

METODO DE IDENTIFICACIÓN DE PETRÓLEOS VISCOSOS EN LA FORMACIÓN BAJO BARREAL, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

***Oscar . Olima, *Eduardo, Breda, **Carlos, Minetto**

***YPF S.A. División Sur, U.E.L.H.**

****Baker Atlas**

Abstract

Identifying and quantifying viscous oil reservoirs is one of several problems encountered in Los Perales Field. Ongoing development plans call for immediate solutions due to production and reserves expectations resulting therefrom.

Since information provided by conventional logging is insufficient, solutions were focused on use of new technologies, specially the nuclear magnetic resonance, NMR systems.

Advances attained with this system in reservoir quality determination have not been enough to solve the problem since conventional interpretation of T2 (to distinguish free fluid from irreducible fluid) is wrong when viscous oils are present due to their short relaxation time. To reduce the degree of uncertainty of T2 conventional interpretation, it was planned to work on a theoretical model by simultaneously running with NMR a dielectric property system and to take formation and fluid samples (rotated cores; PVT tests). NMR logs across the area would jointly be reassessed.

Results from 34 wells in the field (7 of which have Dielectric logs and 1, Total Porosity records) throughout 1997 are encouraging for the suggested proposal.

Enhanced reservoir characterization resulted from improved success rate across the layers to be perforated and stimulated, which in turn resulted in increased production (after fracturing, layers initial flow rate is increased as much as 20 times, layer level is also increased an many of them remain flowing) and cost reduction on the order of 7 %.

1.- INTRODUCCIÓN

Los proyectos de desarrollo de reservorios implican un compromiso de producción y reservas de hidrocarburos. En el flanco sur de la cuenca del Golfo San Jorge el uso de nuevas tecnologías como la resonancia nuclear magnética si bien han proporcionado un gran avance en la caracterización de reservorios, aún evidencian errores en la evaluación de algunas areniscas de la Formación Bajo Barreal las cuales al contener petróleo viscosos presentan tiempos de relajación muy cortos. Como resultado de lo anterior la señal NMR se interpreta como un aumento del agua irreducible y no como fluido móvil al tiempo que la permeabilidad calculada es pesimista.

En el caso del yacimiento Los Perales los tiempos de relajación T_2 de los petróleo viscosos de la formación Bajo Barreal se encuentran por abajo de los 150 ms..

El comportamiento anómalo del tamaño de los bins menores en reservorios con buenas condiciones petrofísicas y con una acusada movilidad mostrada por los ensayadores de formación, es debido entonces a la presencia de hidrocarburos con bajo contenido de livianos y no ha efectos de arcillosidad .

La identificación y posible cuantificación de los petróleo viscosos con una mejor certeza para su posterior extracción creó la necesidad de buscar una metodología que permitiera su visualización práctica a través de perfiles del log análisis para lo cual se propuso combinar resonancia nuclear magnética con una herramienta sensible a las propiedades dieléctricas del agua, alta resolución vertical y de similar profundidad de investigación.

El presente trabajo comprende la descripción de la metodología aplicada, caracterizaciones obtenidas ejemplos y conclusiones de su utilización.

2.- UBICACIÓN Y MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en el sector central de la Patagonia, entre los macizos de Somuncurá al norte y el Deseado al sur (Fig. N°1). Tectónicamente ocupa el retroarco de la actual zona de subducción que limita por el oeste a la placa sudamericana. Cubre una superficie aproximada de 200.000 km².



Figura n°1

Posee un basamento de corteza continental constituido por depósitos neopaleozóicos, triásicos y liásicos sobre el que se apoyan en general rocas volcánoclasticas del Jurásico medio y superior.

Hacia fines del Jurásico y en los primeros estadios del Cretácico se activan una serie de fallas directas generando cubetas asimétricas que dieron lugar a la depositación de las sedimentitas neocomianas, fluvio - lacustres en el sector centro oriental y marinas en el sector occidental. Estos sedimentos son de poco interés desde el punto de vista petrolero.

Por encima de los depósitos neocomianos se desarrollo durante el Cretácico un conjunto sedimentario denominado "Chubutiano" que presenta en su sección inferior un dominio de depósitos lacustres y aluvio lacustres y en los terminos superiores un predominio de depósitos aluviales (Ref. 1,2).

La parte más importante del relleno está caracterizada por un extenso aporte de sedimentos volcánoclasticos procedentes de fuentes eruptivas localizadas en el oeste.

Hacia fines del Cretácico después de la depositación del Chubutiano, los esfuerzos compresivos Terciarios provocaron un proceso de inversión tectónica que afectó en mayor parte el sector centro occidental de la cuenca este diastrofismo es el responsable último de la actual estructuración.

El yacimiento en estudio se haya en el flanco sur de la misma, 60 km. al NW de la ciudad de las Heras (Fig. N° 2). El objetivo petrolero en éste está centrado en los reservorios de la Formación Bajo Barreal. Dentro de esta

unidad se diferencian al menos dos zonas desde el punto de vista de la calidad de los hidrocarburos líquidos. Una inferior que son los hidrocarburos medianos a livianos con baja participación de los petróleos pesados biodegradados y/o no biodegradados y una superior donde predominan los hidrocarburos pesados, parafínicos biodegradados (Ref. 3).

