

DETECCION DE GAS MEDIANTE EL USO DE NMR Y POROSIDAD DENSIDAD

BREDA, Eduardo (*) – SILVEIRA, Aníbal (*) – HOMOVIC Juan (*) – MINETTO, Carlos (#)

(*) YPF.SA. (#) Baker Atlas.

Abstract

The constant compromise between oil production and reserves oblige us to differentiate gas from oil. Until now for the detection of gas we used the density porosity vs. neutron porosity plots. This include all the environmental corrections process and the influence of the content of clays in the evaluated layers. Nevertheless is not always a safe method because the stratigraphic column of the San Jorge basin, is composed of fine sand-shaly layers of lenticular nature, with different types of clays, generated in continental environment with marked volcanic participation making not reliable the forecasts.-

With the introduction of NMR technology we obtain, among others parameters, a total porosity curve. From this data, a successful quicklook technique has been developed using the cross over density porosity - NMR total porosity; which allow us to identify gas levels and to know the clay content for its later use in the log analysis.-

This paper present the method for gas detection at well site, and its economic impact in logging costs reaching a reduction of 12 % in some oilfields of the San Jorge Basin.-

Introducción

Es muy común plantear la necesidad de conocer rápidamente durante la terminación de un pozo las capas productivas de gas acudiendo a un programa de perfilaje al cual incluya densidad y neutrón. La presencia de arcilla, en capas de naturaleza lenticular originadas en ambientes continentales, en los cuales se producen deposiciones con granulometría variada, enmascaran el efecto de cruce porosidad densidad vs porosidad neutrón en la detección de gas.-

El uso del SP y GR como indicadores de arcilla ponen en evidencia en este complejo ambiente una falta de confiabilidad en las correcciones aplicadas en los procesos de corrección en las herramientas de porosidad para la determinación de la porosidad efectiva y saturación de agua presente en un medio poroso.-

Al momento de la redacción de este trabajo, algo mas de 700 pozos en la cuenca del Golfo de San Jorge tienen registros de NMR evaluados, con mas de 7000 ensayos individuales, los cuales aportaron un soporte importante en el desarrollo de la metodología.-

Marco geológico

Anticlinal Perales: El área correspondiente al dominio tectónico compresivo caracterizado por la faja de San Bernardo y su prolongación en el subsuelo, incluye estructuras con potencial petrolero conocidas como Los Perales, Las Mesetas, Aguada Bandera, Cerro Guadal entre las más importantes (Fig. 1).

Las propiedades de los reservorios del área Los Perales – Las Mesetas se encuentran estrechamente ligadas al ambiente de sedimentación de las areniscas de la Formación Bajo Barreal. Asimismo la

evolución diagenética de estas sedimentitas han tenido una gran influencia en el desarrollo de la calidad de los mismos.-

Las areniscas gruesas y limpias, fueron cementadas preferencialmente por ceolitas y calcita – por hidratación de material volcánico – durante los períodos de soterramiento temprano y manteniendo algo de su porosidad primaria . El cemento temprano supone un 25% de volumen de roca y ayuda a mantener el volumen intragranular con el incremento del soterramiento (Dunn y Surdam, 1997). La disolución de este tipo de cemento en períodos avanzados de diagénesis incrementa las porosidades intra e intergranular. De esta manera la cementación temprana actúa como escudo a la compactación por rompimiento de fragmentos líticos y ulterior pérdida de permeabilidad.-

Estratigráficamente, el Miembro Inferior de la Formación Bajo Barreal se caracteriza por un conjunto de litofacies que denotan la existencia de abanicos proximales y extensas zonas bajas pedemontanas combinando aporte piroclástico y depósitos fluviales. Las areniscas se distribuyen en depósitos de mantos debidos a corrientes no encauzadas por lluvias torrenciales (Hechem et al., 1989). Acompañan subordinadamente areniscas y conglomerados lenticulares de un sistema de drenaje poco desarrollado vinculado a áreas de aporte tectónicamente activas, que en conjunto con las litologías antes descriptas, forman parte de una progradación generalizada de depósitos epiclásticos. Los espesores individuales de los cuerpos arenosos – 3 a 7 metros – se encuentra por debajo del límite de visualización sísmica. -

Cerro Piedra: Ubicado sobre el límite occidental de la Faja Plegada de la Cuenca del Golfo de San Jorge, el Anticlinal del Cerro Piedra, pertenece al tren estructural Cerro Guadal, Los Sauces, Campo Zabala (Fig. 1) de orientación NNW-SSE, caracterizado por plegamiento y fallamiento dispuesto en unidades continuas de escasa complejidad.-

