	10.0	22.3	0.6	1.4
CH-xxx7	feb-04	3151/53.5	2.5	1860	55	2050	2.5	10.0	22.3		
CH-xxx8	mar-06	3045/50	5	800	59	2770	2.5	3.9	9.6	0.8	1.9
CH-xxx9	may-06	3015/25	10	2600	80	1300	2.0	6.2	31.2	0.6	3.1
CH-xx10	oct-11	3127/29	2	1350	65	2740	1.0	5.7	16.2	2.8	8.1
CH-xx11	oct-01	3196/201	5	685	99	2800	1.0	0.1	8.2	0.0	1.6
CH-xx11	oct-01	3183/85	2	720	84	2796	2.5	1.4	8.6	0.7	4.3
CH-xx11	oct-01	3077.5/83	5.5	735	66	2800	2.0	3.0	8.8	0.5	1.6
CH-xx11	oct-01	3054.5/58.5	4	1030	58	2880	2-3	5.2	12.4	1.3	3.1
CH-xx11	oct-01	2991/94.5	3.5	1530	70	2300	2.0	5.5	18.4	1.6	5.2
CH-xx12	may-04	3177.5/3179	1.5	450	50	3034	2.5	2.7	5.4	1.8	3.6
CH-xx13	abr-11	3159.0/3161.5	2.5	1950	75	0	2.4	5.9	23.4	0.7	2.9
CH-xx13	abr-11	3170.5/3172.5	2	1950	75	0	2.4	5.9	23.4		
CH-xx13	abr-11	3196/3197.5	3.5	1950	75	0	2.4	5.9	23.4		
CH-xx13	abr-11	3197.5/3198.5	1	2140	65	0	2.4	9.0	25.7	9.0	25.7
CH-xx14	dic-04	3133/3138	5	2400	0	2200	2.4	28.8	28.8	1.1	1.1
CH-xx14	dic-04	3142/3144	2	2400	0	2200	2.4	28.8	28.8		
CH-xx14	dic-04	3145.5/3149.5	4	2400	0	2200	2.4	28.8	28.8		
CH-xx14	dic-04	3149/3152	3	2400	0	2200	2.4	28.8	28.8		
CH-xx14	dic-04	3157/3169	12	2400	0	2200	2.4	28.8	28.8		
CH-xx15	jul-06	3153/3155	2	1330	55	2340	1.9	7.2	16.0	1.8	4.0
CH-xx15	jul-06	3156/3158	2	1330	55	2340	1.9	7.2	16.0		
CH-xx16	jul-05	3209/3211	2	1840	55	1890	2.8	9.9	22.1	2.8	6.3
CH-xx16	jul-05	3217/3218.5	1.5	1840	55	1890	2.8	9.9	22.1		
Promedio			3.9				2.0			2.0	4.5

Tabla 2. Ensayos de pistoneo en zonas de LRP

La tabla muestra una serie de ensayos realizados en intervalos LRP previos al ingreso de Medanita como Operador del área. Algunos de estos niveles fueron punzados con el soporte de los datos de Control Geológico que mostraban presencia de hidrocarburos frescos, a pesar de que la interpretación petrofísica de la época indicaba alta saturación de agua. El promedio ponderado por espesor de estos datos indica una resistividad de 2 ohm.m, con algunos casos mostrando valores tan bajos como 0.5 ohm.m. Puede verse que a pesar de estos valores, los porcentajes de agua obtenidos son relativamente bajos, ensayando en algunos casos petróleo seco. En la tabla también se muestra el cálculo de un pseudo índice de productividad, dividiendo el petróleo obtenido en el ensayo por los metros punzados del intervalo ensayado. A estos valores se los afectó por el factor de campo normal de Chañares Herrados del 50% para obtener un índice representativo del potencial productivo de cada metro de reservorio LRP. El resultado indica que es posible obtener 2.0 m³/d de petróleo y 4.5 m³/d de líquido por cada metro punzado de reservorios de baja resistividad como los descriptos en este trabajo.

La figura 10 muestra el único caso del que se tiene registro en que se puede atribuir producción exclusiva a un intervalo LRP. Se muestra un *WorkOver* realizado en Oct-1997 en un intervalo con promedio de resistividad menor a 1 ohm.m, que se interpreta punzado sobre la base de que la descripción litológica indicaba impregnación de todo el intervalo con petróleo fresco. La intervención consistió en la realización de punzados, un ensayo cuyo resultado fue baja producción seguido de la estimulación ácida del intervalo. El ensayo post estimulación mejoró notablemente el aporte de nivel LRP, quedando con 1280 l/h de fluido de 50% de petróleo y nivel de fluido en 1886 m. Una vez puesto en producción, se obtuvo una producción incremental de 6 m³/d de petróleo y 18 m³/d de líquido total, que se sostuvo en el tiempo hasta la siguiente intervención del pozo (ver Fig. 11).

