

EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN POZOS EXPLORATORIOS DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES MEDIANTE PERFILES DE ÚLTIMA GENERACIÓN

Julio C. Dogliani, Roberto R. Domínguez, y Daniel G. García

Repsol-YPF (Gerencia de Exploración y Desarrollo Oeste - UNAO)

Abstract

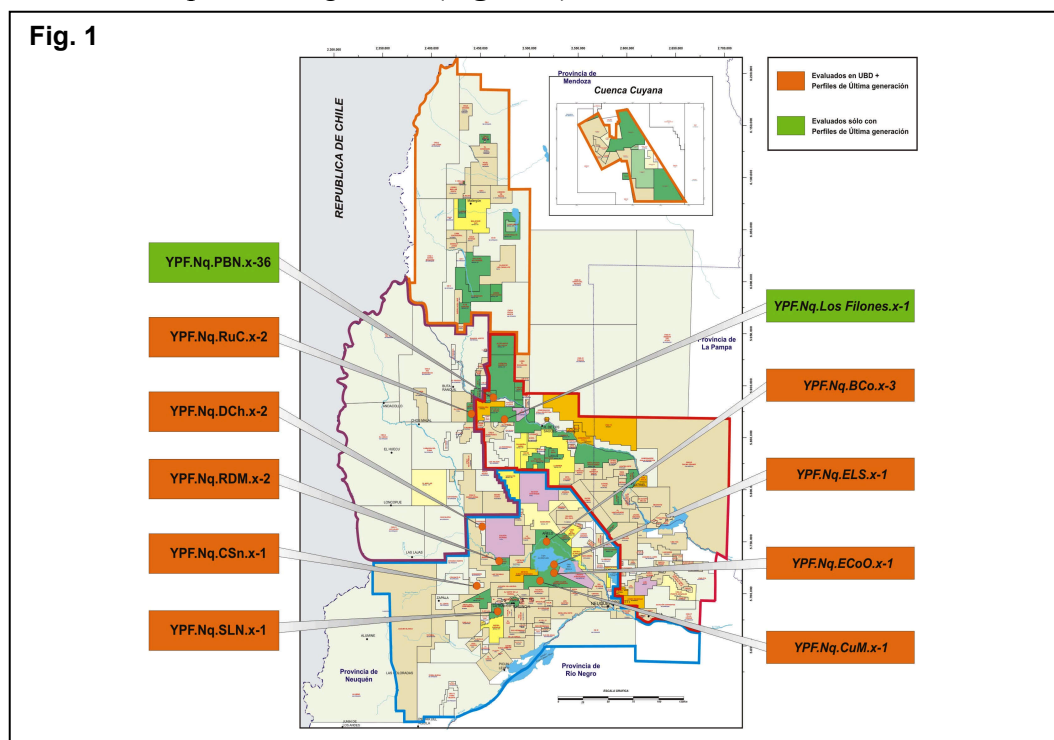
Mediante la utilización de perfiles de última generación tales como el Sónico Dipolar, Resonancia Magnética Nuclear, Ensayador de Formaciones Modular, Rayos Gamma Espectral y las Imágenes tanto Acústicas como Microresistivas, así como con la información brindada por el control geológico, se han podido determinar y caracterizar más exactamente, litologías complejas tales como, rocas carbonáticas, ígneas y piroclásticas, de muy difícil análisis con perfiles convencionales.

El objetivo del trabajo propuesto, fue utilizar la combinación ideal de registros de pozo abierto, para cada caso, obteniendo el máximo de información de perfiles para lograr la mejor evaluación geológica de formaciones de estos reservorios, además de una optimización en los costos.

Esta metodología se ha aplicado en pozos exploratorios, en áreas operadas por nuestra gerencia desde el año 1996, obteniendo determinaciones estadísticas que soportan la validez de la metodología descripta, en los distintos ambientes geológicos antes mencionados que a la luz de los nuevos descubrimientos se tornaron en objetivos exploratorios cada vez más importantes.

Introducción

La zona de estudio se encuentra localizada dentro de la cuenca Neuquina, principal productora de Hidrocarburos de la República Argentina. (Figura 1).



El estudio se realizó como se dijo en la síntesis, para determinar y caracterizar más exactamente, litologías complejas tales como, rocas carbonáticas, ígneas y piroclásticas, de muy difícil análisis con perfiles convencionales.

Para ello se seleccionaron áreas investigadas, con esta metodología, en los ambientes geológicos, mas representativos, que se describirán sucintamente a continuación.

1) En primer término tenemos a los reservorios Precuyanos que infrayacen al Grupo Cuyo como relleno inicial de cuenca y comienzan con un espesor de unos 1800 m de vulcanitas en el centro de esta gran cubeta, estas han sido descriptas como una sucesión de coladas y depósitos de flujos piroclásticos, que hacia el tope gradan a una alternancia de arcilitas y tobas de caída. La composición de las vulcanitas es en general ácida, observándose una mayor participación relativa de depósitos de flujos piroclásticos distales en los términos superiores, y de coladas y flujos proximales en los inferiores, investigadas con este “set” de perfiles y UBD (Perforación en bajo balance) en parte de los sondeos descriptos.

2) Otro de los reservorios no convencionales evaluados en la región son las Rocas Ígneas del Área Altiplanicie del Payún, en la Provincia de Mendoza.

Estos filones Ígneos se encuentran intruyendo a la Fm. Vaca Muerta, su composición es del tipo alcalina correspondiendo su clasificación al de una Sienita Nefelínica, siendo los espesores de estos cuerpos variables (20 a 120 mts.)

Estos reservorios son del tipo ígneo-fisurado, que se caracterizan por poseer porosidad secundaria por fracturación y escasa porosidad primaria.

Para este modelo, el entrapamiento de los hidrocarburos esta controlado por la roca de caja.

Además si bien no se presentan ejemplos por las restricciones en cuanto al tamaño del formato del trabajo, otro de los reservorios evaluados de las mismas características, mediante esta nueva metodología, lo constituyen los cuerpos intrusivos relacionados al emplazamiento del volcán Auca Mahuida, cuyo sistemas de fracturas, generan reservorios de doble porosidad, probablemente originados por el magmatismo fisural que operó en esta zona.

Además existen muchos antecedentes de cuerpos ígneos intruídos en el G. Mendoza en la Cuenca Neuquina con una distribución areal importante. El yacimiento Loma Las Yeguas (LLY), provincia del Neuquén (con porosidad por enfriamiento), constituye el más importante productor de filones intruídos en términos de la F. Quintuco.

También existen antecedentes de intrusivos que afectan el G. Mendoza en yacimientos productivos en la provincia de Mendoza. Estos reservorios presentan porosidad por enfriamiento y fracturación.

El yacimiento Aguada San Roque (ASR) presenta varios cuerpos filonianos que intruyen a las F. Quintuco y Vaca Muerta.

Según **Bermudez y Del Pino 1998** es posible que la petrofísica de estos cuerpos presente un modelo combinado de enfriamiento (catáfilas) al que se le sobreimpone un modelo estructural de diaclasamiento fundamentalmente vertical y subordinado subhorizontal, para el área.

3) El último ejemplo, ubicado en el área de Paso Barda Norte, en el extremo nororiental del engolfamiento neuquino, se caracteriza por sedimentos depositados en una plataforma tipo rampa, cercana a la costa, donde las oscilaciones del nivel del mar, son frecuentes, generando depósitos clásticos y carbonáticos, estos últimos pueden presentar dolomitización, y debido al marco estructural donde actuaron fallas regionales de desgarre, generando zonas de transtensión – transpresión al cual se le sobrepuso una tectónica de piel fina, originando reservorios de una notoria porosidad secundaria.

Desarrollo

La posibilidad de seleccionar niveles de interés, mediante esta tecnología, posibilitó optimizar la toma de decisión y enfocar la Terminación solo en los tramos que mostraron mejor movilidad condición “sine qua non” para que los reservorios de estas características, tengan la posibilidad de producir, seleccionando luego las capas con mejores condiciones de transmisividad para ser estimuladas.

Esta metodología de análisis de perfiles con parámetros indirectos pero dinámicos, como el NMR (Resonancia Magnética Nuclear) y esencialmente dinámicos como el MDT (Ensayador de Formaciones Modular) se cotejó en algunos pozos, con los volúmenes aportados durante la perforación mediante UBD, pudiendo además simular las estimulaciones hidráulicas a ejecutar y con estas el estimado de producción final post-fractura. **(García Daniel G., Moreyra J.D. 2000)**

Se debe dejar en claro que el análisis básico para la localización de zonas alteradas, que podrían tener capacidad de reservorio, se realiza previo a la evaluación mediante los perfiles que aportan, datos dinámicos a partir de mediciones indirectas como la Resonancia Magnética Nuclear.