La formación Bajo Barreal presenta impregnaciones de petróleo desde los niveles superiores, debajo de la discordancia terciaria, hasta la base de la unidad. El espesor total preservado en el área alcanza los 800 mts. Los cuerpos arenosos presentan valores altos en la relación ancho – profundidad y son constantes en número y potencia (Fig. 2) .-

Las sedimentitas de edad Terciaria poseen un espesor del orden de los 600 mts. La formación Patagonia representa la base de la secuencia; si bien su composición es predominantemente arenosa, también presenta potentes espesores de rocas arcillosas intercaladas que actúan a manera de sello (Fig. 3). La migración de hidrocarburos hacia los reservorios marinos terciarios es una función del grado de intercomunicación que pudo haber habido a través de los sistemas de fallas. El conocimiento de las características paleogeográficas que condicionaron la deposición marina terciaria resulta clave en la identificación de los reservorios arenosos de este ciclo.- (Homoc, et. al 1998).-

Metodología

a) Densidad – Neutrón de cuentas

Históricamente la primera manera de identificar la presencia de gas fue la correlación porosidad densidad con neutrón de cuentas (CPS), esto puede observarse en la figura 4 donde se presenta un perfil combinado resistividad, porosidad densidad, donde se superpuso una curva de neutrón de cuentas (CPS). Esta metodología consiste en reconocer una capa netamente acuífera para luego superponer las curvas de porosidad densidad y neutrón de cuentas de manera de reconocer cruces entre curvas (porosidad densidad vs neutrón de cuentas) y asumir que los virtuales cruces entre curvas permite identificar gas. Un diagrama de flujo mostrado en la figura 5 permite aplicar la metodología descripta. En la misma se exponen todos los inconvenientes encontrados en su uso, efectos de arcillosidad en las

capas y la presencia de una curva neutrón de correlación, la cual no es una relación lineal con la porosidad neutrón (CPS) que se pudiera obtener. Esta metodología no es recomendada.-

b) Densidad - Neutrón Compensado

La comparación entre la porosidad densidad y la porosidad neutrón compensado en litologías (Arena / Calizas) según corresponda, se observa en la figura 6 y su efecto se conoce como (Efecto de cruce o perfil sinérgico), donde la porosidad neutrón compensado es menor que la porosidad densidad, lo cual se hace visible con un sombreado entre curvas típico y ya conocido entre los usuarios de perfiles.-

Se recomienda el uso de la porosidad neutrón compensado a pozo entubado (Fig. 7), debido al efecto de redistribución de fluidos que se produce durante la espera de terminación del pozo, poniendo aún más en evidencia el efecto de cruce de las curvas nombradas en aquellas capas con presencia de gas.-

En la figura 8 se puede reconocer la repetibilidad de las curvas registrada a pozo abierto y entubado ; estos datos se utilizaron para un " análisis de perfiles " (Fig. 9); donde se muestran dos capas A y B; en la primera el contenido de arcilla es escaso, mientras que la capa B es mayor, la presencia de arcilla en la misma anula el cruce (densidad - neutrón) enmascarando el efecto de gas ; en este caso un " análisis de perfiles " realiza la corrección de las porosidades por efecto de arcilla.-

c) Densidad – Porosidad total NMR

La porosidad total en formaciones que contienen solo componentes de fase líquida es cuantificada con bastante exactitud utilizando tanto el perfil de densidad como NMR. Sin embargo, las respuestas de estas herramientas son alteradas significativamente por la presencia de la fase gaseosa causando estimaciones de porosidad que se desvían de la porosidad real.-

Tres efectos principales causan esta desviación:

- Bajo HI_g disminuye la porosidad NMR.
- Polarización parcial disminuye la porosidad NMR.
- Baja densidad del gas aumenta la porosidad derivada del perfil densidad.

Perfil NMR. En un sistema de dos fases, una líquida y la otra gas, la porosidad total NMR (TPOR) tiene la siguiente expresión:

$$TPOR = \emptyset S_g HI_g P_g + \emptyset (1 - S_g) HI_l P_l \quad (1)$$

donde el primer término de la derecha describe la contribución de la fase gas y el segundo término describe la contribución de la fase líquida. La polarización P cuantifica la reducción de la señal NMR causada por la subpolarización. Los términos

$$P_l = 1 - e^{-TW/T_{l1}} \quad (2)$$

y

$$P_g = 1 - e^{-TW/T_{1g}} \quad (3)$$

expresan la polarización de la fase líquida y gaseosa respectivamente.