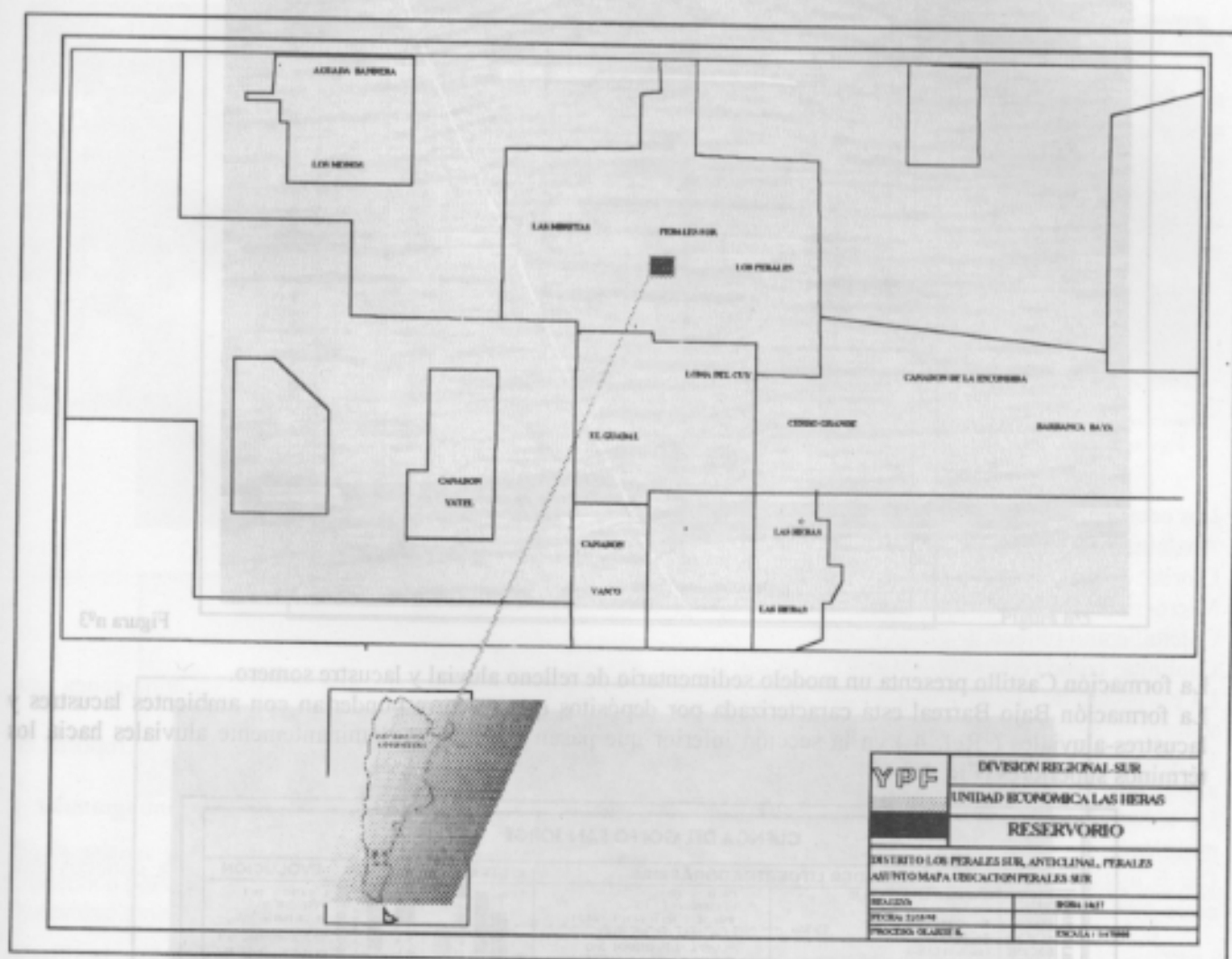


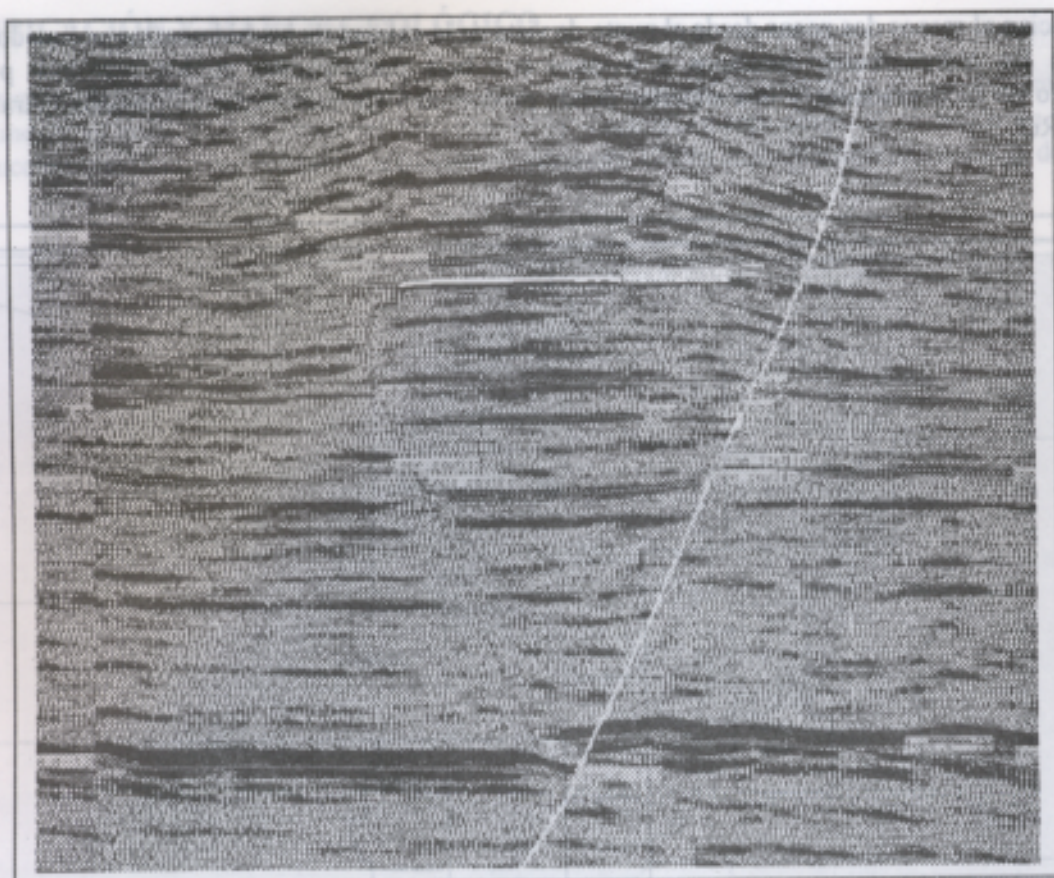
Figura nº2

Resumen de la geología local.

