

LA UTILIZACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNETICA EN LA DETECCIÓN DE PETRÓLEO EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Carlos Acuña, Gabriela González
Pan American Energy LLC
Helvecio Bonzani, Emiliano López
Halliburton Argentina S.A.

Abstract

En este trabajo se expone la experiencia, evolución y resultados en el uso de la herramienta de resonancia magnética nuclear MRIL^R, aplicando el Principio de Difusión, para la detección de petróleo en distintos yacimientos del Área Cerro Dragón - Cuenca del Golfo San Jorge.

La detección de hidrocarburos en la Cuenca a través de perfiles convencionales, ha presentado históricamente, ciertas dificultades, dada la gran variabilidad en las propiedades de los fluidos y litologías presentes a lo largo de la columna de interés.

En sus principios, la incorporación de la resonancia magnética nuclear se destacó principalmente en la medición de parámetros petrofísicos del reservorio para predecir la capacidad de producción (porosidad, fluidos móviles e irreductibles, permeabilidad).

Actualmente el Método de Difusión Inducida en Gradiente de Campo Magnético permite avanzar en la identificación de hidrocarburos. Este informe describe su aplicación en la detección de petróleo.

Se expone además, cómo con nuevas activaciones de registración se ha optimizado la adquisición de datos.

Finalmente se detallan los resultados obtenidos en distintos campos, donde se mejoró sensiblemente el porcentaje de aciertos de capas petrolíferas, la selección de niveles a fracturar y se optimizaron costos de terminación.

Introducción

En la CGSJ (Cuenca del Golfo San Jorge) los principales reservorios se encuentran fundamentalmente en dos unidades estratigráficas de origen fluvial (Figura 1): Fm. Mina El Carmen (Cretácico inf; Lesta, 1968) y Fm. Comodoro Rivadavia y su equivalente Fm. Cañadón Seco (Cretácico sup; Lesta, 1968)).

Los reservorios de la **Fm. Mina El Carmen** se componen de una amplia variedad de rocas desde areniscas a conglomerados lítico-feldespáticos de carácter tobáceo, depositados en una planicie aluvial de escaso relieve, con fuerte control de actividad volcánica (González et al., 2002). La fracción clástica incluye tobas vítreas a vitrocristalinas, líticos volcánicos y feldespáticos. La matriz es de tipo arcillo-tobácea, con arcillas de origen autigénica; además abunda el crecimiento secundario en cuarzo y feldespatos. La calidad de los reservorios varía de buena a mala dependiendo de la granulometría y contenido de matriz.

Los reservorios de la **Fm. Comodoro Rivadavia** presentan areniscas lítico-feldespáticas a lítico-cuarzosas de granos mediano a grueso hasta conglomerádico, depositados en lóbulos y canales fluviales (González et al., 2002; Salomone et al., 2002).

La fracción lítica dominante es de carácter tobáceo y en menor proporción plutónico y metamórfico. La matriz es comúnmente arcillosa, y el contenido piroclástico es menor que en la Fm. Mina El Carmen. La calidad de los reservorios es de regular a buena.

El contenido tobáceo, la matriz arcillosa, la mineralogía compleja, el amplio rango de viscosidad de los petróleos y la baja salinidad el agua, dificultan la determinación del contenido y productividad de los reservorios de la CGSJ.

La tecnología RMN (resonancia magnética nuclear), es sensible principalmente a los fluidos contenidos en el espacio poral, pero no a los materiales de la matriz ni a la arcilla seca, lo que significa que se independiza, parcialmente, de la mineralogía.

Desarrollo

I. Teoría de la RMN

Dado que los núcleos atómicos giran con movimiento de precesión (*spin*), alrededor del eje de un campo magnético, la técnica RMN mide la respuesta provocada por dichos átomos, en este caso de hidrógeno, al campo aplicado (Coates et al., 1999).

La herramienta MRIL^R genera campos magnéticos en dos direcciones: uno paralelo a su eje, de carácter permanente y estático, B_0 (Figura 2), el otro transversal al eje, B_1 , de tipo variable y originado por pulsos de radiofrecuencia (RF) periódicos. En relación con dichas direcciones, la herramienta efectúa dos pasos repetitivos:

1. Orientar (magnetizar, polarizar) los *spines* de hidrógeno paralelamente al B_0
2. Reorientar los *spines* en dirección al B_1 (a 90° del B_0) mediante los pulsos de RF

Los principales parámetros de registración, que controlan la adquisición de datos son (Figura 3):

TW = tiempo de polarización o de espera (de la polarización)

TE = tiempo intereco o tiempo entre pulsos de RF

Las variables que se miden durante el perfilaje son:

T1 = tiempo de relajación longitudinal, mide el tiempo que tarda en crecer la polarización de los *spines* (prepara los fluidos, Figura 2)

T2 = tiempo de relajación transversal o decaimiento, mide la velocidad de decrecimiento de la magnetización transversal

T2diff = tiempo de relajación por difusión inducida

Los tiempos T1 y T2 aportan información sobre las propiedades físicas de la roca reservorio y sus fluidos, y relajan o decaen a través de los siguientes mecanismos (Coates et al., 1997; Marschall et al., 1995):

- **Proceso del fluido en bruto (T Bulk):** es el tiempo de relajación de los fluidos en bruto
- **Proceso de relajamiento por superficie (T surface):** es el tiempo de relajación de los fluidos en contacto con las paredes porales
- **Proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético (T2 diffusion):** alude a la difusión o movilidad molecular, sólo afecta al T2

Las ecuaciones que expresan la participación de esos mecanismos en el T1 y T2 son las siguientes:

Ecuación 1:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{1\text{surface}}}$$

Ecuación 2:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{2\text{surface}}} + \frac{1}{T_{2\text{diffusion}}}$$

Donde:

$$\frac{1}{T_{2\text{surface}}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}}$$

$(S/V)_{\text{pore}}$ = relación entre superficie y volumen de fluido

ρ_2 = relaxividad por superficie para T_2 (poder de relajamiento T_2 de las superficies de los granos)

Agua⁵

$$T_{1\text{bulk}} \cong 3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right)$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}}$$

Gas⁶

$$T_{1\text{bulk}} \cong 2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_K^{1.17}} \right)$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}}$$

Petróleo inerte⁷

$$T_{1\text{bulk}} \cong 0.00713 \frac{T_K}{\eta}$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}}$$

Donde:

T_K = temperatura (°K)

η = viscosidad del fluido (cp)

ρ_g = densidad del gas (gm/cm³)

El método aquí utilizado se enfoca en la utilización del T_2 .