Perfil de Densidad . La densidad total (RHOB), determinada por el registro de densidad, consiste de las contribuciones de la matriz de la roca (primer término), la fase líquida (segundo término) y la fase gas (tercer término).-

$$RHOB = RHO_m (1 - \emptyset) + RHO_l \emptyset (1 - S_g) + RHO_g \emptyset S_g \quad (4)$$

sustituyendo esta relación en la definición de porosidad de la densidad,

$$PORZ = (RHO_m - RHOB) / (RHO_m - RHO_l) \quad (5)$$

nos lleva a la siguiente expresión en la zona gasífera:

$$PORZ = \emptyset + \emptyset S_g [(RHO_l - RHO_g) / (RHO_m - RHO_l)] \quad (6)$$

La baja densidad del gas causa una reducción en la señal de NMR resultando una subestimación de la porosidad aparente. El registro de densidad, sin embargo, proporciona una porosidad que es sobreestimada precisamente por la presencia del gas.-

Con la presencia de la Tecnología NMR, permitió en estos últimos 3 años contar con valores de porosidad efectiva a la cual últimamente se le adosó la medida de la porosidad total, esta medida se puede combinar perfectamente con la porosidad densidad (conocida su litología RHO_m) en un método Quicklook e identificar cruces entre la porosidad total NMR y la porosidad densidad como se aprecia en la figura 10. Si bien el efecto es marcado, también es conveniente prestar suma atención en la evolución del $T_{2\log}$ presente en la pista 4 de la figura central.-

$$1/T_{2\log} \cong 1/T_{2Bulk} + r(S/V) + 1/3(tg\sqrt{B})^2 D + e$$

Una combinación densidad – neutrón de la misma profundidad (Fig. 11) se muestra coincidente con el efecto (cruce de curvas) mencionado.-

Ejemplos

Base de datos

Se incluyen en el estudio 11 pozos pertenecientes al los Yacimientos Los Perales, Las Mesetas y Cerro Piedra, conformando un total de 46 capas ensayadas.-

Yacimientos: 3

Pozos: 11

Capas: 46

Programa de Perfilaje: Inducción Múltiple / Densidad - Neutrón / NMR / MEF

En las siguientes figuras representan ejemplos de cruces porosidad total NMR vs porosidad densidad evidenciando la presencia de gas; la combinación clásica porosidad densidad vs porosidad neutrón, reafirma el concepto.-

La figura 12 es una composición de varias, en la misma se combinaron curvas obtenidas por herramientas de densidad, neutrón y resonancia nuclear magnética; también participa un test de presión

realizado por un (MEF).- En este pozo se registró NMR (CMR), el cual permite resolver verticalmente capas de un espesor inferior a 1 m.-

En referencia a la figura 13 se logró una composición con una herramienta de tipo MRIL (Numar), representando en la figura central el tren de ecos típicos de una capa gasífera, las demás vistas configuran la combinación de efectos ya mencionados; la resolución vertical obtenida en este pozo es superior a 1 m .-

El ejemplo que se representa en las figuras 14 y 15 pone en evidencia una capa de gas de la formación Patagonia, en la base del Terciario, de origen marino; se observa que la misma tiene un espesor superior a 20 mts; ambos principios (NMR – Radioactivo) muestran el efecto de gas buscado.-

Usos en el análisis de perfiles

Las nuevas herramientas tienen la capacidad de discriminar entre porosidad total y efectiva, ellas pueden ser usada como un indicador de arcilla sumado a los utilizados clásicamente como SP y GR.-

De igual modo la curva de porosidad total ingresada a cualquier programa petrofísico como indicador de gas nos coloca en la posición de disponer de un elemento que puede ser utilizado como detector del hidrocarburo (gas) del tipo densidad - neutrón.-

Cuando se disponga de la curva NMR (CMR), sin efectos de pozo, podemos resolver el problema de espesor de capa y arcillosidad enunciados del CNL (arcillosidad – efecto de gas).-

Análisis económico

Las ventajas de disponer de una curva de porosidad total, otra efectiva y K (Índice de permeabilidad) resiste cualquier análisis económico, debido al tipo de información obtenida, no común en otra herramienta de distinto principio de funcionamiento.-

Eliminado del programa de perfilaje la herramienta de CNL, en un pozo de 1500 m de profundidad, representa un ahorro de +/- 12 % del costo total de un programa completo (Base de datos).-