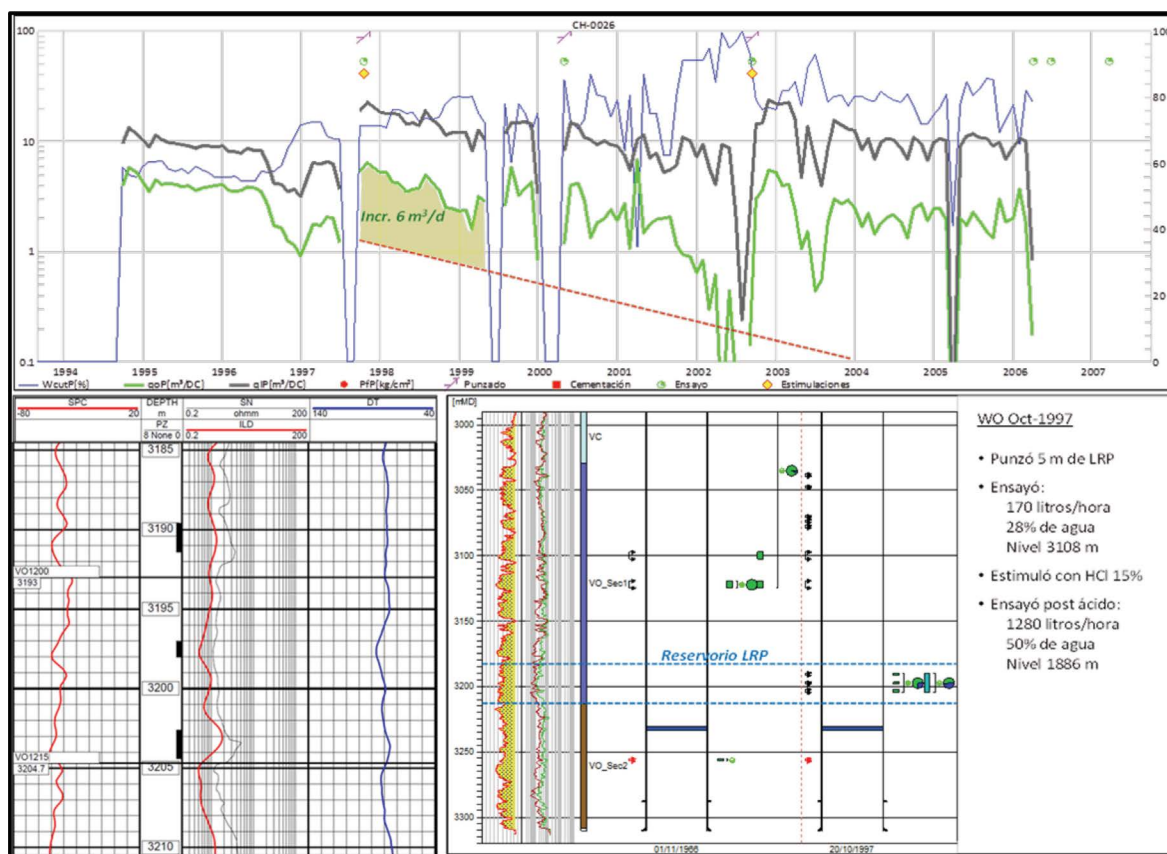


Figura 11. Caso de estudio de producción de reservorios LRP.

Si bien estos valores indicarían una productividad menor a la que se calcula a partir de la tabla 2, debe tenerse en cuenta que el intervalo ensayado en este caso de estudio tiene una resistividad promedio menor a 1 ohm.m, es decir, la mitad del valor promedio calculado en la Tabla 2.

Luego de tomar la operación del área, Medanito realizó punzados en numerosas zonas de LRP, obteniendo valores de W_{cut} entre 25% y 40%, y caudales en el orden de los indicados por la

Tabla 2 en los ensayos de pistoneo. Ninguno de estos punzados se dejó en producción en forma exclusiva, sino que estos trabajos fueron parte de intervenciones que incluían otras operaciones (punzados de otras zonas y estimulaciones ácidas). Debido a esto no es posible mostrar resultados en términos de producción atribuibles exclusivamente a zonas LRP. Sin embargo estos datos de productividad han sido validados por auditores internacionales, incrementando las reservas de petróleo del yacimiento en alrededor de un 10% a fin de concesión.

