

APLICACIÓN DE LOS PERFILES DE RESONANCIA MAGNÉTICA Y ARREGLOS INDUCTIVOS EN LA EVALUACIÓN DE PERMEABILIDAD

*Adrián Corbelleri ** Carlos Minetto ***Eduardo Breda

* Alberta Enrgy** Baker Atlas*** YPF S.A.

Est. Cooperación

Resumen

Con el advenimiento de la Resonancia Magnética Nuclear - NMR - en los registros geofísicos y con los avances obtenidos en los instrumentos Inductivos de Alta Resolución y múltiple investigación, se ha dado uno de los pasos más interesantes en la caracterización de reservorios, permitiendo una clara definición de fluidos y calidad de roca no lograda anteriormente.

La nueva generación de herramientas NMR es la más completa como compleja tecnología en la evaluación de formaciones.

Completa porque provee un amplio espectro de información petrofísica relacionada con el reservorio en sí - Porosidad Total y Efectiva, Fluido Irreducible (Saturación), Índice de Permeabilidad, Tamaño y Distribución Poral, Tipo de Fluido y Viscosidad - .

Compleja porque debido a la riqueza de la información, la interpretación de sus datos es un desafío cuando las propiedades de interacción roca-fluido o fluido-fluido pueden confundir los efectos de resonancia magnética.

De todos los parámetros petrofísicos medidos, uno de los más importantes es la permeabilidad (k), propiedad intrínseca de los reservorios y definida como la facilidad que presenta la roca al paso de un fluido. La misma constituye en el análisis económico de los yacimientos, el factor petrofísico que afecta directamente la productividad y eficiencia de recuperación de los hidrocarburos. De ahí la gran importancia que se le otorga.

Este trabajo presenta la experiencia adquirida y detalla características de los reservorios de la cuenca del golfo San Jorge que afectan la producibilidad.

Introducción

En un sentido estricto, para que la permeabilidad sea una característica propia de la roca, el fluido que la atraviesa no debe alterarla y debe ser único. En este caso se denomina permeabilidad absoluta referida a un fluido en particular.

Sin embargo, no es éste el caso que normalmente se encuentra en la industria del petróleo. En principio, generalmente la sedimentación se inicia en un ambiente subacuático y con posterioridad, los hidrocarburos, se introducen desplazando al agua de las cavidades conectadas de acuerdo a la presión ejercida. La presencia conjunta de agua e hidrocarburos en reservorios de diferentes características ya sean litológicas, petrográficas, sedimentológicas etc. ha llevado a utilizar el término "permeabilidad" en variadas y específicas significaciones".

Como ejemplo:

Permeabilidad al Aire k_{air}	Perm. al Líquido k_{liquid}
Permeabilidad Relativa k_{rel}	Perm. efectiva k_{eff}
Permeabilidad Vertical k_v	Perm. Horizontal k_{Hmax}
Permeabilidad a 90° k_{90}	Perm. Hemiesférica k_{hem}
Permeabilidad Esférica k_{spher}	Perm. Cilíndrica k_{ell}

Así como variadas son sus significaciones, también lo son los métodos, sistemas y tecnologías para medirla.

Perfiles de Resonancia Magnética Nuclear y su Interpretación

Tiempo de relajación transversal - T_2 -

La interpretación petrofísica de los perfiles NMR esta normalmente basada en el análisis del espectro del tiempo de relajación transversal del fenómeno nuclear denominado como " T_2 ".

Combinando la acción de un imán permanente y una secuencia de pulsos electromagnéticos a una secuencia, duración y frecuencia determinada (Chandler, Drack, Miller and Prammer), se obtiene un tren de ecos de resonancia magnética que luego de procesarse matemáticamente se obtiene la siguiente expresión para el T_2 :

$$1/T_{2Liquido} \cong 1/T_{2Bulk} + \rho(S/V) + 1/3(\gamma \nabla B)^2 D + \epsilon$$

donde ρ es la magnitud de relajación de la pared poral, S/V es la relación Superficie-Volumen de la cavidad poral, γ es el momento giromagnético del Hidrógeno, ∇B es el gradiente del campo magnético, D es la constante de Difusión del fluido confinado en los poros (Prammer 1994) y ϵ corresponde al ruido presente en la medición.

