

HERRAMIENTAS DE RESONANCIA MAGNETICA, EXPERIENCIA EN LOS CAMPOS AGUADA BAGUALES Y CENTENARIO DE LA CUENCA NEUQUINA.

Daniel Folmer
Pluspetrol E. & P. S.A.
Argentina

RESUMEN

El siguiente trabajo describe la experiencia realizada en los campos Aguada Baguales y Centenario con herramientas de Resonancia Magnética (HRM) para la evaluación de formación.

La incorporación de la HRM al set de perfiles en los campos respondió fundamentalmente a los ajustes actuales en la estrategia de desarrollo de los mismos.

Una vez drenadas las capas superiores de la Formación Lajas, la idea fue producir las capas inferiores, de condiciones petrofísicas diferentes. El perfil sónico había sido un excelente indicador de porosidad muy útil para las capas superiores, con menor arcillosidad pero para las capas inferiores de mayor arcillosidad, no daba respuesta a la baja producción y alta declinación.

Otro tema de importancia fue determinar fluidos móviles a través de un registro a pozo abierto, esto nos permitiría punzar las zonas con saturación de petróleo y no punzar las zonas inundadas con agua de inyección dulce, lo cual se consiguió con relativo éxito.

Los datos brindados por las HRM corridas en la mayoría de los últimos pozos perforados fueron contrastados con resultados obtenidos por estudios de corona y validados por los datos de ensayos dando muy buenos registros de porosidad efectiva y en la descripción cualitativa del tamaño poral de las formaciones.

INTRODUCCION

Los campos Aguada Baguales y Centenario se encuentran ubicado en la Cuenca Neuquina, a 80 kms el primero y a 1 Km el segundo de la ciudad de Neuquén, República Argentina (Fig. 1)

La superficie total de las áreas es de 55 Km² para Baguales y 200 Km² para Centenario.

El yacimiento Centenario es operado por Pluspetrol E & P desde 1977, a partir de 1980 comenzó a inyectarse agua dulce para recuperación secundaria.

El Yacimiento Aguada Baguales es operado por Pluspetrol desde 1990, a partir de 1993 se implementó un proyecto de recuperación secundaria.

Los reservorios de estos campos son de características comunes multicapas y de empuje por gas disuelto.

DESARROLLO

Se estudiaron los pozos donde se habían obtenido coronas y registrado HRM, se calcularon y compararon las porosidades de corona, HRM, y perfiles convencionales de porosidad (ver ejemplo Fig. 2) donde se pueden apreciar claramente las diferencias.

Las medidas indirectas de porosidad como el Sónico, Neutrón y Densidad son todas afectadas por la arcilla y necesitan ser corregidas por este efecto antes de obtener una porosidad efectiva con la dificultad que esto tiene para encontrar el método adecuado de corrección y estimación de volúmenes de arcilla. Para las correcciones se utilizaron Rayos Gama pero podría estar influenciada por la presencia de feldespatos o elementos radiactivos, Resistividad que podría estar influenciada por el agua absorbida por la arcilla dispersa, curvas SP o con mejor éxito el Densidad-Neutron cuando estaban disponible.

El perfil sónico ajustaba muy bien la porosidad en las capas superiores con menor arcillosidad pero para las capas inferiores no se lograban tan buenos resultados que fueron resueltos con la HRM (ver ejemplo Fig. 3).

Nuestra experiencia indica que se obtiene un buen ajuste entre la permeabilidad efectiva lograda por la correlación de Coates y la adquirida en ensayos de formación para el campo Aguada Baguales. Así mismo, para el yacimiento Centenario, el mejor ajuste se obtiene con la correlación de Tixier.

Tixier

$$K^{1/2} = 250 \frac{f^3}{S_{wi}}$$

Coates

$$K^{1/2} = 70 \frac{f^2 (1 - S_{wi})}{S_{wi}}$$

Estas correlaciones concuerdan más cuanto más confiables son los datos de porosidad y saturación de agua irreducible. Por lo tanto, los datos de porosidad y S_{wi} adquiridos por la HRM permitieron otorgar valores confiables de permeabilidad a partir de estas correlaciones.