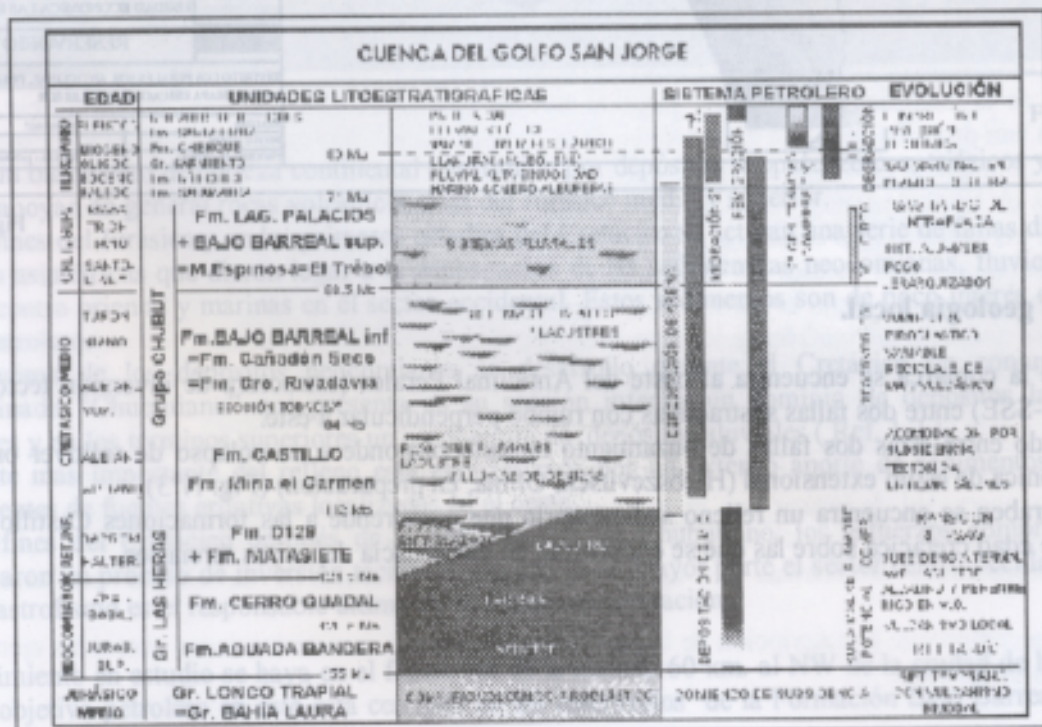
Estructuralmente la comarca se encuentra al oeste del Anticlinal Perales (estructura de inversión tectónica de orientación NNE-SSE) entre dos fallas sustractivas con rumbo perpendicular a éste.

El graben formado entre estas dos fallas de buzamiento opuesto responde a un colapso de rollover originado durante una tectónica de estilo extensional (Hlebszevitch, Olima, en preparación) (Fig. Nº3).

Dentro de este graben se encuentra un relleno sedimentario que comprende a las formaciones Castillo y Bajo Barreal ambas de edad cretácica sobre las que se encuentran en discordancia depósitos terciarios.



La formación Castillo presenta un modelo sedimentario de relleno aluvial y lacustre somero. La formación Bajo Barreal está caracterizada por depósitos que se corresponderían con ambientes lacustres y lacustres-aluviales (Ref. 4) en la sección inferior que pasan a depósitos predominantemente aluviales hacia los términos superiores (Fig. N° 4).



Los reservorios tienen una geometría lenticular con espesores que raramente superan los 10 m, la correlación pozo a pozo muestra que son de poca extensión lateral (Figs. N°5, 6) (Ref. 5,6,7).