El primer término en la ecuación expresa el promedio de relajación intrínseco del fluido contenido en la red poral y adquiere gran peso en presencia de petróleos viscosos. El segundo término $\rho(S/V)$ esta relacionado con las propiedades de la roca en donde (S/V) representa el tamaño poral y ρ la interacción fluido-roca de la superficie poral; en presencia de tamaños capilares, la característica de ρ adquiere mayor relevancia. El tercer término expresa la Difusión promedio del fluido siendo en formaciones gasíferas donde más peso tiene en la lectura del T_2 (Akkurt, Vinegar, HJ, Tutunjian and Guillory, 1997). En el procesamiento de los datos de NMR el tren de ecos detectado se representa por la suma de 8 términos exponenciales:

$$M(t) = \sum_{i=1}^8 p_i e^{-t/T_{2i}}$$

donde p_i es la amplitud de cada término i ("Bins") y T_{2i} es el tiempo asociado a cada bin en una serie que va desde 4 a 512 milisegundos (Prammer 1994).

A medida que el tiempo tiende a cero, la sumatoria alcanza su máximo valor el cual corresponde a la porosidad medida y que se expresa con la ecuación:

$$MPHE = \sum_{i=1}^8 p_i$$

En otras palabras, la sumatoria de los 8 bins determinan la porosidad medida por el perfil de resonancia magnética.

Permeabilidad NMR

En base a la distribución del T_2 se han derivado expresiones matemáticas para estimar un índice de permeabilidad las cuales pueden ser calibradas para cada yacimiento o formación. Una de ellas corresponde a una relación semi-empírica obtenida por Coates (Prammer MG. 1994), la cual lleva su nombre y la otra es una actualización de la establecida por Kozeny (Kenyon W.E. 1992) bajo el nombre Carman-Kozeny (Cobelleri-Breda SPWLA. 1996).

Ecuación establecida por Coates:

$$k_{Coates} = (MPHE / C)^4 (BVM / BVI)^2$$

Carman-Kozeny:

$$k_{CK} = MPHE^4 (\alpha T_2)^2$$

En donde MPHE es la porosidad NMR medida, BVM es el volumen de fluido móvil, BVI es el volumen de fluido irreducible, C y α son constantes a calibrar. En la segunda ecuación el T_2 puede ser la media geométrica o media aritmética. Normalmente, el índice de permeabilidad se representa en escala logarítmica y acompaña a las curvas de resistividad. (Fig. 1). La media aritmética de Carman Kozeny es la que mejor se ajusta para las cuencas del Golfo San Jorge y Austral.