En el caso de manifestarse dudas en la identificación específica de gas en alguna capa en particular, se puede incluir en el programa de perfilaje de pozo entubado un CNL (Neutrón de porosidad) en lugar de un neutrón de cuentas (CPS); el ahorro en este caso solo representa el 3 % del programa total de perfilaje (abierto + entubado).-

Conclusiones

- El NMR puede ser utilizado como método Quicklook para detectar gas.-
- La curva de porosidad total brindada por el NMR es utilizada para análisis de perfiles como detector de arcillosidad combinada con la porosidad efectiva.-
- Reducción de un 12 % en el costo final del programa de perfilaje completo de un pozo (Arreglo Inductivo / Den / CNL / NMR / MEF).-
- El uso de K (Índice de permeabilidad) para decidir la estimulación hidráulica en todos yacimientos (Breda et al., 1999)
- Detección de capas sin entrada (Dry) (Solanet et. al , SPE 38735). -

Consideraciones

Efectos de mal pozo.

CMR:

Esta herramienta es fuertemente afectada por el revoque en el caso de que el mismo supere 0.5 pulg. , provoca un corrimiento del espectro de $T_2 \log$ en el track 4 hacia la derecha indicando presencia de formaciones poco permeables y con un fuerte contenido de arcilla ; en el caso de rugosidad en el pozo, la falta de adherencia del patín a la formación provoca lecturas anómalas, típicas de herramientas (patín) afectadas por calibre.-

La excelente resolución vertical que presenta la misma permite visualizar capa de espesores menores de 0.6 m.-

MRIL:

Esta herramienta se registra centralizada, por lo tanto el máximo calibre aceptado es de 10 a 11 pulg. de diámetro, dependiendo de la temperatura presente en la momento de la adquisición de la lectura.-

La resolución vertical de la misma es del orden de 24 pulg. (0.61 m), permitiendo visualizar capas de espesor superior a 1 m.-

Agradecimientos

Deseamos agradecer a YPF.SA. por la oportunidad de presentar estos ejemplos, Daniel Maza (YPF.SA.) y Daniel Vasquez (Baker Atlas) los cuales participaron en la compaginación del trabajo y composición de las figuras.-

Especialmente agradecemos a Victor Sanchez por el aporte geológico brindado en las zonas estudiadas y a Marcelo Borderas en sismica.-

Nomenclatura:

CMR : Herramienta de Resonancia Nuclear magnética de Schlumberger.

CNL ; Herramienta de neutrón compensada.

D : Constante de difusión.

Den : Herramienta de densidad compensada.

e : Base de los logaritmos neperianos.

HI_g Indice de Hidrógeno del gas.

HI_l : Indice de Hidrógeno del líquido.

K : Indice de permeabilidad.

MEF : Multi - ensayador de formación a cable.

MRIL: Herramienta Nuclear magnética de Numar.

NMR : Resonancia Nuclear magnética.

P_g : Factor de polarización del gas.

P_l: Factor de polarización del líquido.

PORZ : Porosidad densidad.

RHOB: Densidad de total (leida).

RHO_g : Densidad del gas.

RHO_l : Densidad del líquido.
 RHO_m : Densidad de grano.
 S / V : Relación superficie volumen de la cavidad poral.
 S_g : Saturación del gas.
 T_{lg} : Tiempo de recuperación del gas.
 T_{ll} : Tiempo de recuperación del líquido.
 TPOR : Porosidad total.
 T_w : Tiempo de espera entre mediciones del sistema.
 $T_{2\text{Bulk}}$: Tiempo de recuperación del líquido.
 $T_{2\log}$: Tiempo de recuperación leído por la herramienta

e: Ruido.
g: Radio giromagnético.
r: Tiempo de relajación de la pared del pozo.
ÑB: Laplaciano del campo magnético.
Ø: Porosidad.
t: Tiempo intereco.

Referencias:

Hechem, J., Homovc J., y Figari E., 1989. Estratigrafía del Chubutiano en la Sierra de San Bernardo. YPF. Informe Interno.

Thomas L. Dunn and Ronald C. Surdam, 1997. The petrology and diagenesis of the Chubutiano Group Sandstones, North Flank and Western Fold Belt, San Jorge Basin, Southern Argentina. Informe Interno. YPF SA.

Homovc, Propuesta de pozo en el Yacimiento Cerro Piedra (CP.e – 21), Informe interno (YPF.SA. 1998).-

Minetto – Corvellieri – Breda (IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 1999 Mar del Plata)

Solanet – Khatchikian – Breda (NMR as Standard Porosity Tool in San Jorge Basin: Log Responses and Applications , SPE 38735).