Los ejemplos más claros de esto serían, el comportamiento del Tren de ondas acústicas que es fundamental para la detección de zonas fracturadas, y de aquí se desprende que ante una pérdida importante en la amplitud de la onda compresional y la de corte (“shear”), seguramente estará asociado a la presencia de zonas alteradas o microfracturadas, así también, como con las imágenes de pozo, se pueden diferenciar fracturas naturales conductivas, naturales resistivas e inducidas.

Características de las herramientas

En el proceso de optimización se configuró un arreglo óptimo de herramientas de evaluación que permitió obtener mejoras directas sobre la toma de decisión.

Este arreglo se basa en la combinación de herramientas sínicas dipolares (DSI, XMAC), Imágenes de Pozo (FMI, UBI, CBIL), Resonancia Magnética Nuclear (NMR), Ensayador modular (MDT) y por último con las de uso convencional (Resistividades de alta Resolución – Densidad - Neutrón – SP - GR) contando siempre con el apoyo fundamental de la información aportado por el control geológico.

Las características principales que se rescatan con la utilización de este arreglo de herramientas de nueva generación son:

1. La configuración de estas nuevas herramientas, poseen técnicas de reducción de datos insertas, que permitieron aumentar la velocidad en los perfilajes, con una mejora en la calidad de la adquisición, eficiencia y una combinación ideal más amplia que con las herramientas convencionales.
2. Mejora en la calidad de la adquisición, y mejora en la relación señal ruido (Sónico dipolar).
3. La obtención de las propiedades Mecánicas de la Roca, mediante el uso de las constantes elásticas y dinámicas, obtenidas a partir del Sónico dipolar , que además alimentan al simulador de fracturas (FRACPRO), y que permiten confeccionar diseños que estén mas cerca de la realidad.

4. Poder diferenciar anisotropía intrínseca y anisotropía inducida, mediante el uso de la información de imágenes, tanto acústicas como resistivas, que permiten examinar la estratificación, encontrar zonas fracturadas e identificar “breakouts”.
5. La utilización combinada del Sónico dipolar, con la herramienta nuclear magnética, ayudan a identificar zonas de gas, producto del déficit que se observa en las porosidades en este tipo de reservorios por parte del NMR, que luego se confirma con la relación de Poisson, derivada del Sónico dipolar (esta relación se obtiene a partir de las relaciones de las ondas compresional y de corte).
6. Mediante el uso de la técnica MRF (Caracterización de fluidos mediante el NMR, **Domínguez R. Ibáñez, A. Bustos U. 2002**), se realizan mediciones estacionarias con la Resonancia Magnética multifrecuencia, que con el procesamiento posterior en centros de cómputos, permiten discriminar el índice de fluidos libres (FF), la Swo (saturación de hidrocarburos) y también determinan su viscosidad.
7. La información aportada por el conjunto de registros convencionales ayuda a calibrar el T2 “cutoff” en litologías complejas (especialmente donde no hay mediciones, del tiempo de distribución, de laboratorio) una vez conocido esto, se puede lograr tener una evaluación cualitativa del fluido libre del reservorio, independizándonos del efecto que produce la matriz en la lectura de las otras herramientas. (Densidad - Neutrón.)

Por lo tanto después de haber presentado en la introducción los distintos ambientes geológicos evaluados, con esta metodología y las características de las herramientas utilizadas, se pasará a revisar lo siguientes ejemplos

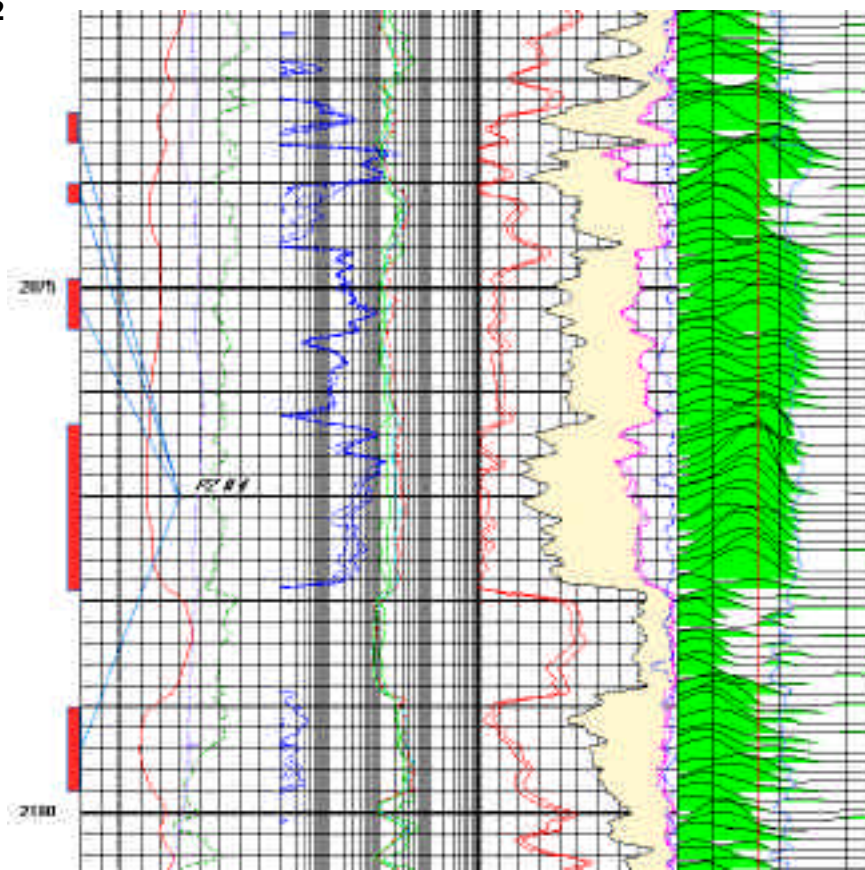
Cerro Bandera xp-157 (Precuyano)

En una cubeta Precuyana ubicada al Oeste de la ciudad de Cutral-Có, cuya litología fue descripta como tobas, tobas vítreas y en algunas zonas con depósitos, fuertemente alterados de composición Traquidacítica y riolítica, se investigó el contenido de fluidos de las formaciones Lajas y Molles, (Grupo Cuyo) y del Grupo Precuyo propiamente dicho, en la estructura del yacimiento Cerro Bandera.

Para este sondeo se centrará el ejemplo en los niveles de interés del Grupo Precuyo que corresponden a los tramos de los punzados 4 (2089.5/2066.5mbbp) (**ver figura 2**), punzado 3 (2170/2144mbbp), punzado 2 (2253/2235.5mbbp.), punzado 1 (2278/2268 mbbp).

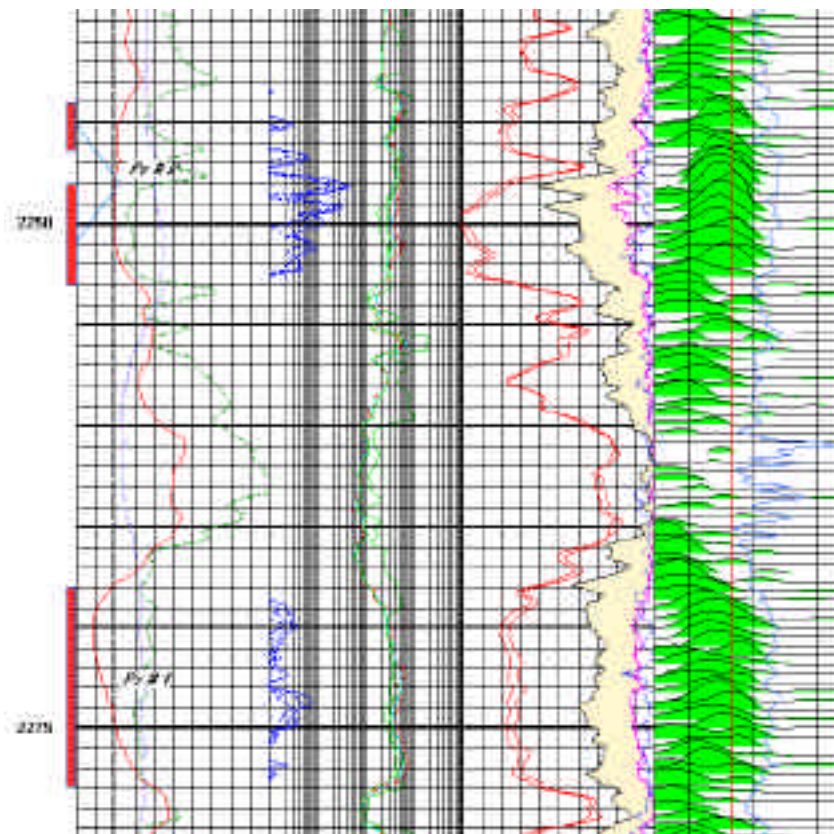
(**ver figura 3 ,4 y 5**)