De la información registrada en el pozo se deriva una distribución de T_2 , que en condiciones adecuadas responde al modelo de porosidad RMN (Prammer et al., 1998; Chandler et al., 1994).

La Figura 4 muestra el modelo de porosidad RMN para una formación humectada con agua. Se trata de un modelo volumétrico típico de la zona virgen que consiste en matriz y arcilla seca (**Matrix**), agua asociada con la arcilla (**CBVW**), agua irreductible por capilaridad (**BVI**), fluido móvil (**FFI**), y gas.

Como el área bajo la curva de distribución de T_2 es proporcional al número de protones de hidrógeno en los fluidos porales, esta amplitud se puede calibrar para dar un valor de porosidad.

Si el medio poroso se encuentra 100% saturado en agua, la distribución de T_2 se relaciona a los tamaños porales: los T_2 menores estarán asociados a los poros más pequeños mientras que los poros grandes tendrán T_2 mucho mayores (Figura 5).

Debido a que el HI (índice de hidrógeno), es variable para cada fluido (Tabla 1), la presencia de más de un fluido interfiere la señal y el T_2 ya no refleja la distribución poral, por lo que el valor de porosidad también se afecta.

Por otra parte, los hidrocarburos difieren entre sí y del agua de formación en viscosidad y difusividad. El perfilaje con MRIL^R utiliza esas diferencias para tipificar los fluidos en el espacio poral.

El petróleo presenta características RMN variables y muy dependientes de su viscosidad y temperatura. Los petróleos livianos son altamente difusivos y tienen tiempos T1 y T2 largos. A medida que la viscosidad aumenta y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, la difusión disminuye, como también los tiempos T1 y T2 (Tabla 1) (Bonnie et al., 2001; Coates et al., 1999).

Fluido	T_1 (ms)	T_2 (ms)	T_1/T_2 Típico	HI	η (cp)	$D_0 \times 10^{-5}$ (cm ² /s)
Agua	1-500	1-500	2	1	0.2 - 0.8	1.8 - 7
Petróleo	3,000 - 4,000	300 - 1,000	4	1	0.2 - 1,000	0.0015 - 7.6
Gas	4,000 - 5,000	30 - 60	80	0.2 - 0.4	0.011 - 0.014 metano	80 - 100

Tabla 1 - Propiedades RMN de los fluidos

II. Identificación de Hidrocarburos mediante el Proceso de Difusión

Para la identificación de hidrocarburos y su diferenciación del agua, es fundamental el Proceso de Difusión (Akkurt et al., 1998; Figura 6).

Si se aumenta el espaciamiento intereco TE, la difusión se convierte en el mecanismo predominante de relajación, perdiendo importancia la intrínseca del fluido y la de superficie (Ecuación 2; Akkurt et al., 1998).

El mecanismo de relajamiento de difusión tiene lugar debido al gradiente del campo magnético generado por el MRIL^R (Appel et al., 1999; Coates et al., 1993).

El valor de T2_{diff} depende de:

Ecuación 4:

$$T_{2_{diff}} = 12 / [C D (G \gamma TE)^2]$$

G = gradiente de campo magnético controlado por la frecuencia de trabajo [Gauss/cm]

γ = constante giroscópica de los núcleos de hidrógeno, 4258 para hidrógeno [Hz/Gauss]

TE = espaciamiento entre ecos [ms]

D = coeficiente de difusión aparente [cm²/sec]

C = constante de la herramienta MRIL^R, C = 1,08

Para un trabajo de perfilaje dado con el MRIL^R, todos los parámetros en la Ecuación 4 son constantes excepto TE. La Ecuación 4 muestra cómo variándolo a valores más altos, generará un valor de T2 menor. De este modo, cambiando la activación que controla la secuencia de pulsaciones en el perfilaje, se enfoca el registro hacia los fluidos que se desean detectar.

Algunos de estos parámetros son: NE (Número de ecos), TW y TE (Akkurt et al., 1996).

III. Incorporación de la RMN en el perfilaje

IIIa. Situación inicial.

III. Incorporación de la RMN en el perfilaje

IIIa. Situación inicial.

Hasta aproximadamente enero de 2000, el programa normal de perfilaje en los campos de PAE (Pan American Energy LLC), comprendía los registros de Resistividad, SP, Densidad, TL (testigos laterales) y lecturas de presión.

Esta combinación se veía afectada por los problemas largamente conocidos en la CGSJ: complejidad mineralógica de los reservorios, baja salinidad del agua de formación y variable viscosidad de los petróleos. Estos factores generan grandes incertidumbres en la determinación de porosidad, saturación de agua y productividad de los reservorios.

La tecnología de RMN se presentaba, en ese momento, con una cualidad importante para la Cuenca: detectar hidrocarburos independientemente de las dificultades que planteaba la geología.

Esta situación, con el programa de perfilaje de pozos, determinó la inclusión de la herramienta MRIL

Los parámetros de adquisición recomendados eran los convencionales usados en ese momento: TW: 4000 ms, TE: 1,2 ms y 3,6 ms, obteniendo registro de la porosidad efectiva y espectro difundido, respectivamente.

IIIb. Resultados iniciales

A pesar de las capacidades teóricas del método, no se obtenían mejoras en la predicción de fluidos. La estadística, realizada sobre 181 ensayos en 10 pozos perforados a comienzos del 2002 por el Grupo de Proyectos Especiales no arrojaba resultados satisfactorios (Tabla 2).

El porcentaje de acierto total alcanzaba un 55,8%. En las capas diagnosticadas petrolíferas el acierto era de 61,4%. En las arenas diagnosticadas como acuíferas, punzadas por correlación geológica, impregnaciones en TL y/o posición estructural, el acierto alcanzaba apenas un 47.8% lo que implicaba que más de la mitad de capas pronosticadas como agua eran en realidad petróleo.

Además, el registro se consideraba poco apropiado para la selección de las capas a fracturar.

En síntesis, la confiabilidad en la herramienta no era suficientemente satisfactoria.

Algunos ejemplos se muestran en las Figuras 7 y 8.