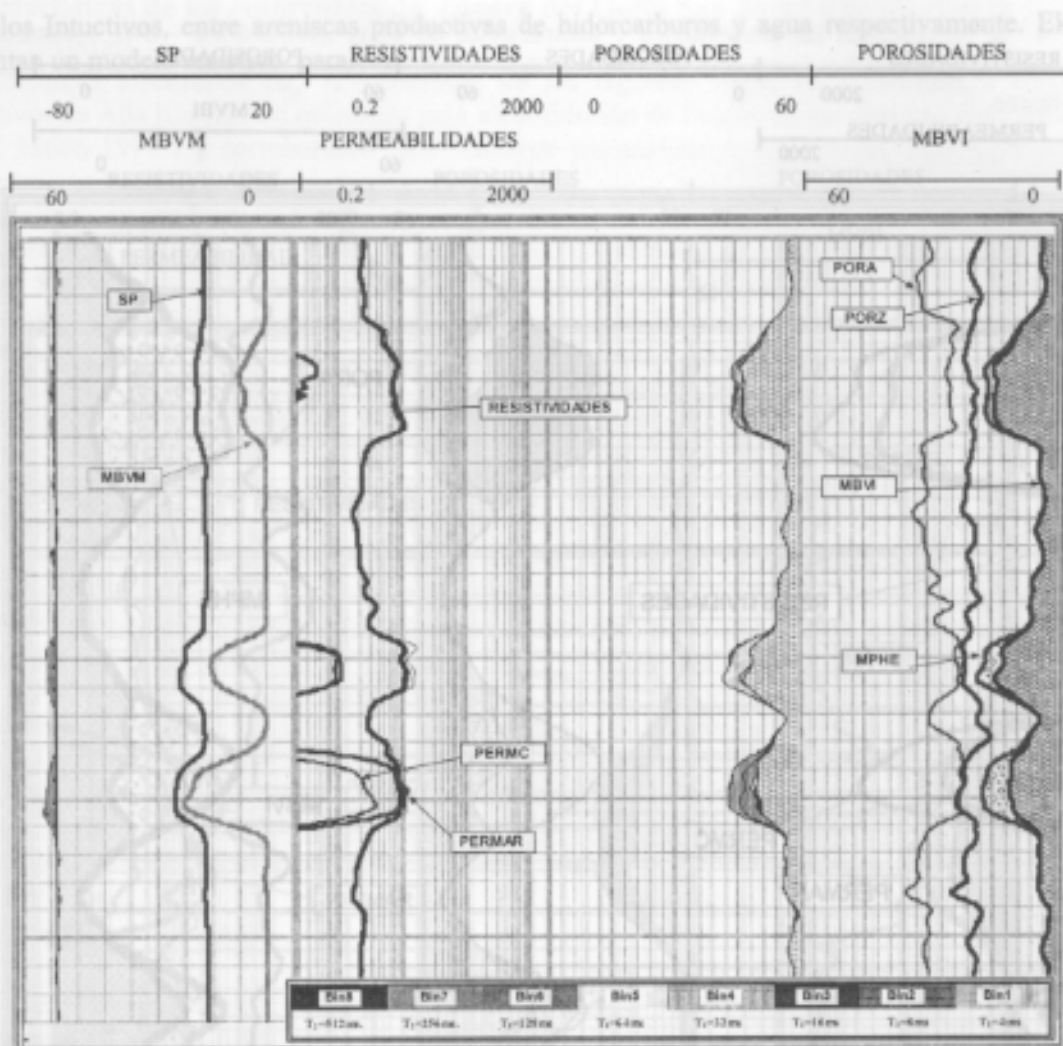


Figura n°1

Experiencia adquirida y logros obtenidos en la cuenca del Golfo San Jorge

La reconocida complejidad estratigráfica de los yacimientos de la cuenca del golfo San Jorge en donde los frecuentes cambios de permeabilidad y porosidad en la columna litológica, cuyos reservorios contienen por lo general aguas de baja salinidad y/o petróleos que van de frescos a biodegradados, ha hecho siempre difícil el trabajo de determinar la producibilidad mediante el uso de los perfiles tradicionales.

Los registros de NMR develaron incógnitas, clarificaron conceptos y sus lecturas, comprobadas por ensayos de pozo y de análisis de laboratorio de muestras de rocas y fluidos, hicieron posible realizar detalladas evaluaciones de reservorio tanto desde el punto de vista geológico como de ingeniería.

La Fig. 1 también sirve para explicar los avances mediante los sistemas NMR. En ella se muestran 3 areniscas en donde las dos inferiores presentan igual porosidad Densidad-Acústico, igual SP e igual valor de Resistividad. Sin embargo el perfil NMR indica que si bien ambas tienen similar MPHE, la constitución de su porosidad es diferente; la inferior tiene mejores tamaños porales, mayor movilidad y mayor permeabilidad que las restantes.

En cuanto a la arenisca superior, la misma presenta una alta porosidad así como alta capilaridad por lo que su permeabilidad es bastante pobre.

En la figura 2 se grafica un intervalo que comprende cuatro(4) reservorios, todos presentan similares porosidades, ya sea MPHE o PORA. Rápidamente se puede establecer que la arenisca superior posee las mejores características de permeabilidad y constitución poral.

Combinando la acción de un imán permanente y una secuencia de pulsos electromagnéticos a una secuencia de resonancia magnética que se repite a intervalos de tiempo, se puede obtener una imagen de la distribución de la porosidad y la permeabilidad de un reservorio. La figura 3 muestra un ejemplo de un reservorio con una distribución bimodal de porosidad y permeabilidad.