Fig. 2



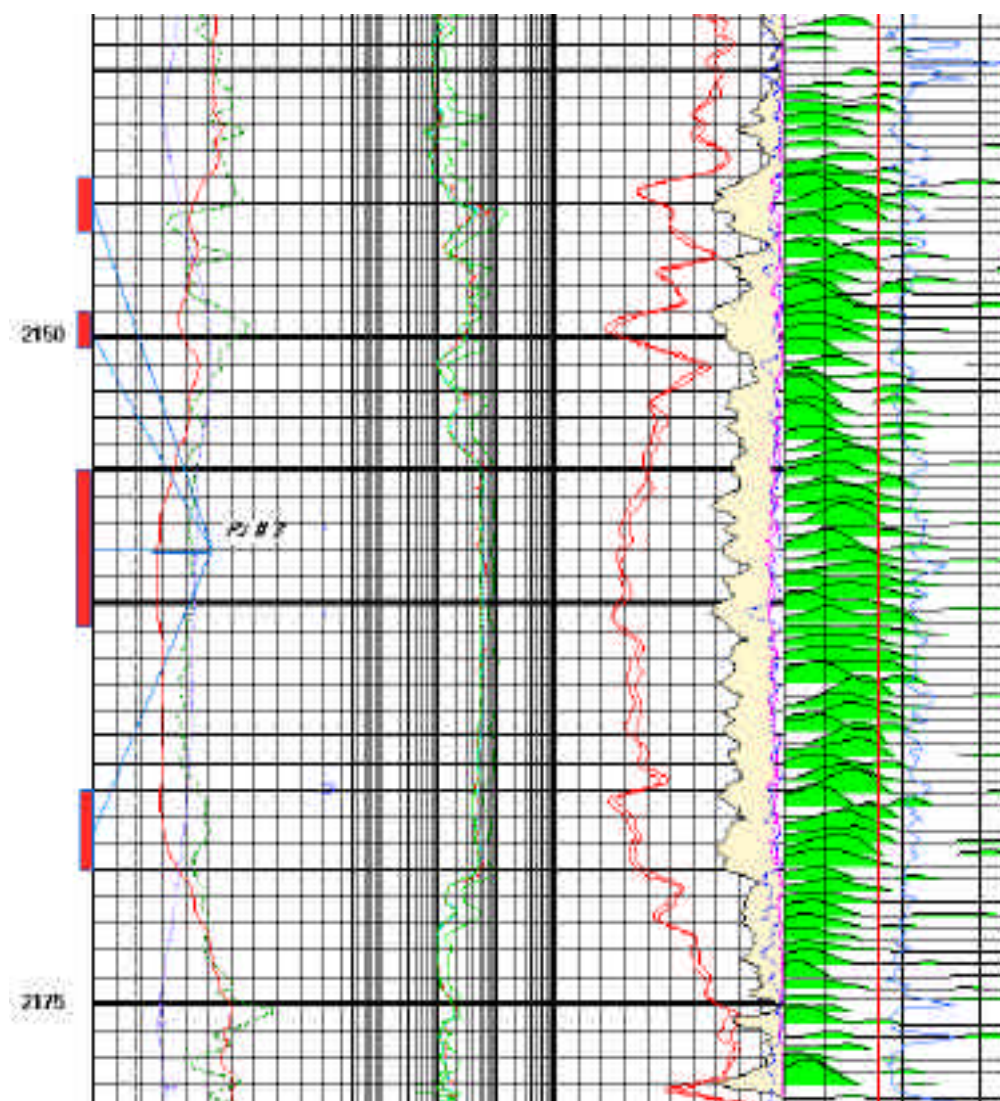
CB157-CMR PUNZADO 4

Fig. 3



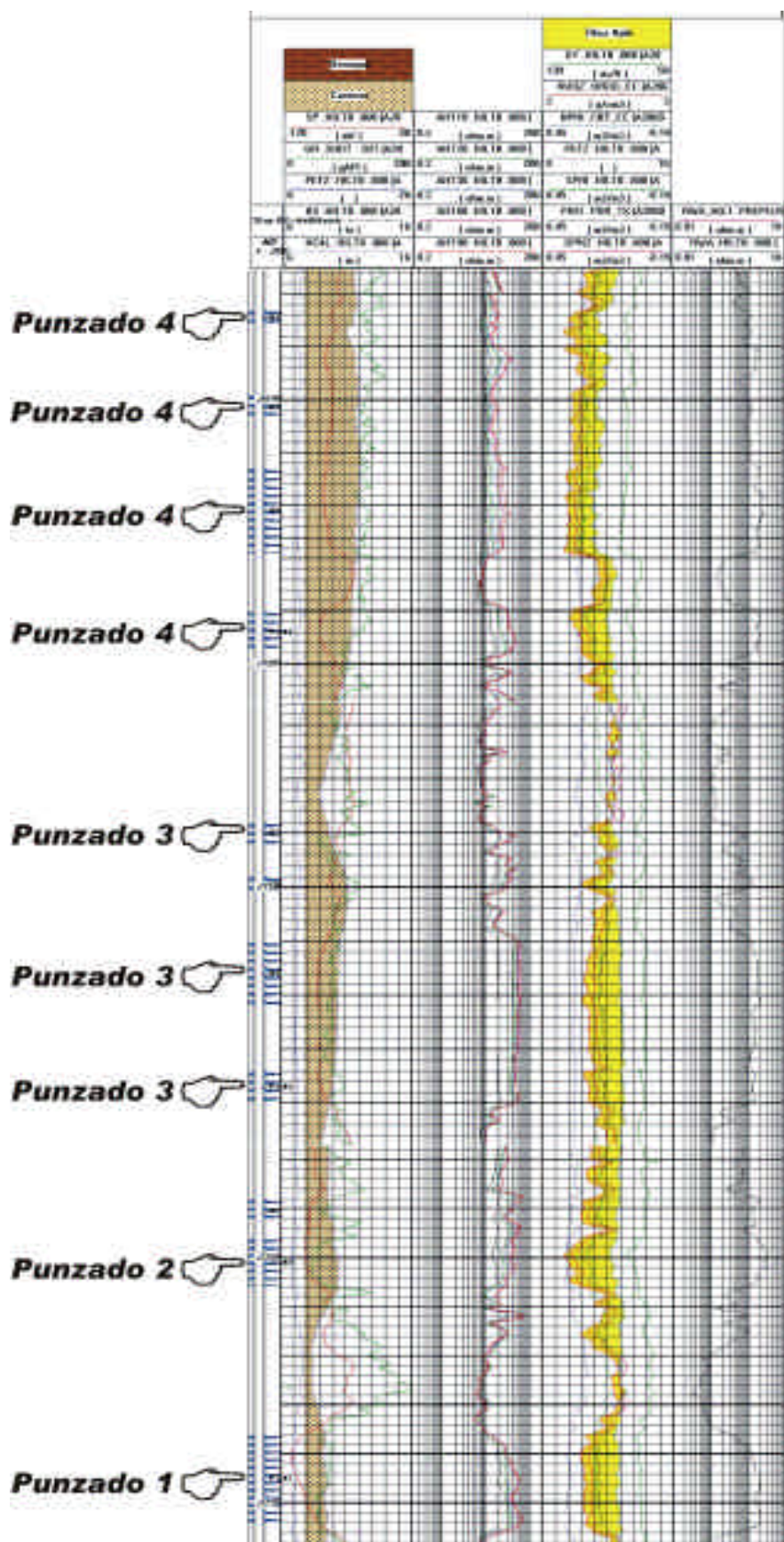
CB157-CMR PUNZADOS 1-2

Fig. 4



CB157-CMR PUNZADO 3

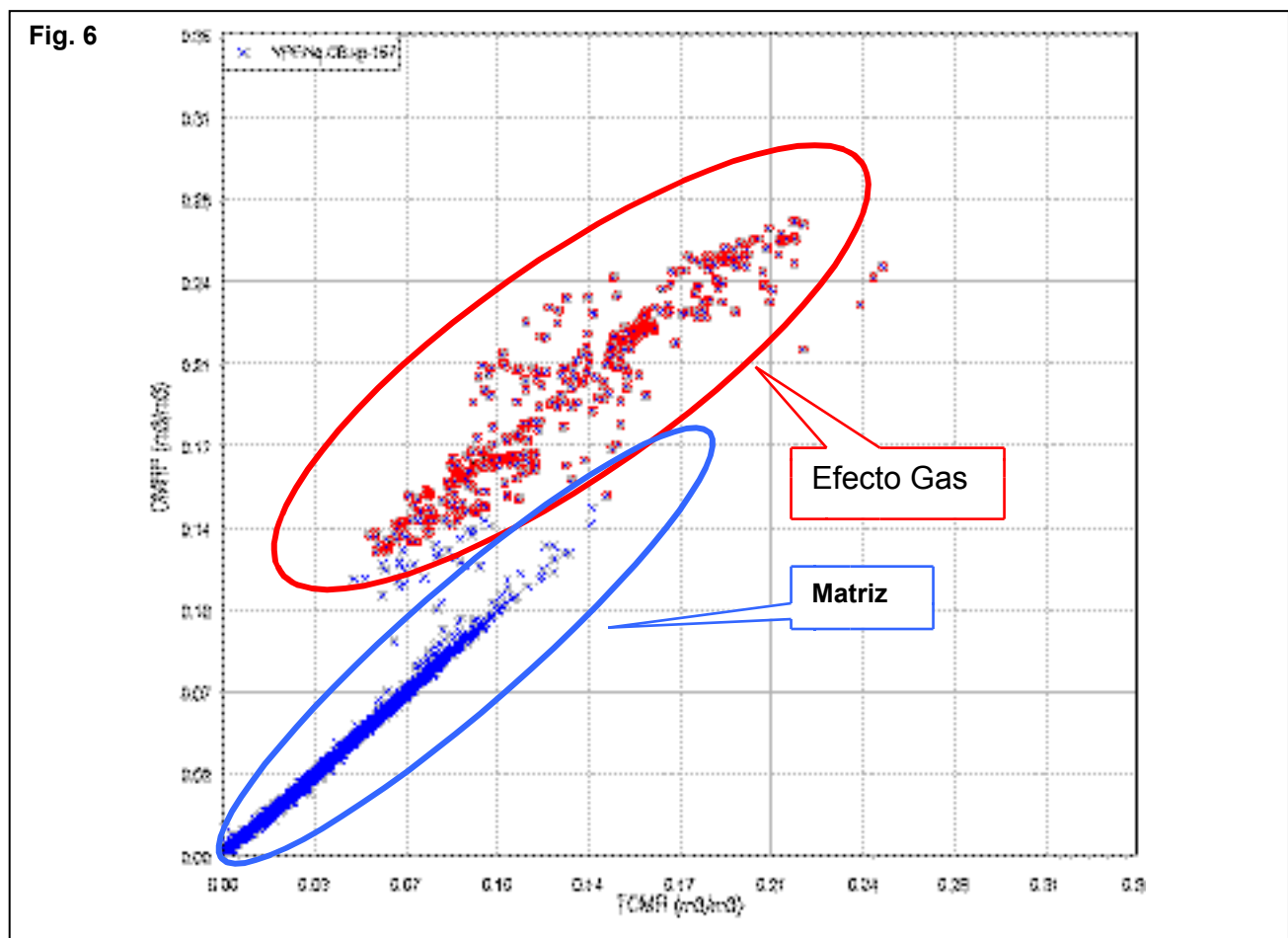
Fig. 5



Cerro Bandera XP-157_combo punzados 1-2-3-4

La forma que se analizó este ejemplo, reviste dos etapas en el tiempo. Por esto se hace necesario conocer que el pozo fue perforado en el año 1997 y que formó parte de los primeros sondeos que fueron evaluados con la metodología completa que se difunde en este trabajo, y como parte de la evolución del conocimiento, sobre estas herramientas de última generación, se puede decir con mayor seguridad, que de punzar nuevamente este pozo se optimizaría la terminación a los punzados 2 y 4

En este ejemplo es posible observar que los valores de porosidad efectiva están subestimados, debido al efecto del gas sobre esta lectura, (esto se ve claramente reflejado en el crossplot Porosidad de la densidad Vs Porosidad del Resonancia Nuclear, **(ver gráfico 6)**).