Yacimiento	Pozo	% ACIERTO							% por Yacim.
		Pronóstico Petróleo			Pronóstico Agua			%Acierto	
		Pzdas	Ens.c/Pet	%Acierto Pet	Pzdos	Ens.c/Agua	% Acierto Agua	Total	
A	P-A1	14.0	6.0	42.9	7.0	5.0	71.4	52.4	47.8
B	P-B1	2.0	2.0	100.0	9.0	2.0	22.2	36.4	
	P-B2	5.0	3.0	60.0	12.0	5.0	41.7	47.0	
	P-B3	7.0	6.0	85.7	6.0	3.0	50.0	69.2	
C	P-C1	13.0	1.0	7.7	17.0	13.0	76.5	46.7	46.7
D	P-D1	21.0	17.0	81.0	--	--	--	81.0	71.0
	P-D2	14.0	8.0	57.1	3.0	0.0	0.0	47.0	
	P-D3	17.0	15.0	88.2	3.0	1.0	33.3	80.0	
E	P-E1	11.0	7.0	63.6	6.0	2.0	33.3	47.1	44.9
	P-E2	10.0	5.0	50.0	4.0	1.0	25.0	42.9	
	Promedio			61.4			47.8	55.8	
	Total capas	114.0			67.0				

Tabla 2 - Porcentaje de aciertos del Perfil RMN con la activación TE 1,2 ms - 3,6 ms

IV. Análisis del problema

Como primer paso se decidió una revisión profunda de los fundamentos teóricos del método. En reuniones entre expertos y usuarios se plantearon las características y gravedad del problema con vistas a detectar las posibles causas raíces.

A continuación se resumen los principales puntos del análisis:

- Se puede maximizar el Proceso de Difusión aprovechando el contraste entre la difusividad de los fluidos (Tabla 1). La D (difusividad) es una de las variables para el cálculo de T2 difusión (Ecuación 4).
- El T2 difusión está afectado además por γ , G y TE (Ecuación 4). Este último es un parámetro de activación de suma importancia.

Resulta entonces que, para obtener una mayor difusión de los fluidos, el TE es la única variable de activación posible de modificar durante la registración. Aumentando el TE, se puede acentuar el efecto difusión, hasta eliminar la señal del gas y separar el agua del petróleo. La activación o combinación de TW y/o TE adoptadas depende de los fluidos a detectar.

Por otra parte, la viscosidad de los petróleos deshidratados de nuestros campos oscila entre 4 y 50 cp, medidos a 90° C (con situaciones extremas de 200 cp).

Se concluye aquí que con el espectro obtenido con TE 3,6 ms, utilizado hasta el momento, no era posible discriminar agua de petróleos de viscosidad mayor a 20/25 cp. La Figura 9 muestra cómo dichos petróleos y el agua quedan del mismo “lado” de la señal T2DW (T2 *diffusion water*, límite máximo teórico de difusividad del agua a una determinada temperatura), cuyo valor es aproximadamente 60 ms.

Se observó que para obtener una mayor difusión del agua, era necesario aumentar el TE. Con TE 6,0 ms, la línea T2DW desciende a valores de 25-30 ms, según la profundidad, lo cual permitiría discriminar petróleos de mayor viscosidad del agua, (Figura 10). La teoría indica que la viscosidad de los petróleos visibles, con esta nueva adquisición es de 1 a 50 cp.

- Con el agregado de la porosidad asociada a arcillas, se obtiene una porosidad total RMN, comparable al del registro de Densidad.
- Dado el bajo HI del gas, la porosidad por RMN es pesimista en reservorios gasíferos o de alto GOR, por lo que la porosidad total RMN debería ser menor a la del perfil de Densidad.

V. Solución del problema

Sobre la base del análisis efectuado y con el objeto de apuntar a la detección de petróleo y agua se decidió realizar los siguientes cambios:

-En los parámetros de activación

- Se comparó la nueva activación de TE 6,0 ms vs la histórica de TE 3,6 ms, y comprobada la utilidad de la primera, se decidió suspender la tradicional. Las Figuras 11 y 12 se presentan a modo de ejemplo.
- Se incorporó una activación de TE 0,6 ms para obtener la porosidad asociada a arcillas, y de esta manera lograr un valor de porosidad total.
- Se continuó con un TW de 4000 ms, el cual es suficiente para polarizar un 95 % del agua y petróleo de los reservorios, y el gas se polariza muy parcialmente.
- Con el fin de obtener una indicación de posibles capas de gas, se agregó al perfil un track de Porosidad Densidad vs Porosidad Total RMN.

-En la Interpretación

Se establecieron determinados criterios de interpretación con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la información que provee la tecnología RMN, teniendo en cuenta sus ventajas y limitaciones. A continuación se resumen los principales puntos:

- Como la mayoría de las herramientas de perfilaje, la sonda MRIL^R C/TP utilizada lee en **zona muy probablemente invadida**.
- Debido al radio de investigación (aproximadamente 4"), se asume que la permanencia de hidrocarburos residuales en la zona de lectura es indicativa de la existencia de hidrocarburos en la zona virgen.
- Se acepta que la **porosidad RMN es independiente de la mineralogía en un medio 100% saturado en agua**, debido a que detecta el fluido que contiene el espacio poral.
- En rocas con porosidad intergranular, **100 % saturadas con agua**, la lectura del espectro en TE 1,2 ms es indicativa de la distribución del tamaño poral.
- En una roca 100% saturada en agua la distribución T2 es unimodal. Una vez que el petróleo desplaza la mayor parte del agua móvil, se observa una distribución T2 bimodal (Figura 13).
- La moda asociada al agua varía su amplitud debido a que su volumen en el espacio poral es ahora menor.
- **Cuando hay hidrocarburos** en el reservorio, **la distribución poral no es real**, ya que las señales de agua y petróleo se superponen.
- Cuando un hidrocarburo con $HI < 1$ está presente en la roca, la lectura de porosidad es menor que la real.
- El efecto anterior sería más pronunciado en presencia de gas por su menor HI y se vería magnificado en capas depletadas.
- En zonas con gas, la porosidad Densidad debería ser mayor que la total de RMN. Si se detecta ese tipo de diferencia, se registra Neutrón compensado a pozo entubado como comprobación.

-En el espectro difundido TE 6,0 ms:

- El método de difusión es cualitativo, y se basa en la identificación de los distintos tipos de fluidos presentes en la roca mediante la lectura comparativa de los espectros en TE 1,2 ms y TE 6,0 ms (espectro de difusión).
- La interpretación del perfil comienza con la discriminación de las capas de agua. Para ello se buscan arenas de espesor mayor a 2 m, con TL sin impregnación de Hc y baja resistividad; en las mismas se lee el T2 del agua. Toda señal con valor de T2 mayor, se considera de petróleo, independientemente del valor de T2DW.

-En el espectro TE 1,2 ms

- Aunque el medio esté 100% saturado en agua, la relación FFI y BVI es en parte dependiente de la litología, dado que la relaxividad de la pared del poro varía según la misma (Ecuación 1 y 2).
- El valor cutoff de T₂, que se toma como umbral entre FFI y BVI, depende de la textura y composición de la roca y puede variar en litologías o morfología de grano complejas.
- Los fluidos asociados a arcillas relajan con T₂ muy cortos de 0,5 a 4 ms, los fluidos restringidos por capilaridad relajan entre 4 y 33 ms, variable según la litología, y los fluidos móviles en T₂ largos mayores a 33 ms (Figura 5).