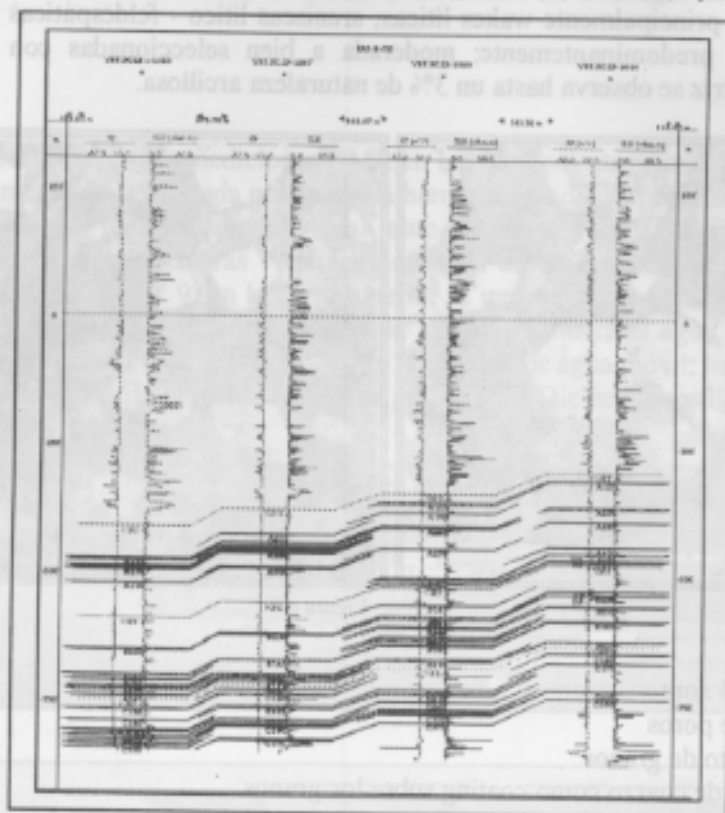


Figura n°5

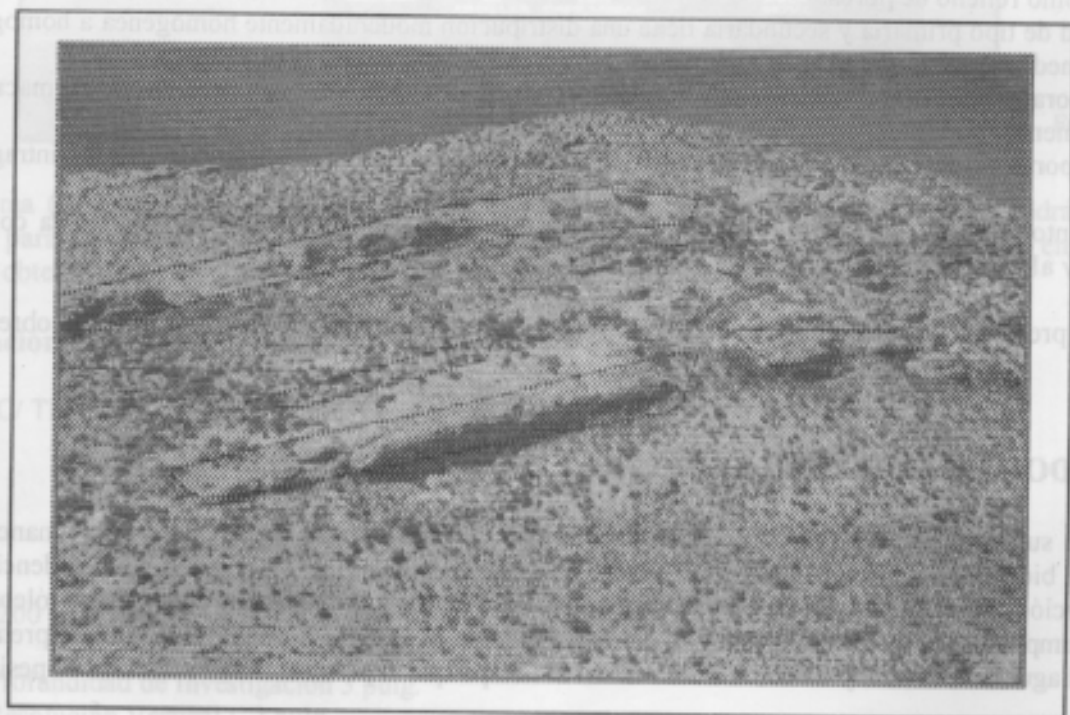


Figura n°6

PETROGRAFÍA

Las capas productivas son principalmente waxes líticas; areniscas litico - feldespáticas y niveles tufíticos (Figs. N° 7, 8). Son de media predominantemente; moderada a bien seleccionadas con clastos subangulosos a subredondeados. En la matriz se observa hasta un 3% de naturaleza arcillosa.



Figura n°7



Figura n°8

Los cementos identificados son:

Analcima: como relleno de poros

Clorita: como recubrimiento de granos.

Microcristales autigénicos de cuarzo como coating sobre los granos.

Calcita: como relleno de poros y reemplazo.

Caolinita: como relleno de poros.

La porosidad de tipo primaria y secundaria tiene una distribución moderadamente homogénea a homogénea con valores promedio de 20% con valores mínimos de 13% como limitante para la producción.

El tamaño poral predominante corresponde a mesoporos de 0,10 a 0,20 mm. con predominio de macroporos en algunos, la menor proporción se corresponde con criptoporos.

La textura poral predominante es intergranular, observándose en forma subordinada textura intragranular y mólida.

Desde el punto de vista de la tortuosidad en general la relación poro-garganta es alta; moderada conectividad entre poros y alta capilaridad.

Las arcillas presentes en la columna analizada corresponden a un dominio de montmorillonita sobre la illita y clorita.

3.- METODOLOGÍA APLICADA

En el flanco sur de la cuenca del Golfo San Jorge el uso de nuevas tecnologías como la resonancia nuclear magnética si bien han proporcionado un gran avance en la caracterización de reservorios, aún evidencian errores en la evaluación de algunas areniscas de la Formación Bajo Barreal las cuales al contener petróleos viscosos presentan tiempos de relajación muy cortos. Como resultado de lo anterior la señal NMR se interpreta como un aumento del agua irreductible y no como fluido móvil al tiempo que la permeabilidad calculada es pesimista.

La identificación y posible cuantificación de los petróleos viscosos con una mejor certeza para su posterior extracción creó la necesidad de buscar una metodología que permitiera su visualización a través de perfiles para

lo cual se propuso combinar resonancia nuclear magnética con una herramienta sensible a las propiedades dieléctricas del agua; alta resolución vertical y de similar profundidad de investigación (Ref. 9,10,11).