Luego se realizó un procesamiento posterior donde se corrigió este efecto de gas, mostrando una permeabilidad corregida por gas de 100 a 200 mD y porosidades del orden del 12 a 15%.

Siguiendo con este análisis es importante resaltar que el aporte más importante, lo realiza la Resonancia Magnética que identificó, claramente las mejores zonas de las 4 punzadas, ya sea por la lectura directa de su permeabilidad y porosidad, como de la observación del eco de pulsos, que muestra, como se pasa de un comportamiento unimodal del tren de ecos en la base del tramo (con poros de buen desarrollo) a un comportamiento bimodal hacia el techo, típico para un sistema de doble porosidad. (Ver Figura 2)

Este nivel fue posteriormente estimulado mediante una fractura hidráulica, quedando con una producción inicial de 150.000 m³/d de gas rico por 14 mm con una PDB de 22 Kg/cm² y 600 l/h de condensado.

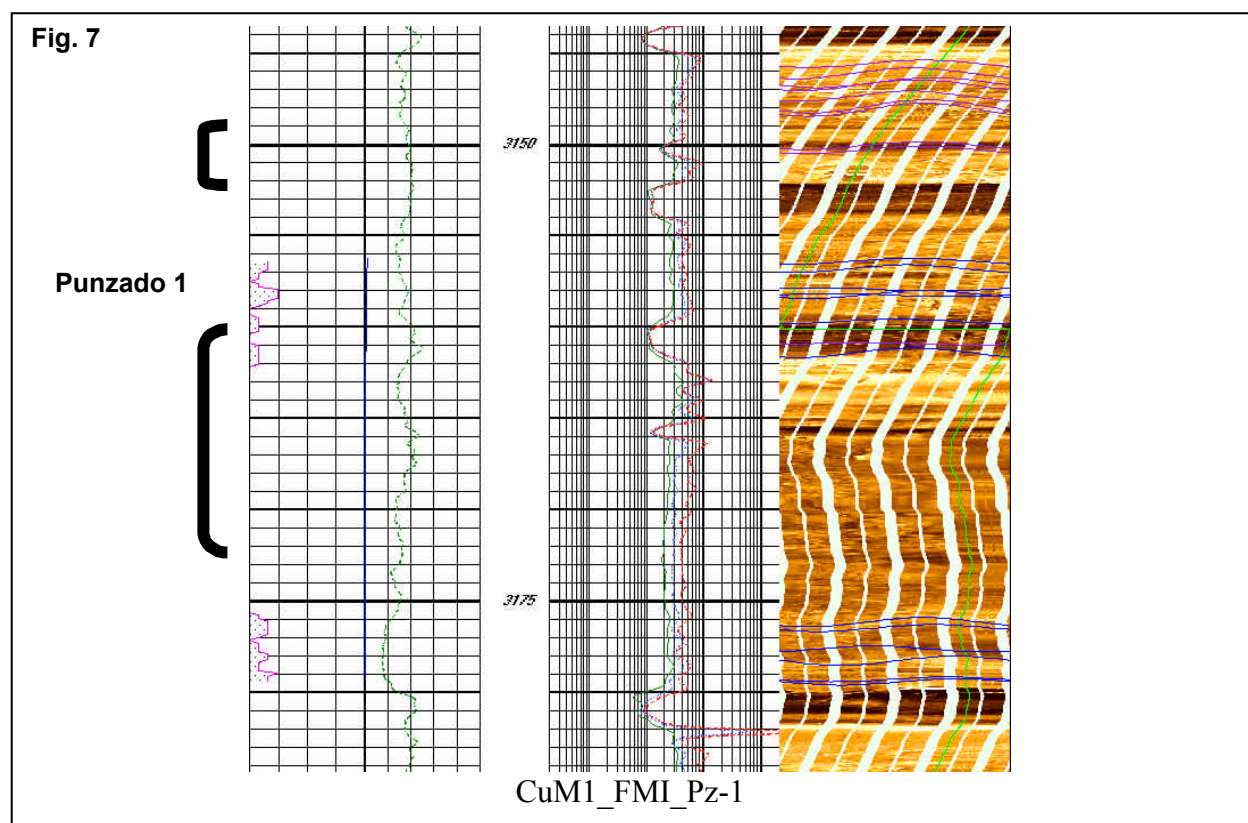
El Yacimiento Cupen Mahuida esta situado en el sector sur del bloque de explotación Loma La Lata - Sierra Barrosa .