VI. Situación actual

Los registros con la nueva activación de la herramienta MRIL^R, indican una tendencia hacia mejores y más confiables predicciones de los fluidos contenidos en los reservorios.

A modo de ejemplo comparativo se pueden citar dos pozos cercanos de un mismo yacimiento: uno con la activación antigua que arrojó un acierto del 42% (Tabla 2) y el otro, con la nueva activación, un 81,2% (Tabla 4).

Las estadísticas actuales se detallan en la Tabla 4.

El porcentaje de acierto total alcanza ahora un 82,3%. En las capas diagnosticadas petrolíferas el acierto es del 82,8%. Debido a la mayor confiabilidad en la identificación de acuíferas, se punzan muchas menos evitando cementaciones.

Se discriminó entre campos con mejor respuesta y otros donde el problema subsiste aunque en forma más acotada. Se encaran estudios de mayor detalle para determinar posibles causas.

Las Figuras 14 y 15 sintetizan la situación actual de la respuesta del perfil MRIL^R en distintos yacimientos del Flanco Norte y Sur de la CGSJ.

Yacimiento	Pozo	% ACIERTO							% Total	% por Yacim
		Pronóstico Petróleo			Pronóstico Agua					
		Pzdas.	Ens.c/Pet	%Acieros Pet	Pzdas.	Ens.c/Agua	%Acieros Agua			
A	P-A1	12.0	12.0	100.0	----	----	----	70.0	69.5	
	P-A2	16.0	11.0	68.8	----	----	----	68.8		
B	P-B1	16.0	13.0	81.3	----	----	----	81.3	81.3	
C	P-C1	8.0	6.0	75.0	----	----	----	75.0	75.0	
D	P-D1	12.0	10.0	83.3	----	----	----	83.3	87.8	
	P-D2	10.0	9.0	90.0				90.0		
	P-D3	11.0	10.0	90.9				90.9		
	P-D4	8.0	7.0	87.5				87.5		
E	P-E1	9.0	8.0	88.9				88.9	88.9	
F	P-F1	10.0	8.0	80.0				80.0	83.3	
	P-F2	8.0	7.0	87.5				87.5		
G	P-G1	9.0	8.0	88.9				88.9	77.0	
	P-G2	11.0	5.0	45.5				45.5		
	P-G3	6.0	6.0	100.0	1.0	0.0	0.0	85.7		
H	P-H1	11.0	10.0	90.9				90.9	90.9	
	Promedio			82.8				82.3		
	Total Capas	157			1					

Tabla 4 - Porcentaje de aciertos del Perfil RMN con la activación TE 1,2 ms – 6,0 ms

Un caso especial en el espectro de difusión son las señales tipo CAP o tipo BIMODA (Figuras 16 y 17). En ambos casos se interpreta que el reservorio contiene agua y petróleo como fluido móvil. En el primer caso como probable contacto agua-petróleo, en el segundo como probable zona de transición o alto grado de invasión.

Al tener el agua mayor movilidad, las estimaciones realizadas hasta el momento en punzados con esos tipos de señal (Tabla 5 y 6), arrojan resultados más pobres que las tablas anteriores. Aun así, la cantidad de reservorios y caudal de petróleo logrados indican que siguen siendo interesantes de evaluar porque en algunos casos se recuperan caudales petrolíferos importantes. El acierto total en señales tipo CAP + BIMODA es de un 53.8%.

CAP	N° de Orden	Test	Acierto	% de éxito	Perforation (m)	QI (l/h)	Qo (l/h)	Qw (l/h)	BSW (%)
Pozo A	1	A	0		1413/15.5	2400	0	2400	100
Pozo B	2	P	1		1363.0/69.5	440	158.4	281.6	64
Pozo C	3	A	0		1765.0/67.0	1700	0	1700	100
Pozo D	4	A	0		1555/57	3000	0	3000	100
Pozo E	5	P	1		1965/71.5	2400	1488	912	38
Pozo F	6	A	0		1936.5/39	3000	0	3000	100
Pozo G	7	P	1		1636/40	2400	1800	600	25
subTOTAL	7		3	42.86		15340	3446.4	11894	77.53

Tabla 5 – Porcentaje de acierto sobre señales CAP

BIMODAS	N° de Orden	Test	Acierto	% de éxito	Perforation (m)	QI (l/h)	Qo (l/h)	Qw (l/h)	BSW (%)
Pozo A	1	P	1		1253.0/56.0	300	216	84	28
Pozo B	2	P	1		1363.0/69.5	440	158.4	281.6	64
Pozo C	3	A	0		1884.5/88	3000	0	3000	100
Pozo D	4	Pcj	1		1321/24+1340.5/52	2400	1968	432	18
Pozo E	5	A	0		1358/59+1360/63	2400	0	2400	100
Pozo F	6	Pcj	1		1532/36+1544/47	2400	1752	648	27
subTOTAL	6		4	66.67		10940	4094.4	6845.6	62.6
TOTAL	13		7	53.85		26280	7540.8	18739	71.31

Tabla 6 – Porcentaje de acierto sobre señales Bimoda

Como información adicional, se utiliza la comparación Porosidad Densidad (DPHI) vs Porosidad Total RMN (MSIG), para inferir la presencia de gas. Si se observan señales indicativas, se corre perfil Neutrón Compensado a pozo entubado para su corroboración.

La Figura 18, es la presentación estándar de una interpretación basada en el registro MRIL^R. En el track de profundidad (DEPTH), se representa la curva PHIDIFA, resultado de restar la porosidad de densidad con la porosidad total de RMN.

$$\text{PHIDIFA} = \text{DPHI} - \text{MSIG}$$

La curva PHIDIFA lee más de 6 % de diferencia en la capa A con gas y menos de 6% en la capa B con agua, ambas de la Fm. Comodoro Rivadavia. El cross-plot que acompaña, también muestra el efecto gas.

Relacionada a la anterior se presenta la Figura 19 con curvas inducción, DPHI y Neutrón PHI; el cruce de las dos últimas, sombreado en rojo, indica también presencia de gas. El cross-plot que acompaña responde de igual manera.

La Figura 20 representa un cross plot de todo el pozo, con un discriminador para mostrar sólo los puntos correspondientes a arenas.