Modelo Teórico

Uno de los usos más importantes de las mediciones NMR en los campos petrolíferos es la medición directa de la porosidad independientemente de la litología por lo que la herramienta solo ve poros en la columna litológica. Por otro lado las herramientas dieléctricas reaccionan ante la cantidad de agua presente en los poros, esto significa que si comparamos ambas lecturas veríamos presencia de un fluido diferente al agua en esos poros como se puede observar en la Fig. (N° 9) en la parte superior se representan las porosidades que estaría leyendo la Hta. Dieléctrica en un modelo teórico con Petróleo, la misma considera el agua contenida en las arcillas (bound water), en las capilaridades (microporosidades) y la porción de agua móvil; lo que podemos suponer que con una razonable presencia de HC la porosidad obtenida por el perfil Dieléctrico resultará menor que la leída por la Herramienta de NMR.

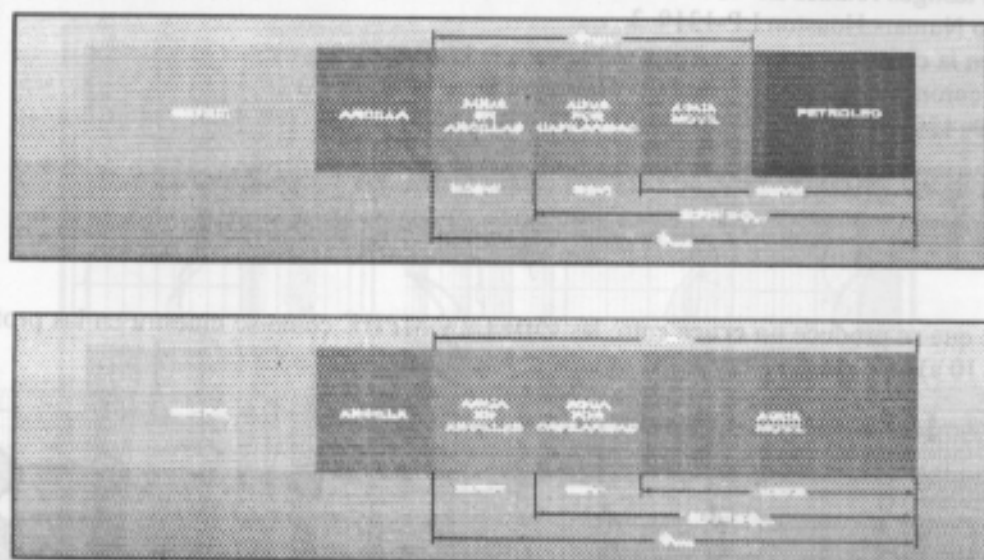


Figura n°9

En la misma (Fig. N° 9) en el esquema inferior se representan las porosidades que se obtendrán del perfil Dieléctrico para un modelo teórico de agua , que representan toda el agua ligada y el agua móvil, en este caso la Porosidad obtenida por Dieléctrico es mayor a la leída por la herramienta de NMR.

Combinación de Herramientas.

- MRIL C/ TP

- Profundidad de Investigación : 3 / 5 pulg
- Resolución Vertical : 24 pulg.

- DIEL 200 Mhz

- Profundidad de Investigación 3 pulg.
- Resolución Vertical : 2 pulg.

Análisis de Muestras

- Testigos Rotados

- LP - 1419 (5 Testigos)

Muestras de Fluido

P.V.T (LP - 1299 / 1321)

Base de datos

Nº total de pozos con MRIL	34
Nº de pozos con DEL2	7
Nº de pozos con MRIL - TP	1
Ensayos individuales	141 (30) con DEL2
Ensayos en conjunto	62
Total de fracturas (E. lim y convencionales)	59
Petrofísica básica a testigos rotados LP-1319	6
NMR en laboratorio Numar- Houston LP-1319	3
MRIL registrados en la cuenca	>220 pozos > 1700 ensayos
NMR en testigos y coronas	> 50 muestras
PVT LP- 1321 y LP- 1299	2

FIGURAS TIPO

Figura tipo 1

Son aquellas en las que se produce un **cruce** entre las ØDEL2 y MPHE como se muestra en las profundidades x0 / x4 m. (Fig. Nº 10 a).