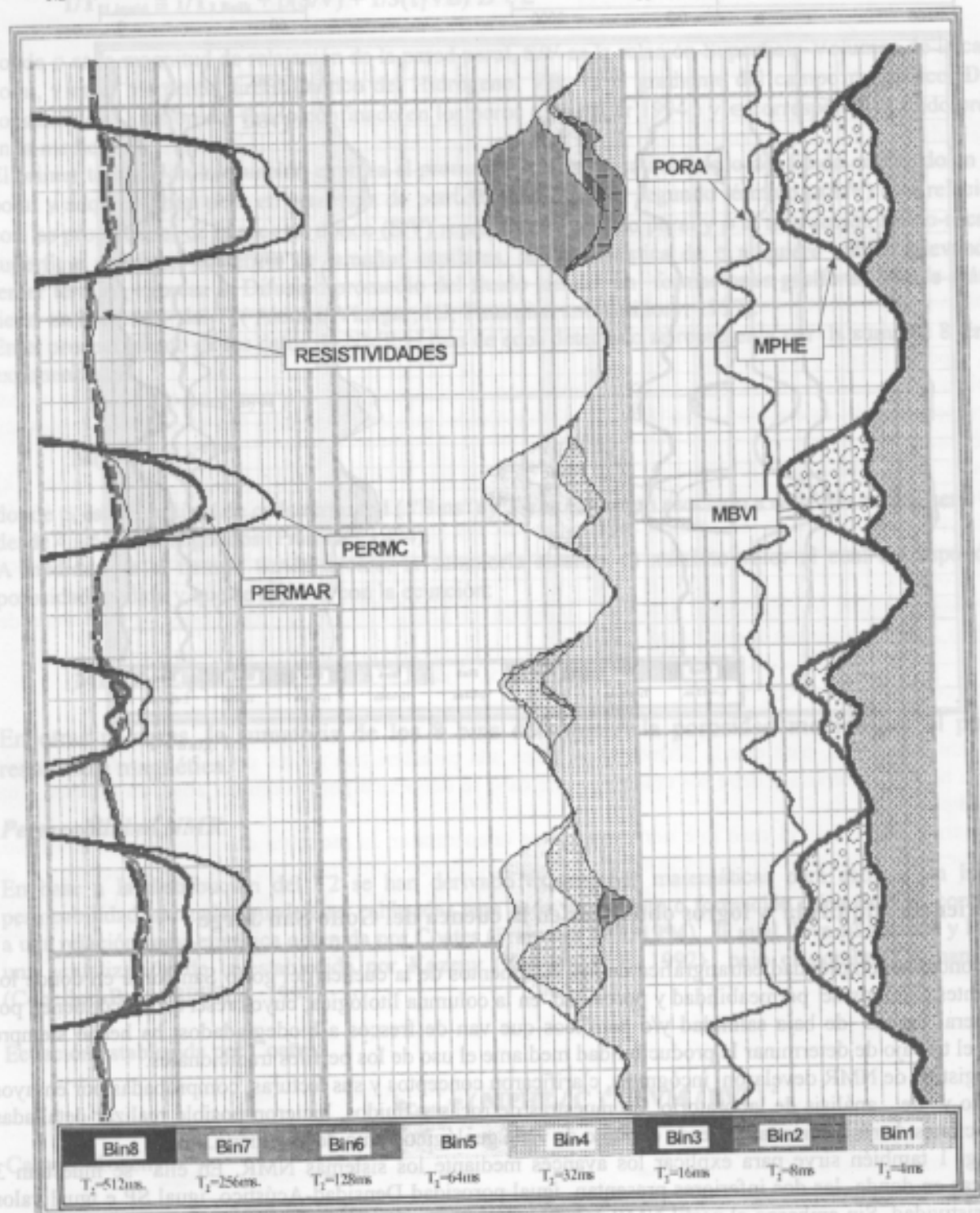


Figura n°2

La figura 3 presenta un ejemplo de dos (2) excelentes reservorios petrolíferos y su bimodal distribución de porosidad, microporosidad (bin1,) y macroporosidad (bin 7). La llamativa abundancia de microporosidad en la generalidad de los reservorios de la cuenca presentes en los (bin1 y bin2) explican hoy la poca diferencia en valores absolutos observados en las lecturas de resistividades conseguidos con herramientas de

Arreglos Intuctivos, entre areniscas productivas de hidrocarburos y agua respectivamente. Eléctricamente presentan un modelo resistivo paralelo.