- Los puntos dentro del área 1 representan capas de gas o alto GOR
- Los puntos dentro de las áreas 2, 3, 4 corresponden a petróleo o petróleo + agua
- Los puntos dentro de las áreas 5, 6, 7 serían de agua

Conclusiones

Con el análisis de la aplicabilidad de la tecnología RMN en la CGSJ, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

Se adoptó una nueva activación de la herramienta MRIL^R: TW 4000 ms, TE 1,2-6,0 ms. Con esto se logró acentuar al máximo **el proceso de difusión** para detectar petróleos en el rango de viscosidad de 1 a 50 cp.

Se logró un incremento en el nivel de acierto desde un 55,8 % a un 82,3%. Específicamente en la predicción de petróleo se mejora el acierto de un 61,4% a un 82,8 %.

Se alcanzó mayor confiabilidad en la selección de capas a fracturar y se obtuvo mayor efectividad en la discriminación de capas con agua, evitando cementaciones.

Se utiliza la comparación Porosidad Total RMN vs Porosidad Densidad como primer indicador de gas. En caso de estimarse su presencia, se registra Neutrón compensado a pozo entubado para su confirmación.

Finalmente, se incrementó la productividad y la economía de los pozos al lograr mayor efectividad en la selección de capas a abrir, fracturar y reducción del número de acuíferas punzadas.

Nomenclatura

MRIL^R = Herramienta de Resonancia Magnética Nuclear, propiedad de Numar, una compañía Halliburton.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Pan American Energy LLC y Halliburton Argentina S.A. el haber permitido la publicación del presente trabajo.

Además, reconocen el trabajo de análisis conjunto con el Grupo de Primaria de la Cuenca del Golfo San Jorge de PAE

También a sus compañeros de trabajo por su crítica lectura.

Bibliografía

Akkurt, R., Mardon, D., Gardner, J.S., Marschall, D.M. & Solanet, F. 1998. Enhanced diffusion: expanding the range of NMR direct hydrocarbon-typing applications, paper GG, 39th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions.

Akkurt, R., Marschall, D. M., Eyvazzadeh, R. Y., Gardner, J. S., Mardon, D. & Dunn, K. J., 1998. Determination of Residual Oil Saturation Using Enhanced Diffusion, SPE 49014.

- Akkurt, R., Prammer, M. & Moore, A., 1996. Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs, paper TT, 37th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 13 p. Later published in 1996 in *The Log Analyst*, v. 37, no. 6: 43–52.
- Appel, M., Freeman, J.J., Perkins, R.B. & Hofman, J.P., 1999. Restricted diffusion and internal field gradients paper, SPWLA 40th Annual Logging Symposium Transactions.
- Bonnie, R.J.M., Marschall, D.M., Fam, M.Y. & Siess, C.P., 2001. Advanced Forward Modeling Helps Planning and Interpretation NMR Logs, SPE 71735.
- Chandler, R. N., Drack, E. O., Miller, M. N. & Prammer, M.G., 1994. Improved log quality with a dual-frequency pulsed NMR tool, SPE 28365, 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. W (Formation evaluation and reservoir geology): 23–35.
- Coates G.R., Lizhi Xiao & Manfred G. Prammer, 1999. NMR Logging Principles & Applications, Halliburton Energy Services.
- Coates, G. R., Marschall, D. M., Mardon, M. & Galford, J., 1997. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, 38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog*, London Petrophysical Society, v. 5, no. 6: 9–16.
- Coates, G. R., Vinegar, H. J., Tutunjian, P. N. & Gardner, J.S., 1993. Restrictive diffusion from uniform gradient NMR well logging, SPE 26472, 1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. W (Formation evaluation and reservoir geology): 575–590.
- González, M., Taboada, R. & Stinco, L., 2002. Los Reservorios del Flanco Norte. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Lesta, P. J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, I: 251–289.
- Marschall, D., Gardner, J.S., Mardon, D. & Coates, G.R., 1995. Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data, SCA 9511 International SCA Symposium proceedings: SPWLA Society of Core Analysts Chapter-at-Large, 12 p.
- Prammer, M.G. et al., 1998. A new multiband generation of NMR logging tools, SPE 49011, 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. W (Formation evaluation and reservoir geology): 237–243.
- Salomone G., Biocca M., Amoroso A., Arocena J., Ronanduan., Guerberooff D., Palacio L., 2002: Los reservorios del Flanco Sur. V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Sanagua J., Hlebszevitsch J., Suarez F., 2002: Los Reservorios del Flanco Oeste. V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Sylwan C., 2001: Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Journal of Iberian Geology*, 27, 123–157.