El reservorio pertenece también a los depósitos Precuyanos. Estos están compuestos por depósitos volcánicos y vulcanoclásticos como se acotó en la introducción en un ambiente de sobrepresión.

(J.D.Moreyra, J.Robles 2001)

El análisis estuvo basado en la información aportada por herramientas convencionales como el Rayos Gamma Espectral, y de última generación como el Sónico dipolar, la Resonancia magnética nuclear, el Múltiple ensayador de formación y las Imágenes microresistivas. **(Bustos ,U y Ortín A. 2002).**

La zona donde se registró el mayor interés corresponde al punzado 1, 3158/55 mbbp y 3178/66 mbbp. (ver figura 7)



La presencia de gas en las zonas con interés, afectó la respuesta de la resonancia magnética (atenuación de la distribución de tiempos T2 y subestimación de los valores de porosidad y permeabilidad), en una etapa posterior, se realizó un procesamiento DMR que permitió corregir estas divergencias, pero independientemente de esto se pudo identificar una zona de buena movilidad, a través de la lectura del Fluido Libre en 3180/3165 mbbp. (ver figura 8)

Fig. 8

Punzado 1

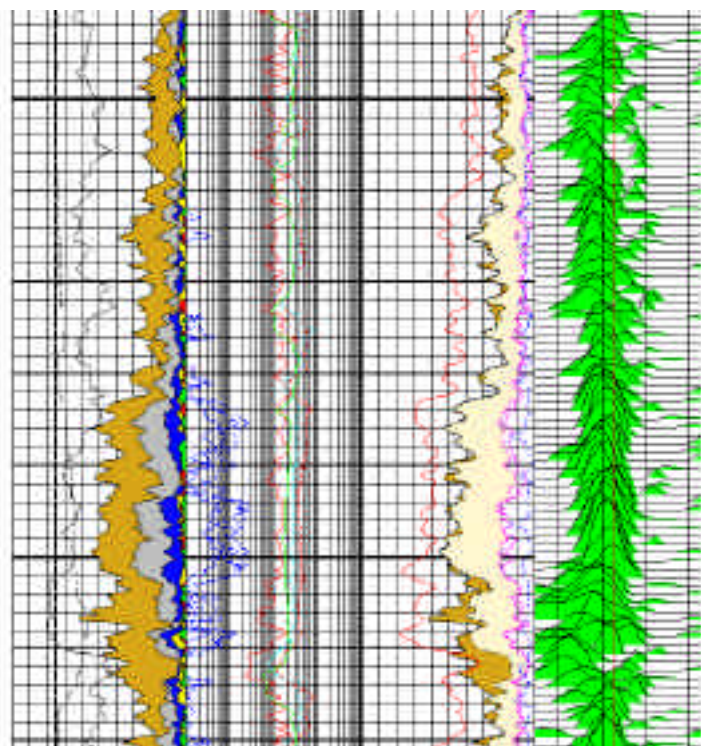
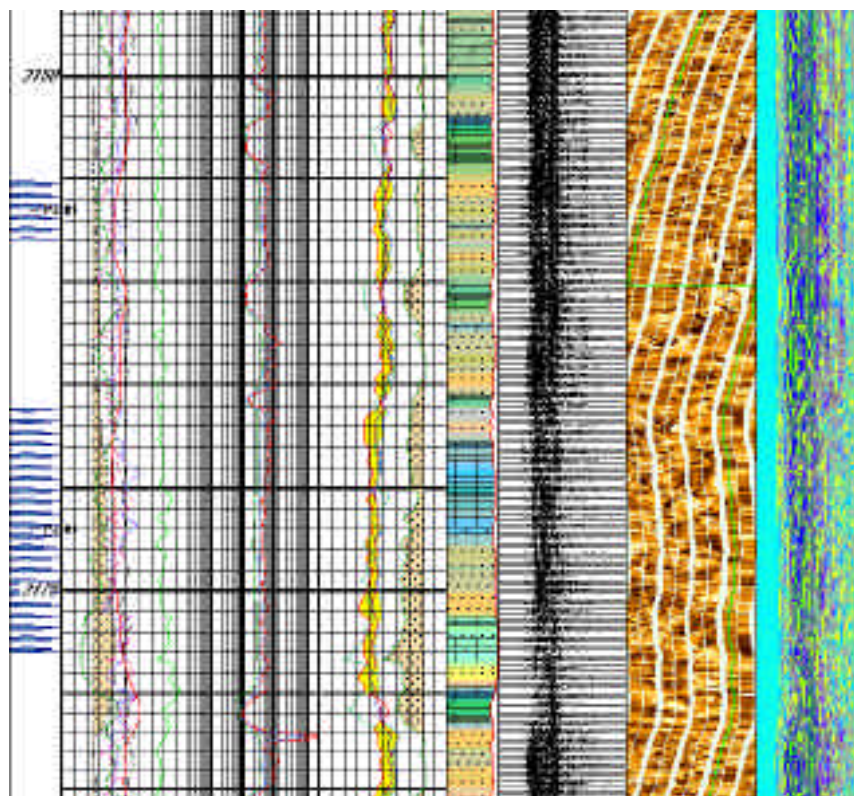


Fig 8 CuM1_CMZ_Pz-1

Con respecto al sónico dipolar, el registro fue de buena calidad y del análisis del tren de ondas acústicas, se obtuvo información importante, para la identificación de zonas alteradas - fracturadas y como soporte a la interpretación de las imágenes de pozo. (ver figura 9)

Fig. 9



CuM1_COMBO_Pz-1

Este pozo presenta arribos de ondas compresionales y de corte con rasgos de atenuación y evidencia de fracturación - alteración en el intervalo 3180/3165 mbbp. Esto estuvo corroborado mediante el modulo de Poisson que manifestó zonas con bajos valores (asociados a gas) en 3125/ 3210 mbbp. Con posterioridad se computó la permeabilidad basándonos en la Onda Stoneley, que arrojó valores cercanos a los 12 mD (mostrando una muy estrecha coincidencia, con la permeabilidad corregida por gas del resonancia magnética).

Mediante el análisis de las imágenes Microresistivas, se pudieron identificar fracturas naturales conductivas, para el tramo 3150/3160 y 3168/3182, y teniendo en cuenta los resultados de los ensayos y apoyados en el comportamiento de las ondas de corte (“Shear”), se interpretan a estas fracturas naturales como abiertas y corresponden a los tramos de mejor calidad del reservorio, en términos de fisurados.

Teniendo en cuenta que los reservorios Precuyanos en la cubeta del yacimiento Cupén Mahuida, están constituidos, como se dijo, por litologías volcánicas, vulcanoclásticas e ígneas cuyos espacios porales, se habrían generado, posterior a la depositación, se considera que la porosidad de este yacimiento tendría una génesis secundaria.

En cuanto a la petrofísica del reservorio se propone un modelo de poros pequeños, actuando como primarios e interconectados a microfisuras, a modo de gargantas porales.