Inductivos de Alta Resolución utilizados para identificación de fluidos en los distintos reservorios (E. Brown - SPE 38666 1997) y corroborados por ensayos y/o análisis de laboratorio.

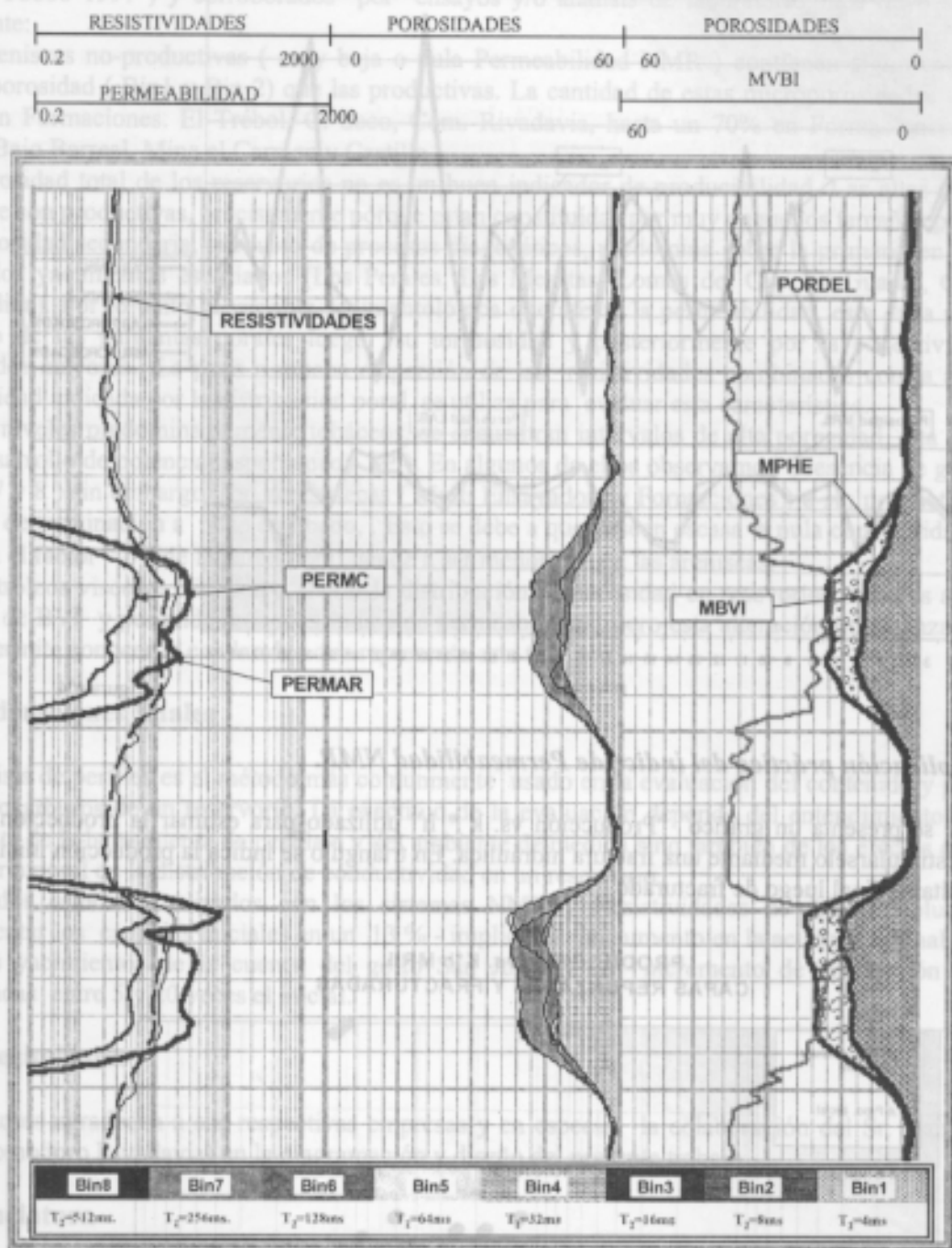


Figura n°3

Comprobación de lecturas

En general, los parámetros petrofísicos obtenidos de las interpretaciones de los perfiles de NMR para las cuencas; Golfo San Jorge (Formaciones Bajo Barreal, Castillo) y Austral (Formaciones. Palermo Aike y Springhill) están basados en algo más de 3600 ensayos individuales, 450 registros de NMR individuales