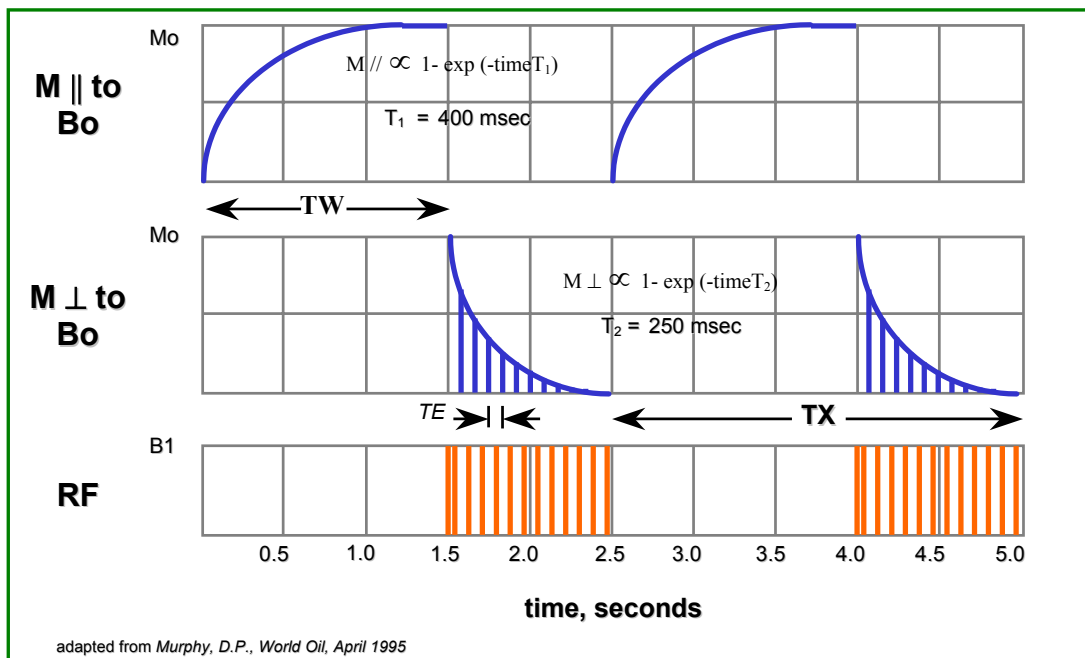


Figura 3 – Parámetros de registraci3n

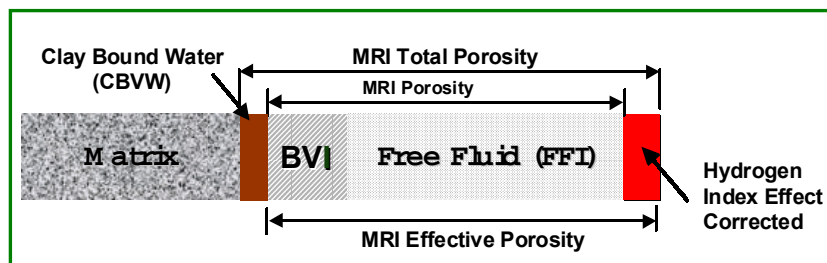


Figura 4 – Modelo de porosidad RMN

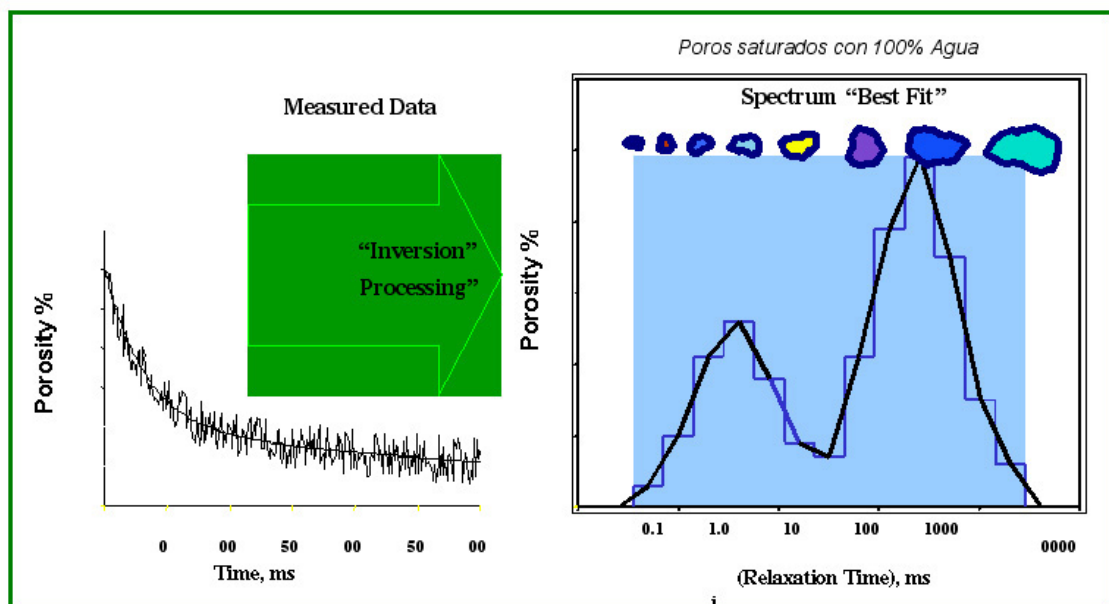


Figura 5 – Distribuci3n T2

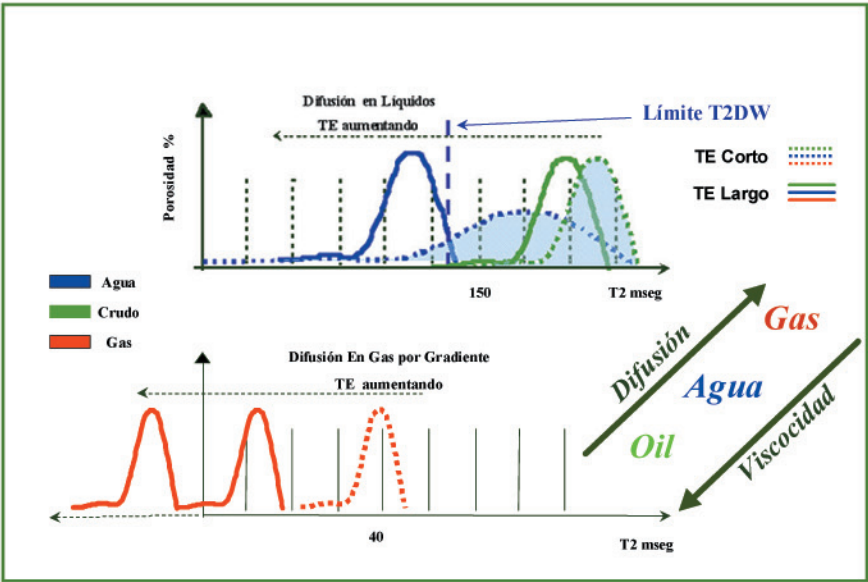


Figura 6 – Distribuciones T2 de los fluidos en el espectro difundido, según varía el TE