A fines del año 1998 y principio del 1999 se descubrió gas en la Formación Molles (bajo la Fm. Lajas en la columna estratigráfica) con este descubrimiento se duplicaron las reservas de gas del Yacimiento Centenario. Se intentó utilizar la HRM pero los resultados obtenidos hasta el momento en estos reservorios gasíferos no fueron satisfactorios debido al bajo índice de hidrógeno del gas da una porosidad muy baja comparada con la del resto de los perfiles.

Se registraron herramientas de diferentes compañías con principios de lecturas distintos, una con patín y otra sin contacto con las paredes del pozo. La primera, con muy buena resolución vertical, se veía a veces influenciada por la rugosidad del caliper; su profundidad de investigación de 1" podría estar afectada por un revoque muy espeso.

La otra herramienta se vió menos influenciada por estos inconvenientes al no estar en contacto con la pared del pozo y tener un radio de investigación mayor, 15 ".

Ejemplo

Este ejemplo (fig. 5) corresponde a un pozo de Aguada Baguales donde se extrajeron dos coronas una a una capa superior (CC1) y otra a la capa inferior (CC2).

-La CC1 fue desde los 999 m. a 1007 m. con la siguiente descripción: sistema fluvial entrelazado con buena selección de sus sedimentos y podría responder a posiciones más distales al área de aporte.

El plug en 1005.0 m. (capa superior) de figura 5 fue definido por el estudio como un sistema con macroporos predominantes (0.25 a 0.4 mm) y mesoporos (0.1 a 0.2 mm), con una distribución moderadamente homogénea. El dato de porosidad fue 13.7 % y el de permeabilidad de 6.08 md.

Los datos de HRM muestran una Porosidad de 13.5 % y una permeabilidad corregida de 6 md (el valor leído original de campo para el registro fue de 30 md).

-La CC2 perteneciente a la capa inferior fue obtenida desde 1023 m. a 1032 m. con la siguiente descripción: sistema fluvial cglomerádico arenoso entrelazado con menor madurez textural y que podría representar depósitos más proximales (planicie de inundación o depósito de abandono de canal).

El plug en 1024.89 m. fue definido por el estudio como un sistema con matriz arcillosa que recubre los granos y rellena los poros. El dato de porosidad fue 13.8 % y el de permeabilidad de 1.8 md.

Los datos de HRM muestran una Porosidad de 13.4 % y de permeabilidad corregida 1.8 md (el valor leído original de campo fue de 4.5 md).

La porosidad de perfil sónico fue de 16.1 % y corregida por arcillosidad fue = 15.4 %.

Un ensayo de formación realizado a esta capa indicó una Kefectiva = 1.5 md (ver fig 4).

Se observa en la figura 5 que los bins de distribución poral son más importantes en la capa superior (de mayores bins), y se pudo visualizar así en el perfil la concentración de tamaños de poros y por asociación el de granos y así identificar la diferencia de litología que se comparan con los datos de corona y de ensayos de formación.

CONCLUSIONES

- La porosidad leída por el perfil sónico en las capas inferiores estaba altamente influenciada por la heterogeneidad y la presencia de intercalaciones arcillosas.
- La porosidad efectiva leída por la herramienta de Resonancia Magnética es similar a la obtenida de la corona en laboratorio.

- Buena correlación cualitativa entre el perfil de permeabilidad obtenido por la herramienta de Resonancia Magnética y el perfil de permeabilidad obtenido de la corona.
- No se puede usar la herramienta como indicador directo de saturación de hidrocarburos.
- La interpretación del registro que provee la herramienta es, al presente, dudoso en la definición de fluidos móviles.
- En los reservorios con gas los valores de porosidad efectiva leída por la herramienta no son confiables resultando siempre en valores más bajos que los reales.

APLICACIONES

Determinación de la porosidad total y efectiva en areniscas con alto contenido arcilloso.

Perfil alternativo más confiable al Densidad, Sónico o Neutrón para conocer porosidad total y efectiva.

En etapa de investigación, la discriminación de los fluidos móviles.

CONTRIBUCIÓN TÉCNICA

Grado de confianza de HRM en el ajuste del cálculo de reservas volumétricas, pronósticos de producción y caracterización de reservorio.

La herramienta de resonancia magnética contribuye a la caracterización de reservorios de litologías complejas, dando información precisa de la porosidad efectiva, e indicativa de la permeabilidad.