por pozo. Las lecturas obtenidas por las herramientas de NMR fueron contrastadas con análisis de laboratorio (Petrofísicos, Petrográficos y Resonancia Magnética), a coronas, testigos rotados y muestras de fluidos.

En la Figura 4 se representan las porosidades y saturaciones de agua irreducibles - S_{wi} - medidas en laboratorio y contrastadas con las computadas de los registros NMR. Se puede observar que la correlación es buena a muy buena.

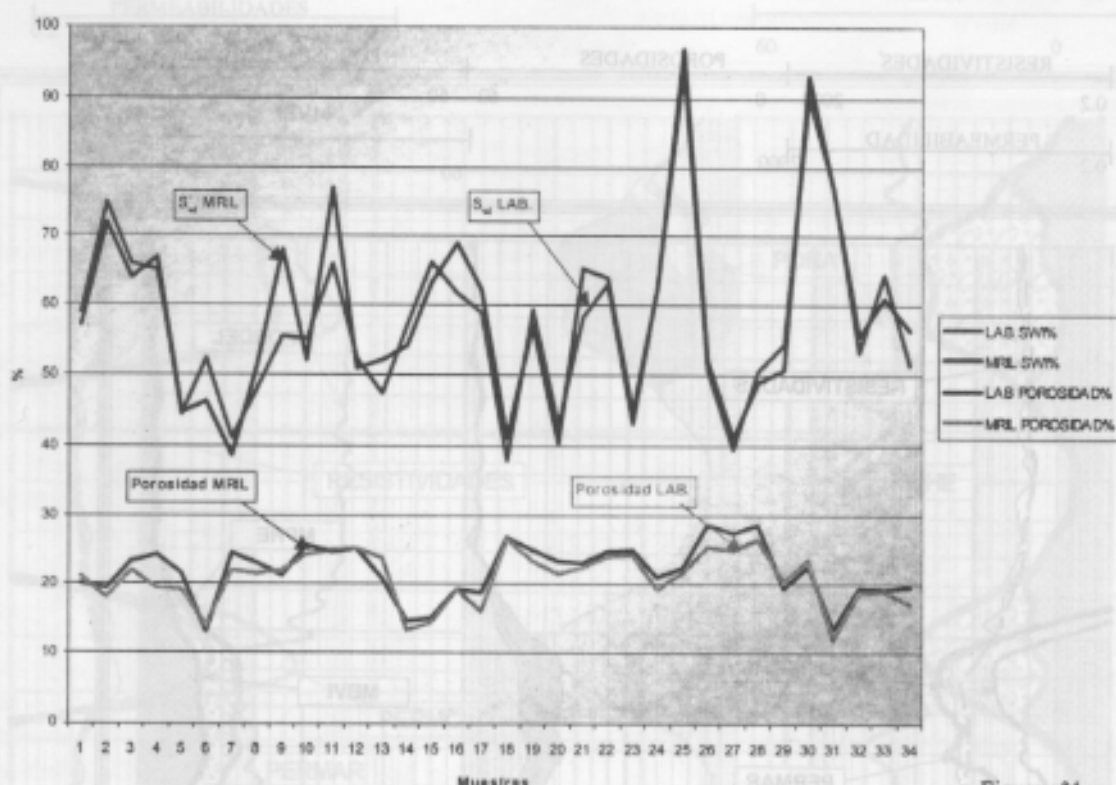


Figura n°4

Gráfico de aplicación práctica del índice de Permeabilidad NMR.