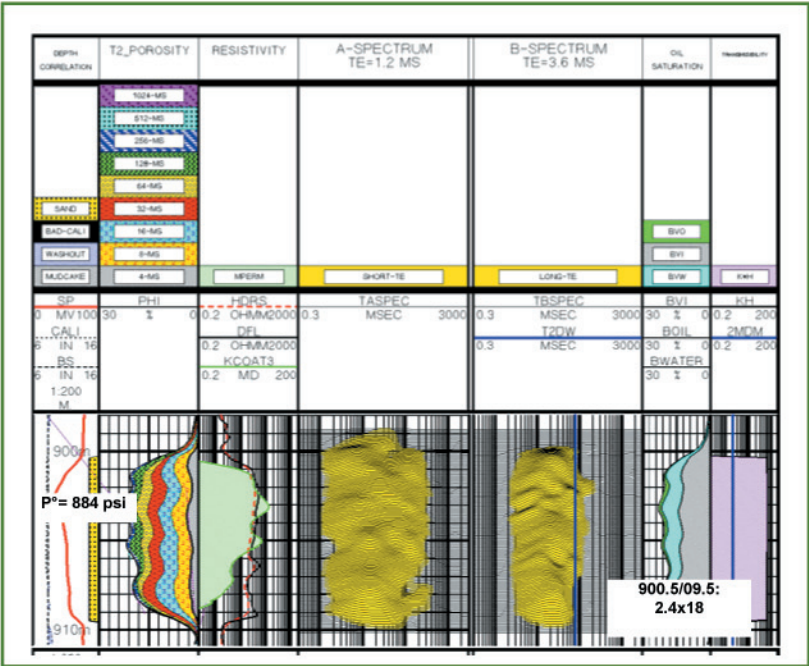


Figura 7 – Ejemplo con TE 3.6 ms

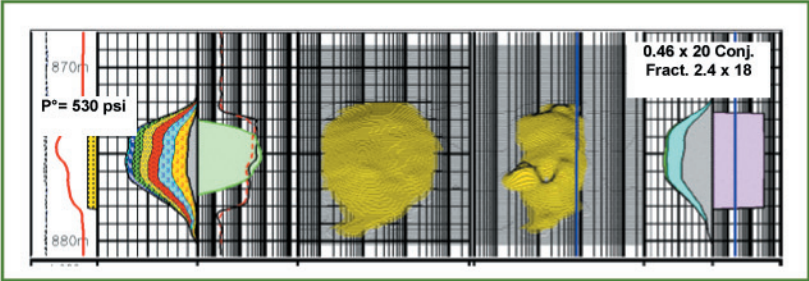


Figura 8 – Ejemplo con TE 3.6 ms

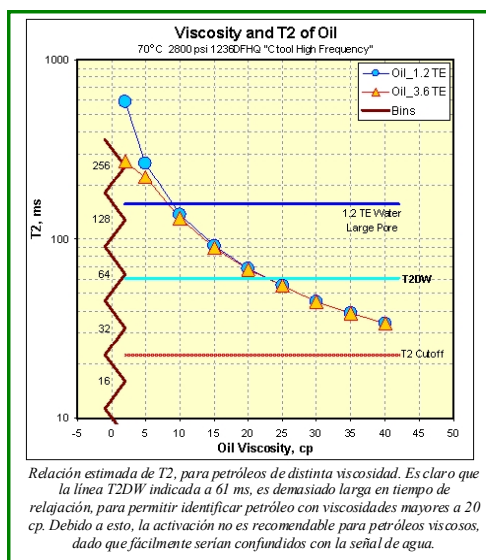


Figura 9 – Variación de T2 según la viscosidad y TE hasta 3.6 mscon indicación de T2DW

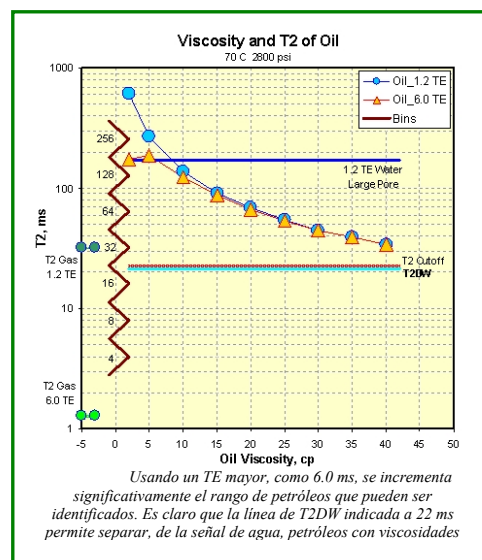


Figura 10 – Variación de T2 según la viscosidad y TE hasta 6.0 ms con indicación de T2DW