BIBLIOGRAFIA

- "Evaluación de permeabilidad a partir de gradientes en perfiles de Resistividad eléctrica", Tixier.
- "Una nueva Aproximación para mejorar la permeabilidad calculada a partir de perfiles", Coates Dumanoir.
- "Guía Práctica de Interpretación de Perfiles de Resonancia Magnética". Vásquez-1997
- "El analista de Perfiles"-1996

AGRADECIMIENTOS

A todo el personal de Pluspetrol y empresas de servicio que colaboraron con este trabajo.

Fig. N° 1

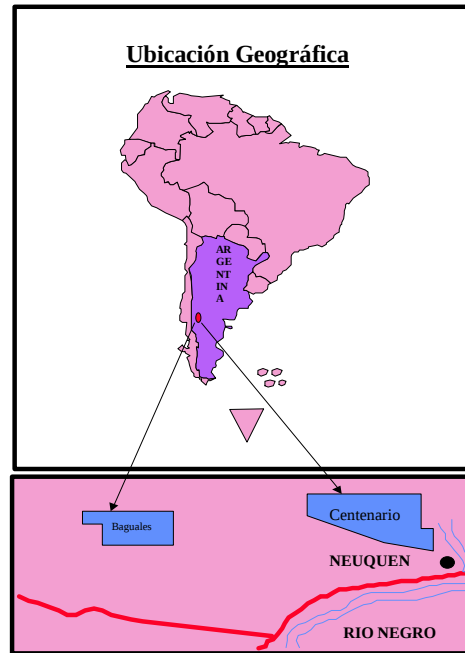


Fig. N° 2

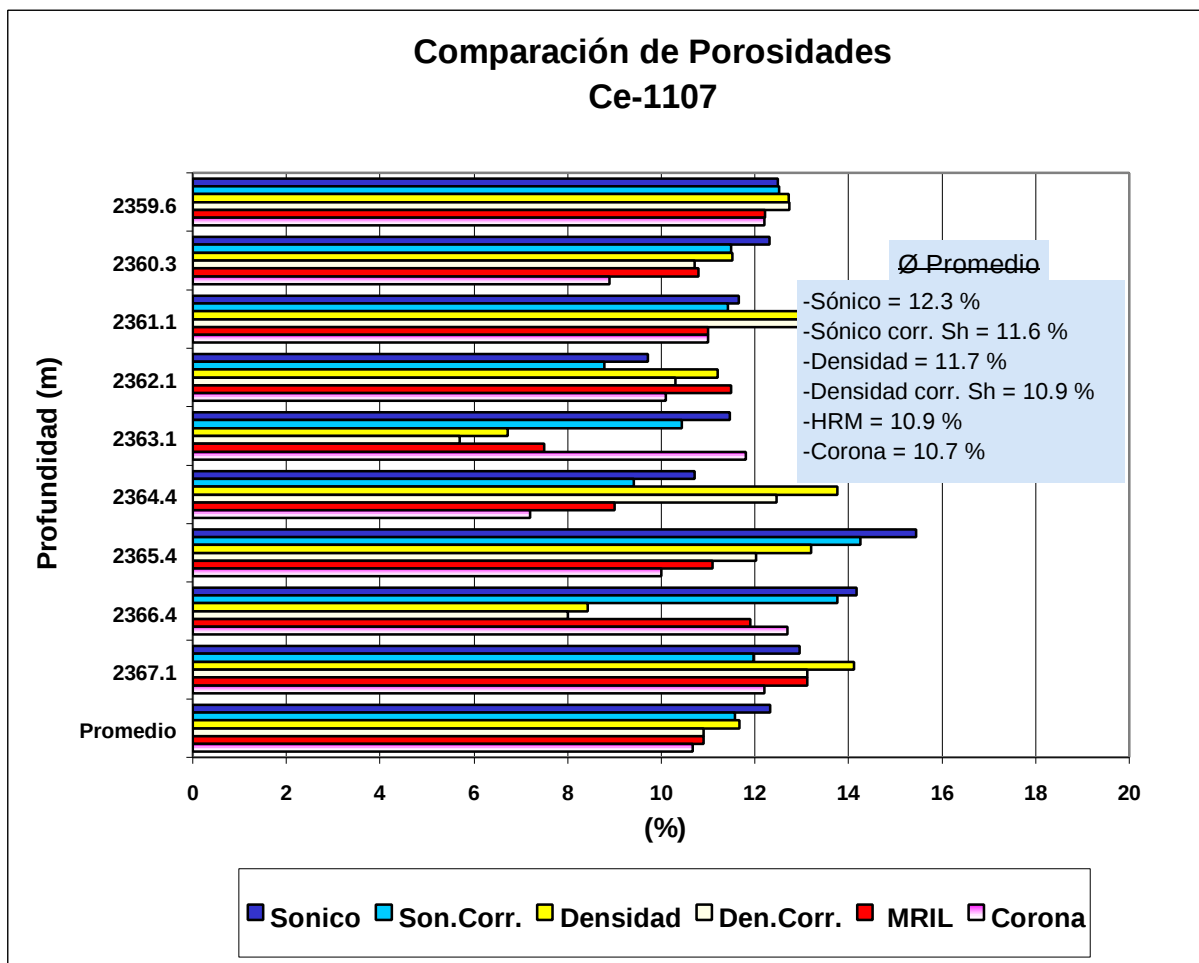


Fig. N° 3

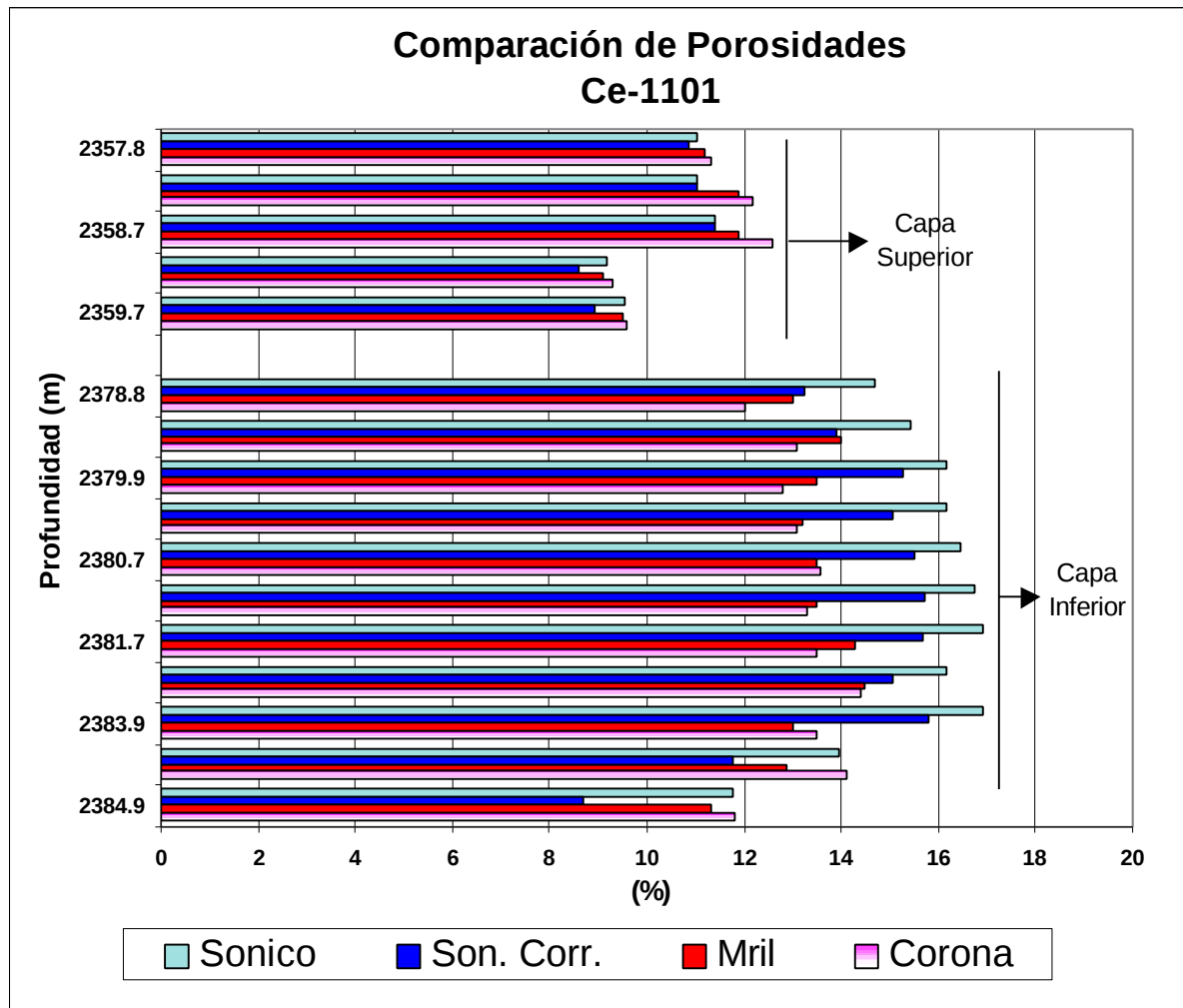


Fig. N° 4

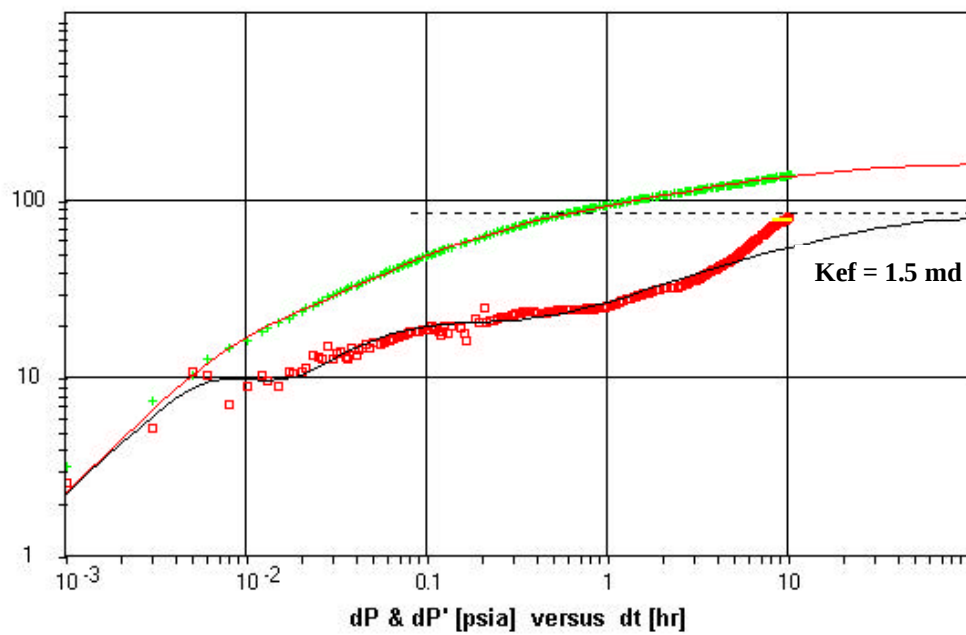
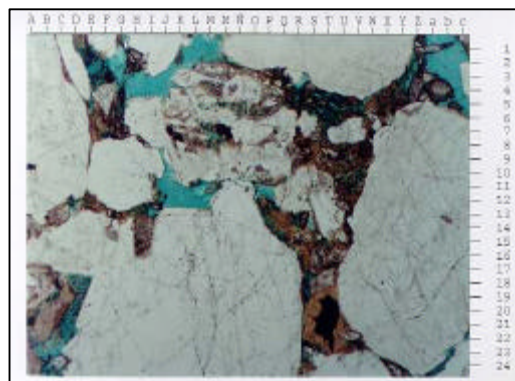


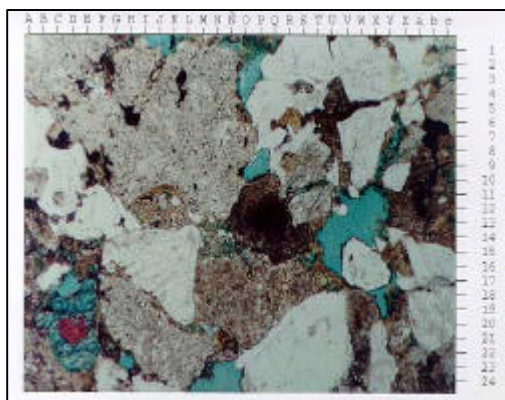
Fig. N° 5

Yacimiento
Aguada Baguales

Pozo AB-1010



$\emptyset$ Corona = 13.7 %
 $\emptyset$ HRM = 13.5 %
 K Corona = 6.08 md
 K HRM = (Corregido) 6 md



$\emptyset$ Corona = 13.8 %
 $\emptyset$ HRM = 13.4 %
 K Corona = 1.8 md
 K HRM (Corregido) = 1.8 md
 K_{ef} Ensayo = 1.5 md