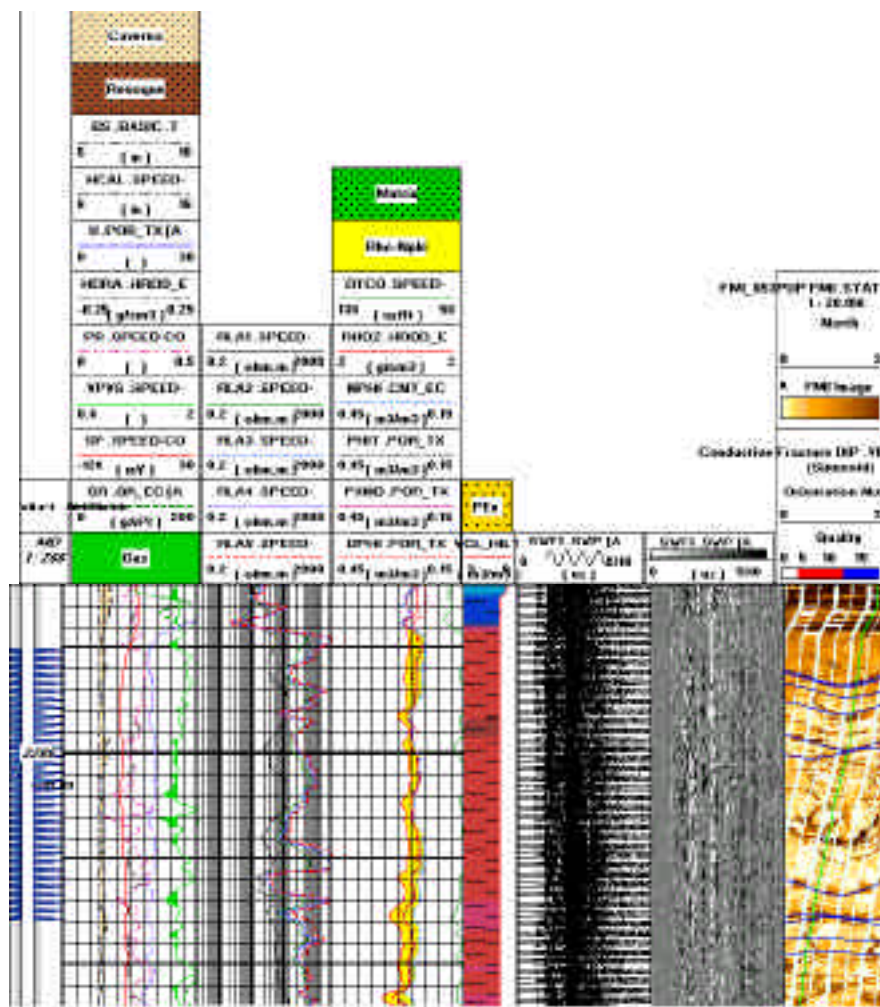
Por lo tanto, los términos Precuyanos de esta cubeta, se presentan como un sistema de reservorios de porosidades efectivas de hasta un 12% y bajas permeabilidades (cercanas a 1 mD) y la eficacia en la producción de hidrocarburos, estaría dada por la interconexión de estas bajas porosidades, con un sistema de microfisuras a modo de gargantas porales, no visibles en Imágenes, ni identificadas por los perfiles de porosidad convencionales, por lo que es fundamental para poder acotarlos, la visualización mediante parámetros dinámicos, como la movilidad obtenida del NMR y la perforación en UBD de los mismos.

Cerro Negro x-1 (Rocas Ígneas)

El yacimiento Cerro Negro esta ubicado en el área Altiplanicie del Payun, en la Provincia de Mendoza, en este ejemplo la combinación de perfiles estuvo dada por herramientas convencionales de porosidad (Neutron-Densidad) y el aporte de las de nueva generación como el laterolog de alta resolución, sónico dipolar e imágenes microresistivas que permitieron la optimización de la completación del pozo. El reservorio esta constituido por un Filón Ígneo que intruye a la Fm. Vaca Muerta, se trata de un reservorio con baja porosidad primaria y por zonas, con presencia de fracturas conductivas intrínsecas e inducidas.

La zonas a las que se hace referencia corresponden al tope del cuerpo filoneano 2195/2208 mbbp. (de ahora en mas punzado 3) y a la porción media del mismo 2242/2258 mbbp. (de ahora en mas punzado 2) (**ver figura 10**)

Fig. 10



El análisis está apoyado en el perfil Sónico dipolar, el perfil de Imágenes y el laterolog de alta resolución como soporte. En el primer tramo (punzado 3) el reservorio se caracteriza por la presencia de fracturas, que se visualizan claramente en la imagen como abiertas, con diferente grado de apertura, estas se manifiestan como difracciones en el VDL del sónico dipolar, y que a su vez se observan claramente en el modo “Wigle” con pérdidas de amplitud en los primeros arribos (compresional) y discontinuidades en la onda de corte (Shear), asimismo se observa una clara correlación, entre las fracturas identificadas por la Imagen y la presencia de invasión (curva RI_2D sombreada en azul) del laterolog de alta resolución.

Como resumen general, del análisis de las porosidades del cuerpo intrusivo, a través de las imágenes es posible comentar, que las porosidades totales promedios son bajas del orden del 4,5 %, con lecturas máximas, que llegan al 12 %, mientras que la porosidad de fracturas promedio van del 0.6 % hasta niveles del 6 %.

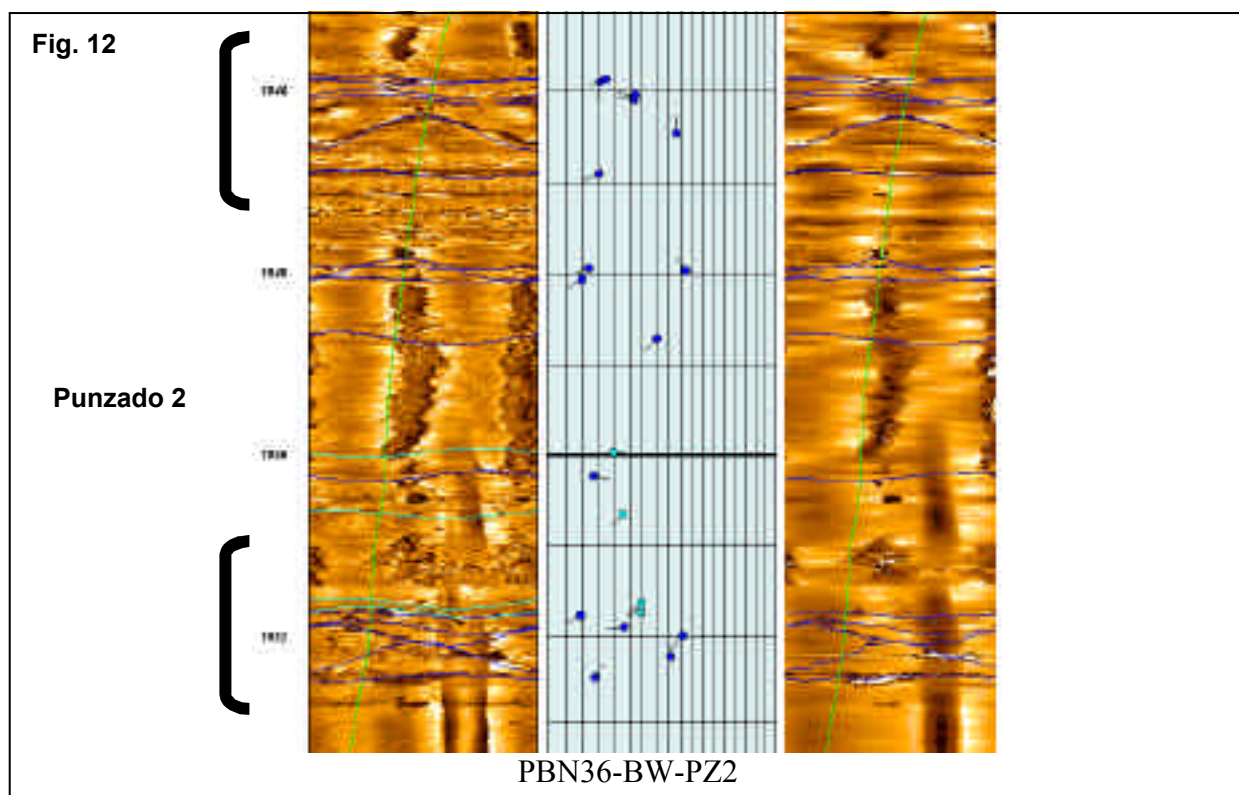
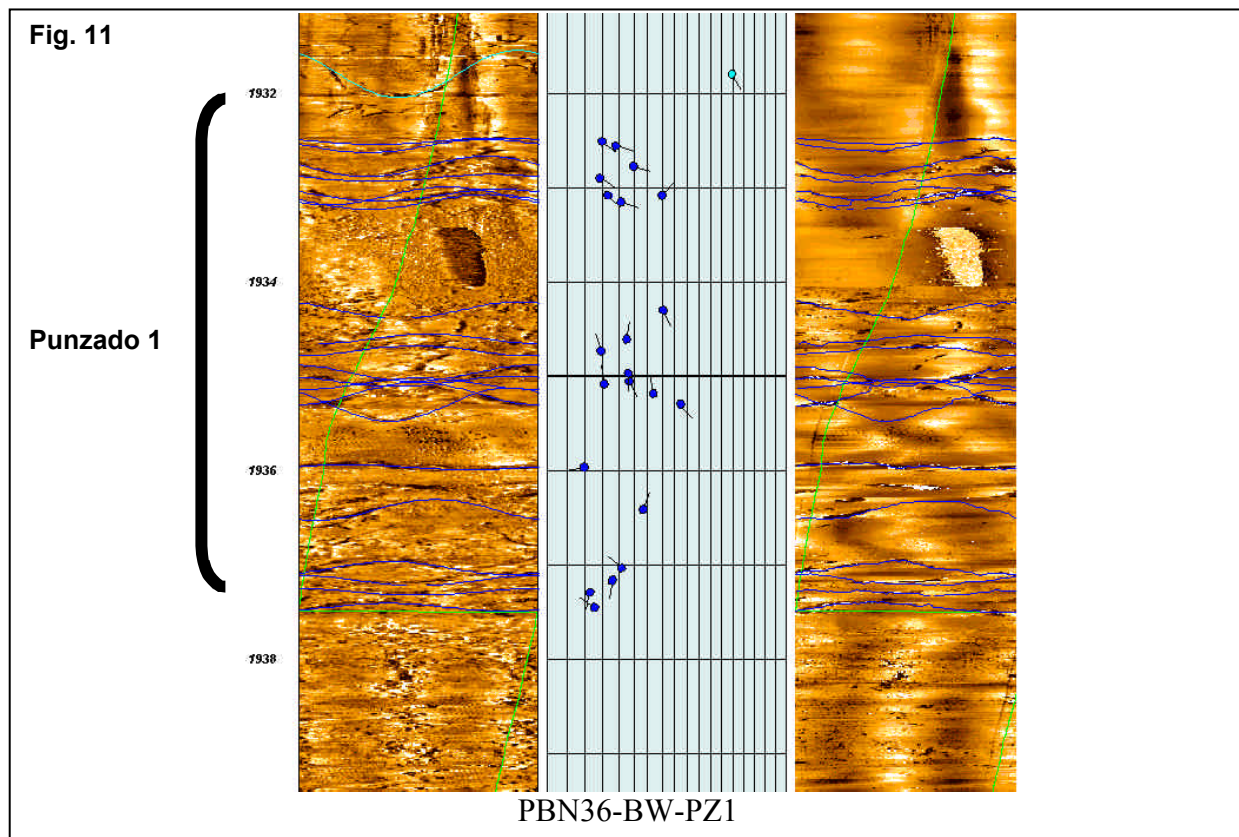
En zonas donde se observa una invasión, comparativamente menor al resto de los intervalos (Punzado 2) se manifiesta una escasa atenuación de la onda de corte (Shear), conjuntamente con una menor presencia de fracturas visibles en la Imagen de Pozo.