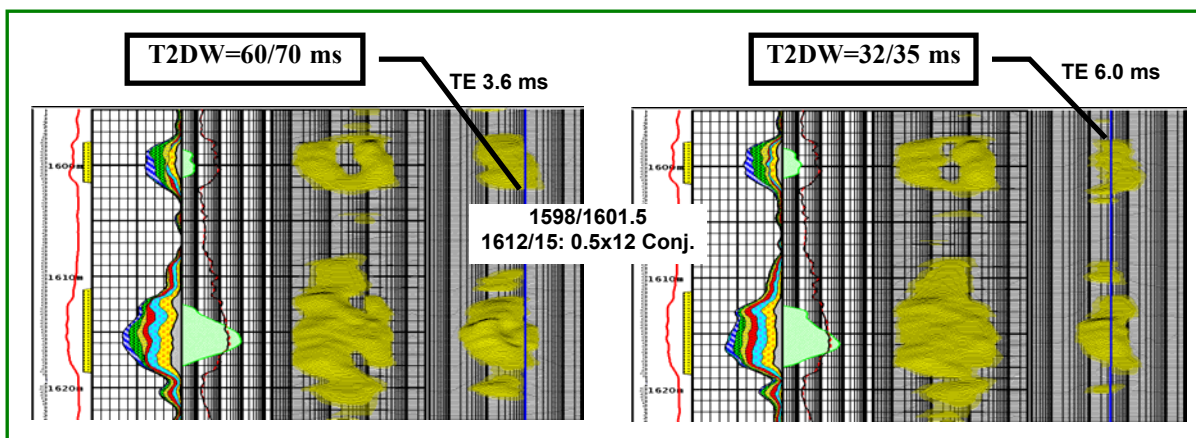


Figura 11 - Comparación entre Activación TE 3.6 ms vs TE 6.0 ms

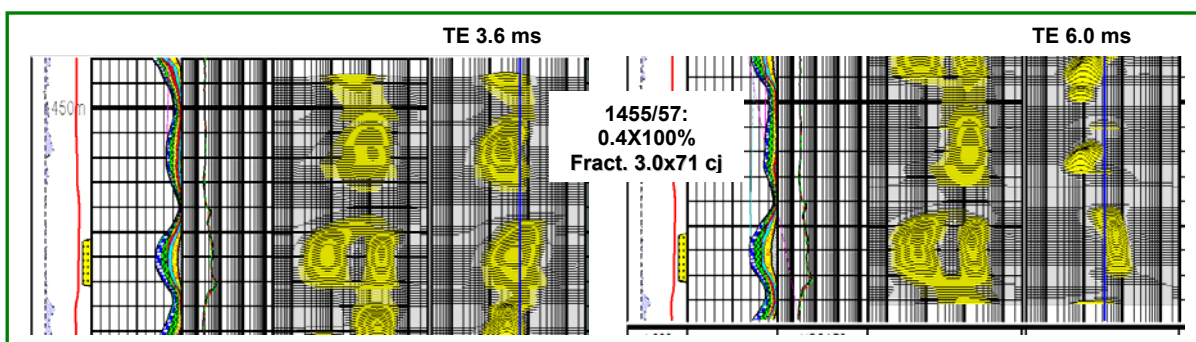


Figura 12 - Comparación entre Activación TE 3.6 ms vs TE 6.0 ms

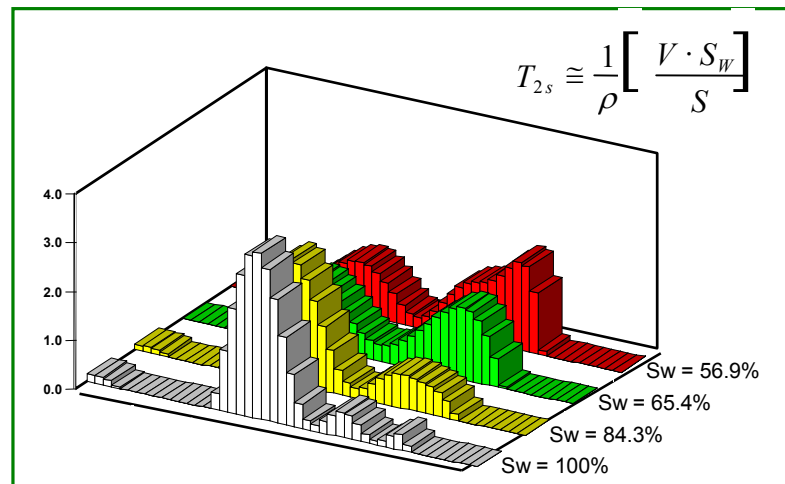


Figura 13 – Distribuciones T2 según distintas Sw

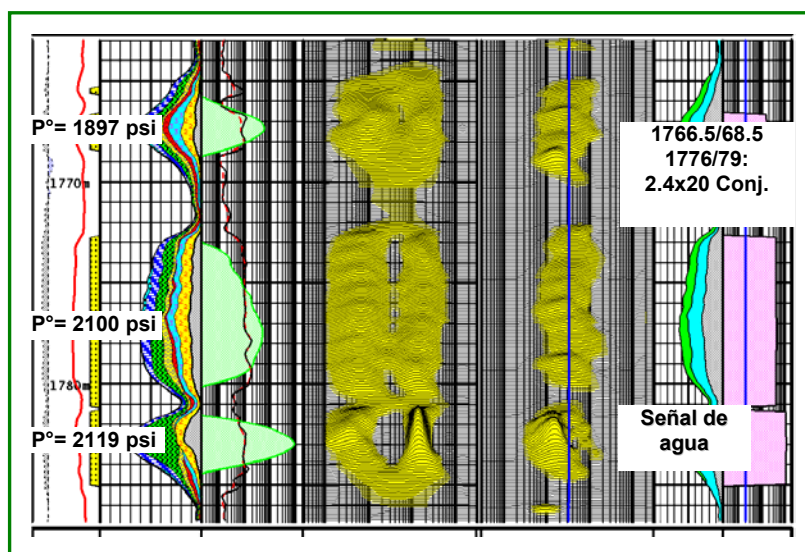


Figura 14 – Ejemplo con TE 6.0 ms

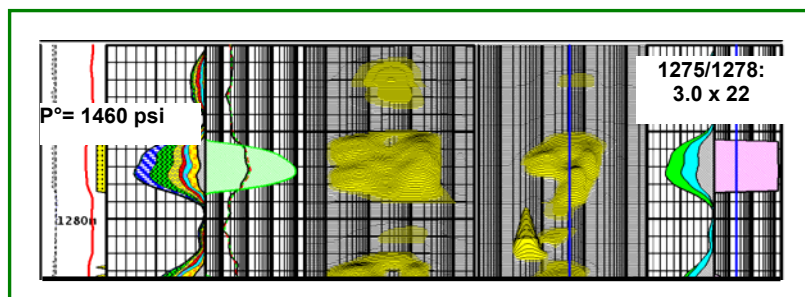


Figura 15 – Ejemplo con TE 6.0 ms

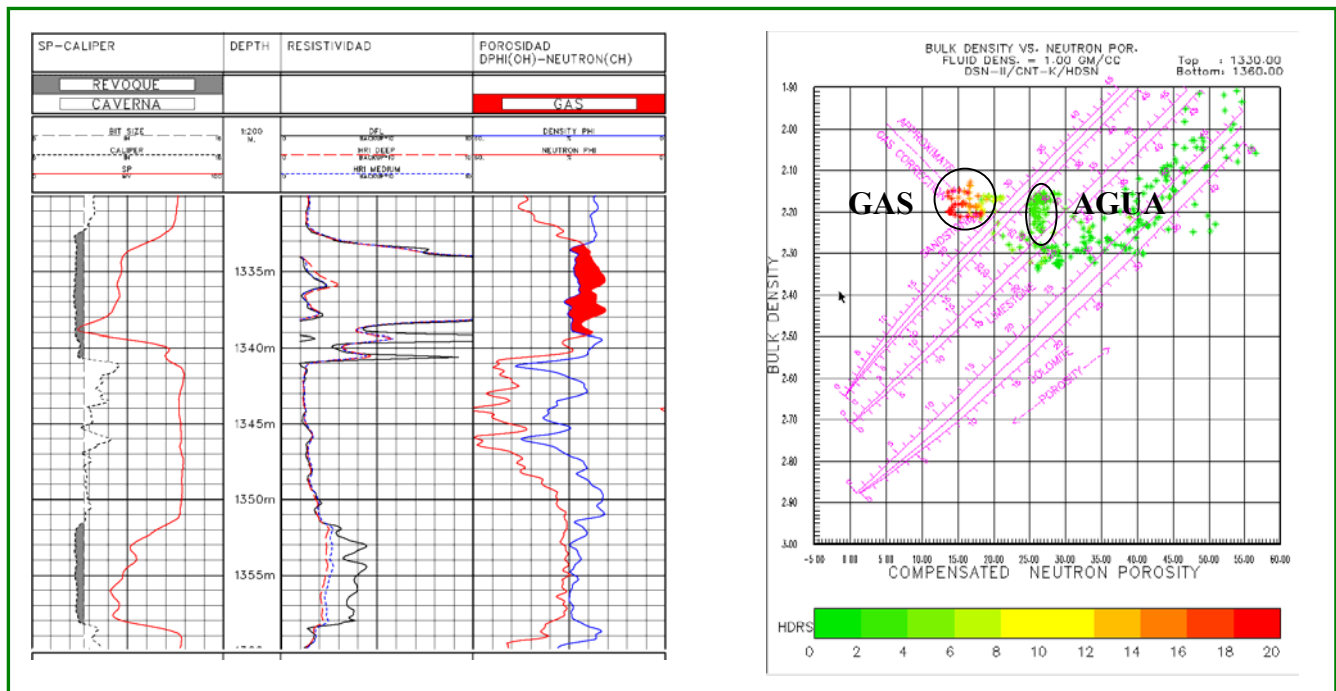


Figura 19 – CROSSPLOT - DENSIDAD vs POROSIDAD NEUTRON
con discriminacion por HDRS