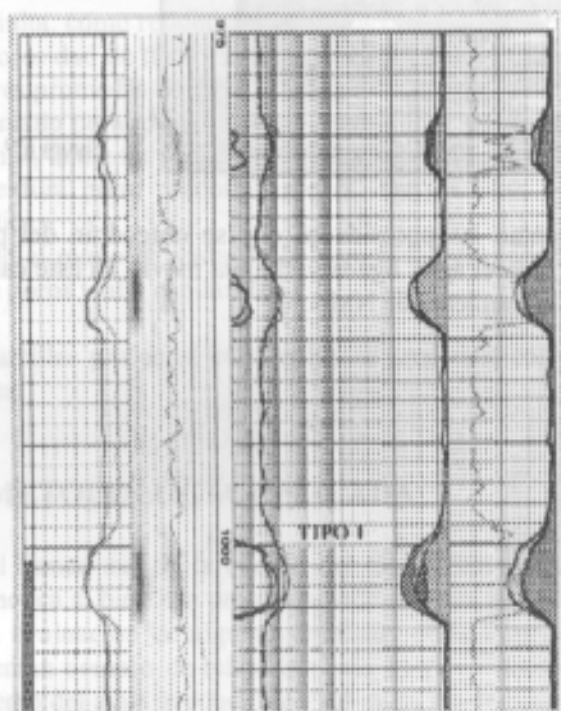


Figura n°10a

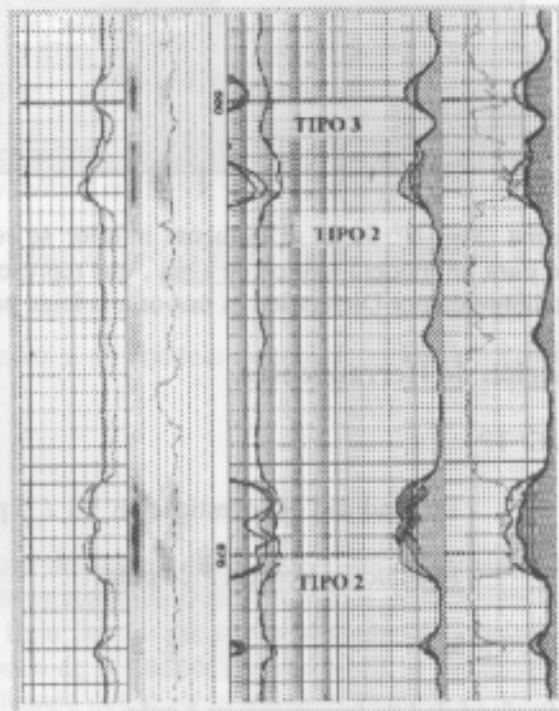


Figura n°10b

Figura tipo 2

Son aquellas en las que las lecturas de ØDEL2 y MPHE son coincidentes o levemente variables como se ven en las profundidades x72 / x76 m y x53/ x56 m. (Fig. N° 10 b)

Figura tipo 3

Son aquellas en las que las lecturas de la ØDEL2 es mayor que la MPHE representadas en las profundidades x650 m. (Fig. N° 10 b)

4.- EJEMPLOS.

En la (Fig. N° 11) en la capa x71/x76 se observa una movilidad cercana al 30 % con un índice de permeabilidad ~ 8 y con una lectura de ØDEL2 similar MPHE , figura Tipo 2 los bins 1, 2, 3, tienen mucha relevancia, la respuesta de la capa es satisfactoria, incrementa su producción 20 veces al ser fracturada.

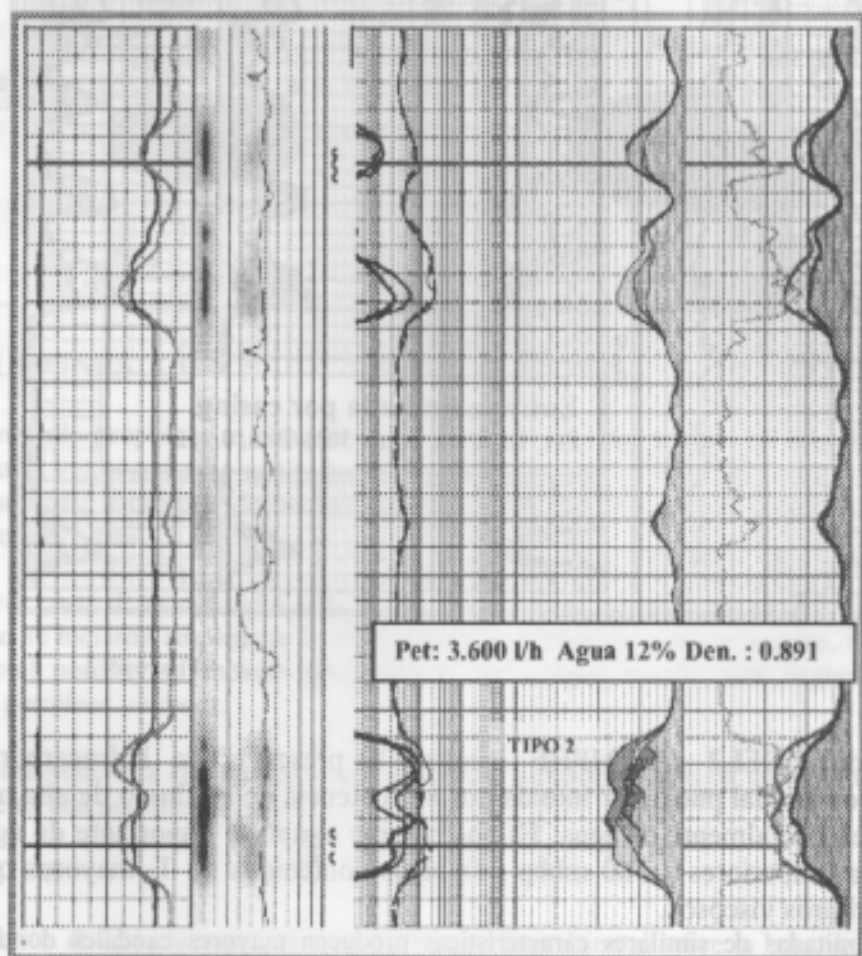


Figura nº11

La (Fig. N° 12) del pozo LP-1303 permite analizar el caso de una fractura con "entrada limitada" vemos que la capa x28/30m y x50/55m son las que por MRIL presentan peores condiciones petrofísicas por lo que nos queda por analizar x38/44m con un muy buen espesor y condiciones bastante homogéneas de un índice de permeabilidad entre 4 y 4,5 aptas para fracturar pero con escasa presencia de tiempos grandes. Las capas x63/66m , x69/72 y x85.5/88.5 con mejores condiciones de índice de permeabilidad que las anteriores, muestran una fig. Tipo 1 con lo que se comprueba la presencia de hidrocarburos, la movilidad es del orden de 50 % . Suponemos que son estas capas las que aportan en su mayoría a este ensayo, el índice de permeabilidad es 20 con alto porcentaje de tiempos mayores.