Se ensayaron luego de estimular ácida e hidráulicamente, en conjunto al punzado 2 y 3 quedando con una extracción de 2400 lts/hora, (4 Carreras) de Petróleo 50% y, con posterioridad y ya en producción los porcentajes de Petróleo llegaron al 80%.

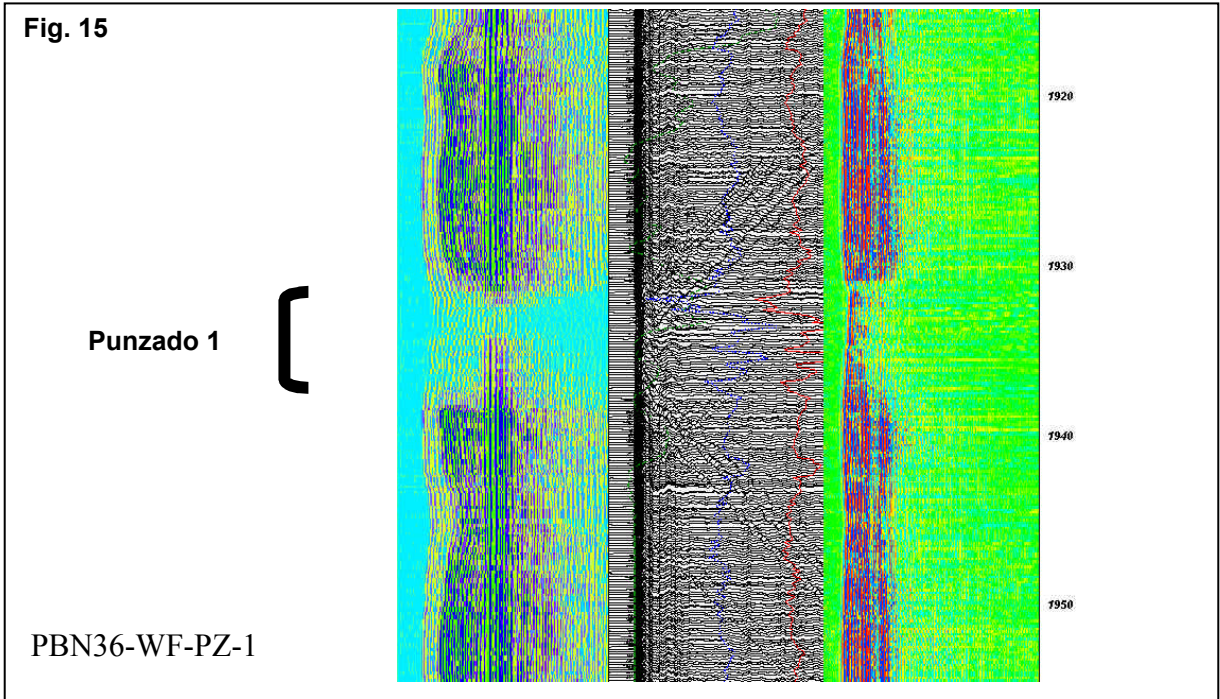
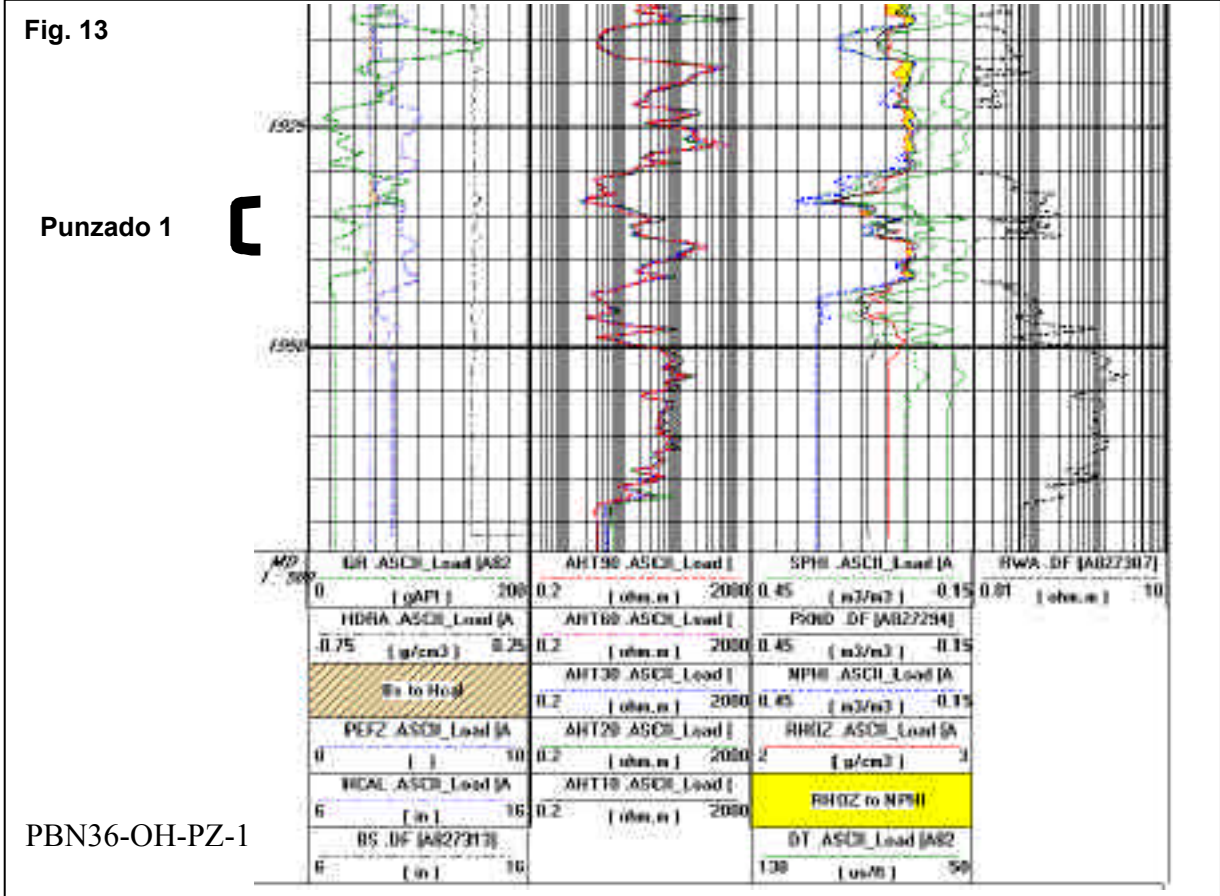
Paso Bardas Norte xp -36 (Calcáreos)

En este sondeo exploratorio se investigaron los niveles Areno Calcáreos de la Fm. Mulichinco, (1785/1930 mbbp), el conjunto de herramientas utilizadas es similar a la de los ejemplos mencionados anteriormente.