En la figura 5 se presenta un gráfico "Producción vs. $k \cdot h$ " utilizado para estimar la producción de un reservorio al estimulársele mediante una fractura hidráulica. En triángulo se indica la producción inicial y en círculo la resultante final luego de fracturado

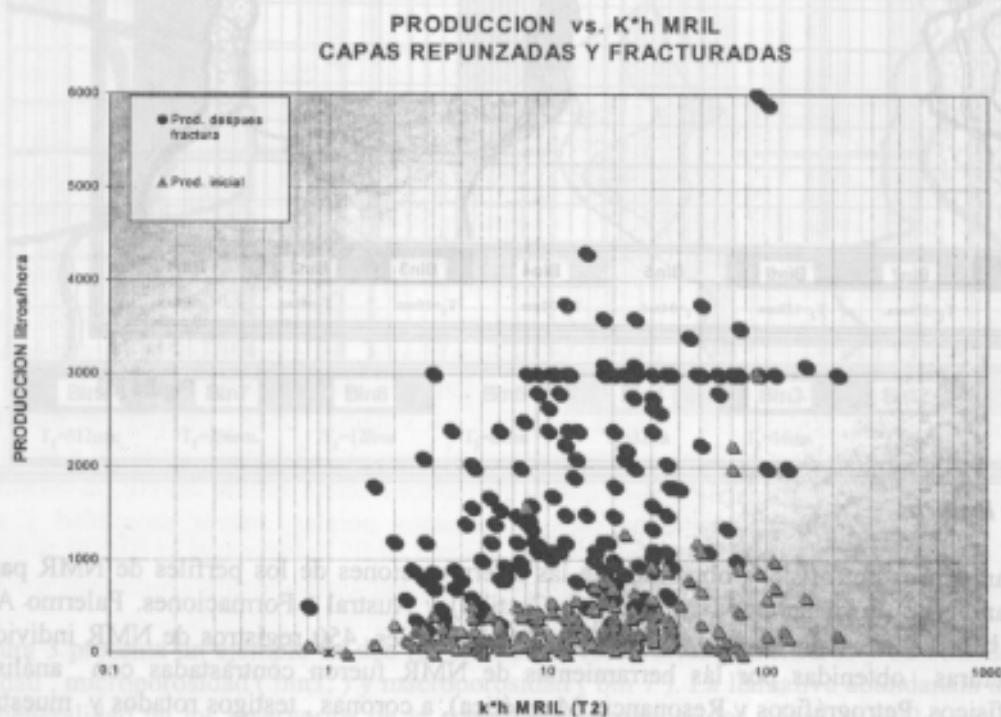


Figura n°5

Características de los reservorios de cuenca del Golfo San Jorge que afectan la producibilidad.

Los adelantos alcanzados con la utilización de los registros NMR en combinación con los arreglos Inductivos de Alta Resolución utilizados para identificación de fluidos en los distintos reservorios (E. Breda - SPE 38666 1997) y corroborados por ensayos y/o análisis de laboratorio nos llevó a establecer lo siguiente:

Las areniscas no-productivas (muy baja o nula Permeabilidad NMR) contienen significativamente más microporosidad (Bin1 y Bin 2) que las productivas. La cantidad de estas microporosidades varía desde un 15% en Formaciones. El Trébol, C. Seco, Com. Rivadavia, hasta un 70% en Formaciones. productivas como Bajo Barreal, Mina el Carmen y Castillo.

La porosidad total de los reservorios no es un buen indicador de producibilidad. Las altas porosidades no siempre son productivas, precisamente porque están constituidas por muy pequeños tamaños porales.

La porosidad secundaria, producto de procesos diagenéticos, predomina sobre la primaria en prácticamente todos los yacimientos estudiados (Los Perales, Las Mesetas, Lomas del Cuy, El Guadal, Cañadon de la Escondida). Por lo tanto la variable sedimentológica que afecta la permeabilidad, está dada primero por el tamaño de las gargantas porales luego su tortuosidad y posteriormente por la conectividad entre las cavidades mayores. La poca o mucha dispersión de las resistividades combinadas con la abundancia de capilaridad indicada por la distribución poral se utiliza para evaluar esta característica.