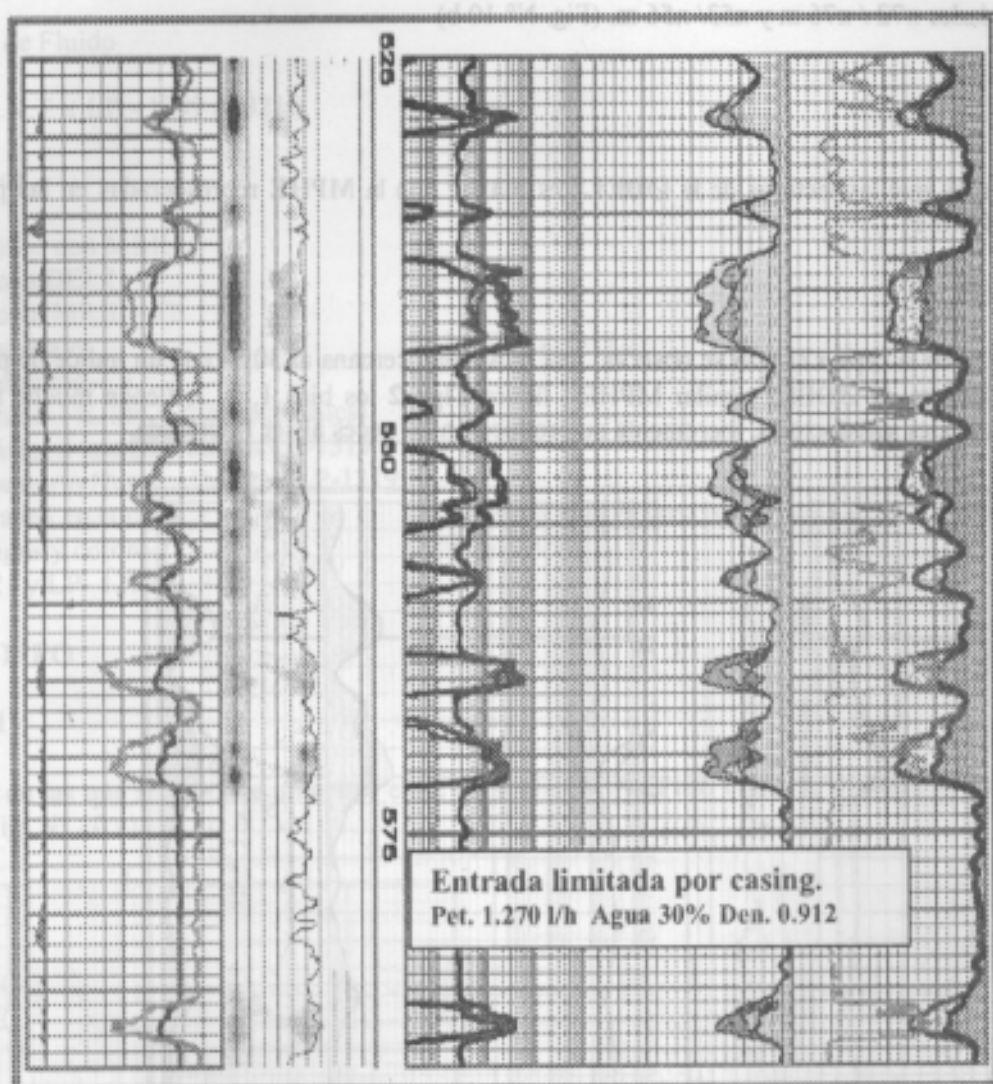


Figura nº12

El cruce importante de ØDEL2 con MPHE muestra la presencia de hidrocarburos pero esa confirmación de petróleo residual puede ser intuida por la existencia de un fluido de alta movilidad con la herramienta RFT que generalmente es agua. Es posible que el aporte importante de agua se deba a estos cruces en las capas superiores a 560 mbbp por bajos contenidos de T_2 mayores que impide el movimiento de hidrocarburos viscosos.

Fracturas con entradas limitadas de similares características producen mayores caudales donde la principal diferencia es el tipo de petróleo, por ejemplo el Yacimiento " Anticlinal Perales ".

5.- ANÁLISIS ECONÓMICO

En la Fig. N° 13 se puede observar el incremento de producción de las capas fracturadas en los ensayos post-fractura el caudal medido fue entre 5 y 20 veces el inicial.

Nos permitió incrementar un 22 % el espesor útil de los pozos, lo que representa un incremento de 17 % en la columna litológica de interés petrolero.

El incremento en los caudales iniciales es de 13 %, lo que implica un aumento en la acumulada final de 8,3 %