CONCLUSIONES

- El uso del control geológico, detección de zonas con impregnación de hidrocarburos y picos de gas, son el primer indicador a tener en cuenta para la definición de los intervalos con características de LRP.
- La saturación de agua interpretada de forma convencional es normalmente alta y consecuentemente muy a menudo la zona de LRP es “mal evaluada” o descartada. Una mala evaluación petrofísica conlleva a subestimar las reservas en este tipo de reservorios, quedando espesor útil “*behind pipe*”. Al momento estas capas están identificadas y aparecen como una oportunidad de workover en al menos el 30 % de los pozos de Chañares Herrados.
- Los pasos para llegar a la solución que incluyen el establecimiento de la zona como una zona reservorio (*pay*) son: encontrar la razón del LRP, aplicar el método adecuado para solucionarlo y finalmente validar los resultados.
- La calibración de la interpretación petrofísica se logra a través del estudio de los testigos coronas, realizando descripción de las litofacies y petrofísica básica.
- Uso de cortes delgados y DRX para definir en escala micro la petrología y mineralogía, haciendo hincapié en los minerales arcillosos, los componentes hidratados como la analcima y distribución de tamaño de poro.
- La RMN permite ver las litologías responsables del comportamiento LRP, identificando las facies que poseen alto volumen de agua irreductible asociada a la microporosidad.
- El fenómeno de LRP se da en determinados intervalos estratigráficos dentro de la Fm. Río Blanco. A través de la correlación entre pozos vemos una mayor ocurrencia de este tipo de reservorios con baja resistividad en las secuencias basales de Mb. Victor Oscuro.
- Una nueva y correcta interpretación petrofísica, ayudada por el conocimiento del tipo de la roca y soportado por coronas y resonancia magnética, conlleva a no pasar por alto estos reservorios y por lo tanto aumentar las reservas de un yacimiento.
- El trabajo multidisciplinario entre petrofísicos, geólogos e ingenieros de reservorios, permite evaluar en forma integrada este tipo de reservorio con litología compleja. Este tipo de enfoques agrega valor al yacimiento con la apertura de capas nuevas (terminaciones y reparaciones) anteriormente descartadas.

- La sección basal de VO se encuentra parcialmente explotada y la luz de la nueva interpretación donde definimos el LRP, nos permitió incrementar las reservas del yacimiento en el orden de 10% a fin de concesión.

REFERENCIAS

- Boggetti, D., J. C. Scolari y C. Regazzoni, 2002, "Cuenca Cuyana: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, eds., Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina", Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 585-607.
- Costafreda Mustelier, 2014, "Tectosilicatos con características especiales: las zeolitas naturales". Fundación Gómez Pardo, Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía. Universidad politécnica de Madrid.
- Kokogian, D. y Mancilla, O., 1989, "Análisis estratigráfico secuencial de la cuenca Cuyana. Chebli y Spalletti (eds). Cuencas sedimentarias argentinas. Serie correlación geológica 6, p.169-201.
- Ouyang J. A., 2002. "Study on saturation-resistivity distribution pattern of reservoirs— An in-depth analysis for the basic origin of low resistivity reservoirs". Petroleum Exploration and Development. 29(3): 44-47
- Ouyang J., Wang G. W, Wu J. Y., *et al.*, 2005, "Logging Geology Analysis and Petroleum Quantitative Evaluation. Beijing: Petroleum Industry Press. 130-140
- Palar S and Sutiyono S., 1997, "Approaches in evaluating low-resistivity formations". Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, 14-16 April 1997. 173-182 (SPE 38036)
- Petricola, M., 2002, "Saturation evaluation in micritic reservoirs: Rising to the challenge", SPE 785533.
- Shray, F., T. Borbas, 2001, "Evaluation of laminated formations using nuclear magnetic resonance and resistivity anisotropy measurements", SPE 72370.
- Souvick, S., 2003, "Low-Resistivity Pay (LRP): Ideas for solution", Annual SPE International technical conference and Exhibition, Abuja, Nigeria.
- Stipanovic, P., 2002, "Antecedentes geológicos y paleontológicos. En Artabe, A.E., Morel E.M., y Zamuner, A.B. (eds), 2001 El sistema Triásico en la Argentina", Fundación Museo de La Plata, La Plata, Argentina.
- Worthington, P., 1985, "The evaluation of shaly sand concepts in reservoir evaluation", The log analyst, Jan-Feb.
- Wu J L., Sun J. M., Zhu J. J., *et al.*, 2006, "Study on macro-geologic control genesis of micro-geological causes in low-resistivity oil layer of Jiyang Depression. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science). 2006. 30(3): 23-35
- Zencich, S., H.J. Villar y D. Boggetti, 2014, "Sistema petrolero Cacheuta-Barrancas de la cuenca Cuyana, provincia de Mendoza, Argentina", IAPG.
- Zeng W C, 1991. "Type, genesis and evaluation method of low-resistivity oil and gas layers". Well Logging Technology. 1991. 15(1): 6-12
- Zhaohui Tang, J. Parnell, F. Longstaffe, 1997, "Diagenesis of Analcime-Bearing reservoir Sandstones: The Upper Permian Pingdiqian Formation, Junggar Basin, Northwest China".