En los niveles predominantemente tobáceos, se encuentran intervalos de alta porosidad, alta resistividad y con desarrollo de potencial espontáneo (SP). En algunos de ellos observamos presencia de grandes poros (Bines 7 y 8) sin embargo, son zonas secas (Multi Ensayador de Formaciones) o sin productividad ante un ensayo de terminación a pozo entubado. Esto se debe a que poseen escasa a nula conectividad y en alguna medida el factor " ρ " de la pared poral tiende a ser menor que en las areniscas.

Los petróleos viscosos tienden a alterar la distribución de porosidad en reservorios someros aumentando la lectura de BVI y por ende reduce el índice de permeabilidad, pero esta alteración no alcanza el Bin 1, lo cual permite conocer la capilaridad que representa este tiempo.

Consideraciones finales

El análisis de perfiles es el método más comúnmente usado en la evaluación del contenido y producibilidad de hidrocarburos de un reservorio. La exactitud de la evaluación depende del entendimiento no solo de la respuesta de la herramienta de perfilaje y del ambiente de medida sino también de los efectos de la roca y su geometría poral en la distribución de conductividad en un reservorio.

Detallados estudios realizados con los sistemas NMR y Resistividades de Alta Resolución permitió incrementar los caudales iniciales en un 13 % - implicando un aumento en la acumulada final de 8,3 % - en algunos yacimientos de la cuenca del golfo San Jorge y un incremento de producción de las capas fracturadas entre 5 y 20 veces el inicial.

Agradecimientos

Los autores agradecen a sus respectivas empresas y en especial la colaboración del Sr. Daniel Vasquez (B.A. Comodoro Rivadavia) en la diagramación y diseño del presente trabajo.

Nomenclatura

D: Constante de Difusión del fluido confinado en los poros.

h: Espesor útil.

K: Permeabilidad calculada por NMR.

MBVI: Volumen del fluido irreducible.

MBVM: Volumen del fluido móvil.

MPHE: Porosidad total del NMR.

PERMAR: Permeabilidad según Carman Kozeny (Aritmética).

PERMC: Permeabilidad según Coates.

PORA: Porosidad Acústica.

PORZ: Porosidad Densidad.

S/V: Relación superficie volumen de la cavidad poral.

Swi: Saturación de agua irreducible.
 ε: Ruido presente en la medición.
 p: Magnitud de relajación de la pared poral.
 τ: Tiempo de inter ecco.
 VB: Gradiente del campo magnético.

Referencias

- R. Chandler, N. Drack, O. Miller and Prammer 1994. Improved log Quality with a dual frequency pulsed NMR tool, paper SPE 28365 in SPE Annual Meeting Transactions Society of Petroleum Engineers. p(23-33)
 Akkurt, R. Vinegar, H.J, Tutunjian, P. N and Guillory, AJ: "NMR logging of natural gas reservoirs" paper N presented at the 36th Annual logging Symposium of SPWLA, Pariz, June 1995.
 Prammer M.G 1994. "NMR Pore size distributions and permeability at the well site, SPE 28368, in 69th Annual Technical Conference Proceeding : Society of Petroleum Engineers, V omega. p (55-64).
 Kenyon W. E 1992. "Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement, Nuclear Geophysics. V 6 p (153).
 Corbelleri A. 1996, Application of Magnetic Resonance Logging in San Jorge Basin. SPWLA 37th, June 1996.
 Breda E. 1997, Predicting Fluid Production of Tuffaceous Sandstones in San Jorge Basin with Array type Induction Logs. SPE 38666.

Gráfico de aplicación práctica del índice de Permeabilidad NMR

El análisis de perfiles es el método más comúnmente usado en la evaluación del contenido y productividad de hidrocarburos de un reservorio. La exactitud de la evaluación depende del entendimiento no solo de la geometría poral en la distribución de conductividad en un reservorio. Detalles estudios realizados con los sistemas NMR y Resistividades de Alta Resolución permiten incrementar los cálculos iniciales en un 13 % - implicando un aumento en la acumulación final de 8,3 % - en algunos yacimientos de la cuenca del Golfo San Jorge - un incremento de producción de las capas fracturadas entre 5 y 20 veces el inicial.