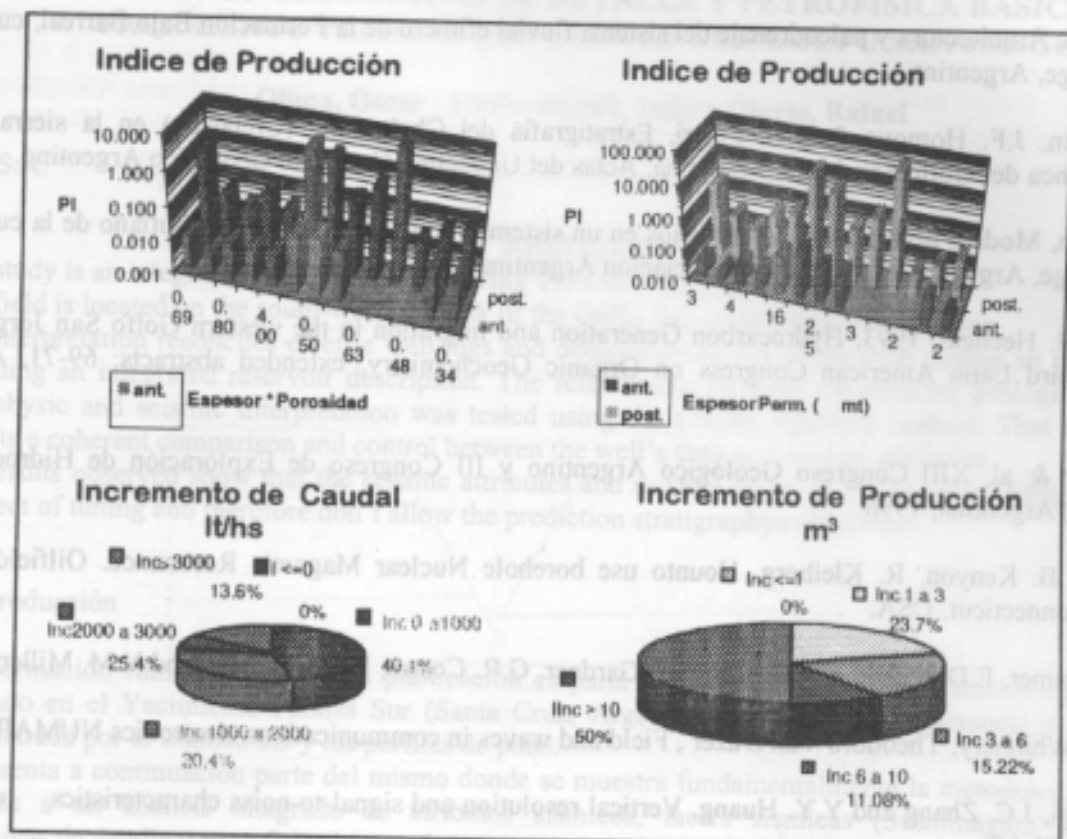


Figura nº13

6.- CONCLUSIONES

Evaluando el método propuesto se obtuvieron caracterizaciones que hacen a la identificación de los reservorios con hidrocarburos viscosos hecho que redunda en una mejor selección de las capas a punzar y estimular, punto de partida para tomar decisiones de inversión con el objeto de aumentar la producción, disminuir los costos y desarrollar reservas.

Si bien la mayor parte de este estudio se hizo sin contar con la herramienta de porosidad total las correcciones por arcillosidad se hicieron empleando la respuesta de la atenuación y rayos gamma. Con el advenimiento de la herramienta total porosity el método propuesto se ha tornado mucho mas seguro en la predicción de la producción de petróleos viscosos.

Actualmente el método esta en práctica y se trabaja para complementarlo en una sola carrera con el requisito de identificar niveles con petróleos livianos.

7.- REFERENCIAS

1. F.L. Anzulovich & J.M. Jauregui, Reconstrucción paleoambiental sobre la base de perfiles en la cuenca del Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras.
2. M.G.R. Fitzgerald, R.M. Mitchum, M.A. Uliana & K.T. Biddle, Evolution of the San Jorge Basin, Argentina, American Association of Petroleum Geologist, Bulletin.
3. J.C. Sciutto Geología del Codo del Rio Senguer, Chubut, Argentina. Octavo congreso Geológico Argentino, Actas III (1981).

4. J.J. Hechem, Arquitectura y paleodrenaje del sistema fluvial efimero de la Formación Bajo Barreal, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.
5. J.J. Hechem, J.F. Homoc & E.G. Figari, Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Actas del Undécimo Congreso Geológico Argentino.
6. J.J. Hechem, Modelo predictivo de reservorios en un sistema fluvial efimero del Chubutiano de la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología.
7. Laffitte & J. Hechem, 1993, Hydrocarbon Generation and migration in the western Golfo San Jorge Basin, Argentina. Third Latin American Congress on Organic Geochemistry, extended abstracts: 69-71, ALAGO, Brazil.
8. H.J. Villar & al, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, Argentina, 1996
9. C. Flaum, B. Kenyon, R. Kleiberg, Hounto use borehole Nuclear Magnetic Resonance. Oilfield review, Ridgefield, Connecticut, USA.
10. M.G. Prammer, E.D. Drack, J.C. Bouton, J.S. Gardner, G.R. Coates, R.N. Chandler and N.M. Miller- N S.
11. Ramo, J. Whinnery, Theodoro Van Duzer , Field and waves in communications electronics NUMAR CORP.
12. D.T Georgi, J.C. Zhang and Y.Y. Huang, Vertical resolution and signal-to-noise characteristics of MRIL. WESTERN ATLAS

6- CONCLUSIONES

El método propuesto para la estimación de la producción de hidrocarburos viscosos, basado en la selección de las capas a producir y estimar, punto de partida para tomar decisiones de inversión con el objeto de aumentar la producción, disminuir los costos y desarrollar reservas.

Si bien la mayor parte de este estudio se hizo sin contar con la información de porosidad total, las conclusiones por arrojadas se hicieron empleando la respuesta de la atenuación y rayos gamma. Con el advenimiento de la información total porosity el método propuesto se ha tornado mucho más seguro en la predicción de la producción de petróleo viscoso.

Actualmente el método está en práctica y se trabaja para complementarlo en una zona crítica con el objetivo de identificar niveles con petróleo viscoso.

La herramienta RFT que generalmente se usa, es posible que sea utilizada en las capas superiores a 560 mdd por debajo de la superficie de la roca.

El método propuesto se aplicó a la zona crítica de la cuenca del Golfo San Jorge. Botín de información. Resultados. Y algunos por, debido a que se aplicó a la zona crítica.

J. M. G. R. Fitzpatrick, R. M. Michard, M. A. Ullrich & K. T. Biddle, Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin.

Fig. 1. Evolución de la producción de hidrocarburos viscosos en la zona crítica de la cuenca del Golfo San Jorge. Evolución de la producción de hidrocarburos viscosos en la zona crítica de la cuenca del Golfo San Jorge.

El incremento en los caudales iniciales es de 13 %, lo que implica un aumento en la producción de hidrocarburos viscosos en la zona crítica de la cuenca del Golfo San Jorge.