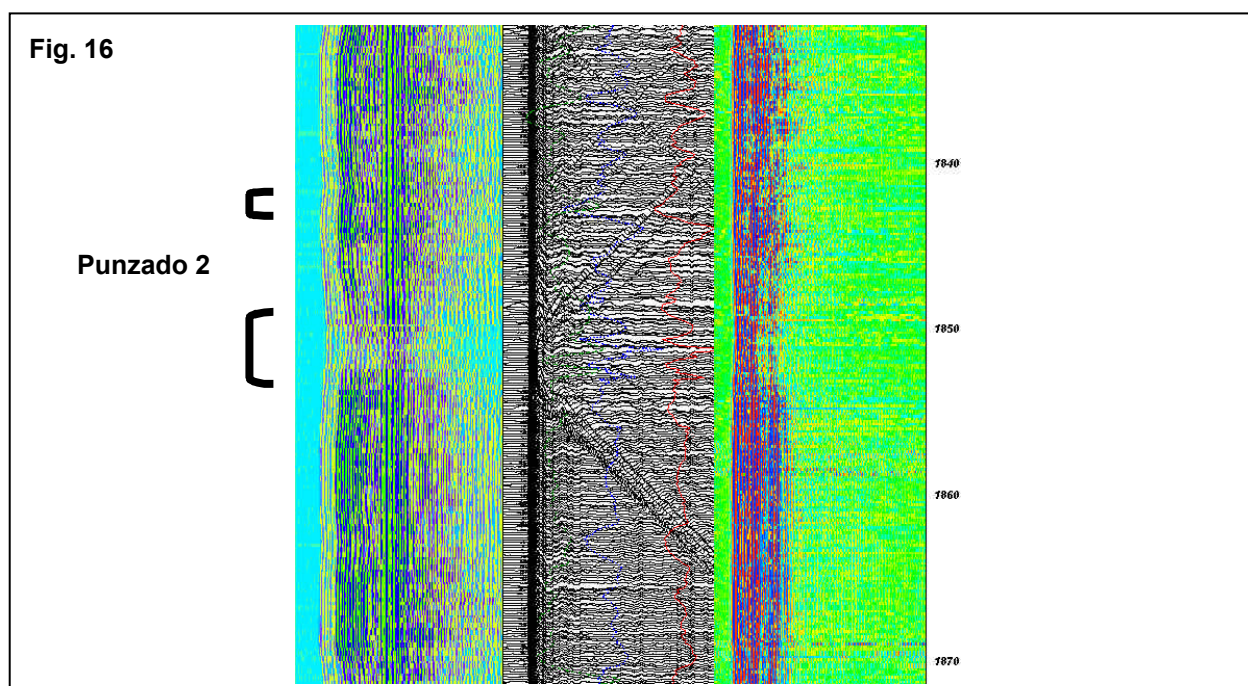
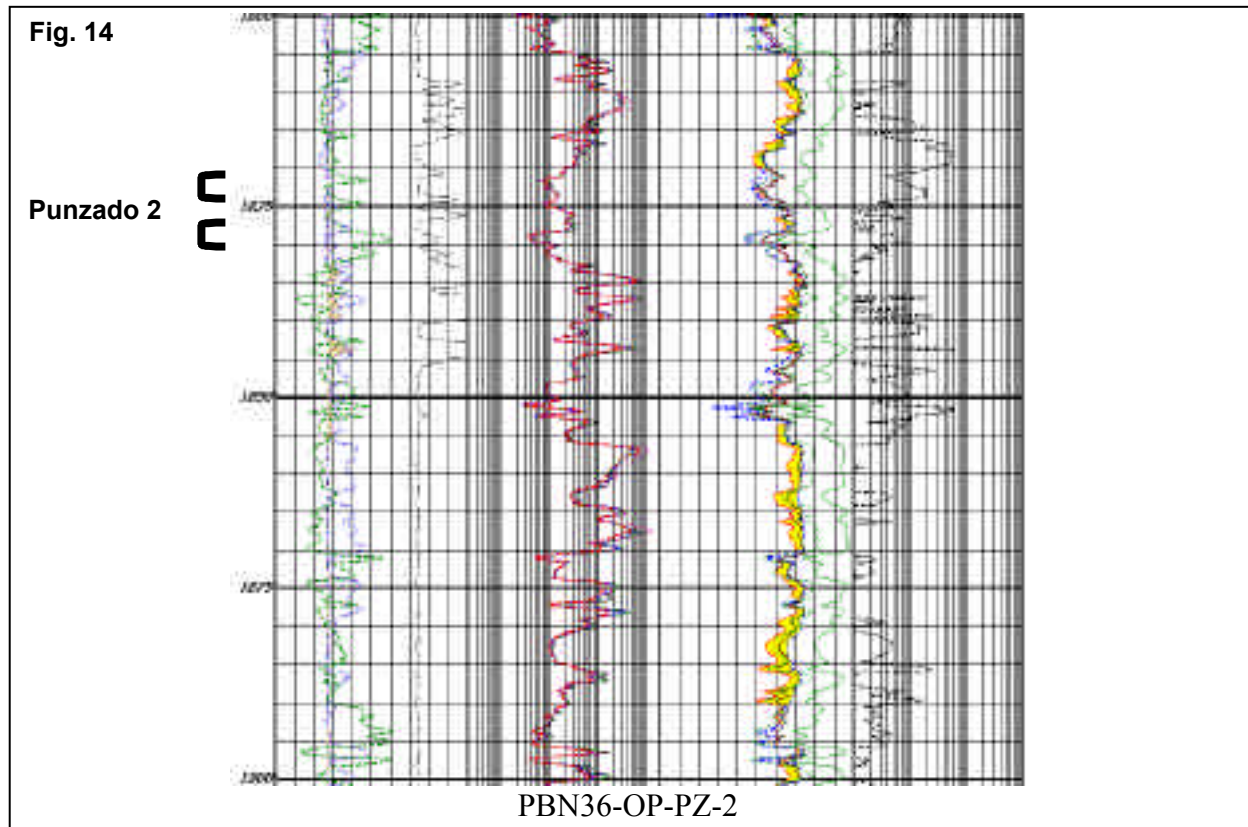
Los tramos principales corresponden a 1932/1937 mbbp, de ahora en mas punzado1 (ver figura 11), 1851/1853 y 1845.5/1847.5 mbbp, de ahora en mas punzado 2 (ver figura 12).



Del Punzado 1 mediante una interpretación convencional, se desprende que las porosidades están en el orden del 10%, y la Imagen ultrasónica muestra que la zona posee baja densidad de fracturas, mientras que el VDL del sónico dipolar, nos enseña una marcada atenuación de la amplitud tanto de la onda compresional como la de corte y en el modo “Wigle”(donde se puede observar los primeros arribos de todo el tren de ondas), claramente se ven los quiebres (“chevron”), indicándonos una zona de microfracturamiento, siendo corroborado luego con el resultado del ensayo donde se obtuvo una surgencia por 12mm con una PDB de 240 psi de 1880 lts/hora de Ag, 85% Po 15 % y Gas. (ver figuras 11,13,15).



En el Punzado 2 nuevamente las porosidades obtenidas de la interpretación convencional, están por debajo del 10 %, el registro de la imagen ultrasónica (UBI), es coincidente con la información aportada por el DSI (sónico dipolar) donde aquí, también se pudo observar pérdidas en la amplitud en el VDL y los “chevron” en el modo Wiggle, como resultado del punzado y una fractura ácida posterior al mismo, este nivel quedó con una producción de 2400 lts/h de Po 70 % A: 30 % . Aquí es importante conocer que la decisión de realizar los punzados 1 y 2 estuvo totalmente influenciada a los cambios observados en la imagen de pozo, la información aportada por el sónico dipolar, y la mejora en la movilidad del resonancia magnética. El pozo en la actualidad produce de este último punzado. (ver figura 12,14,16)



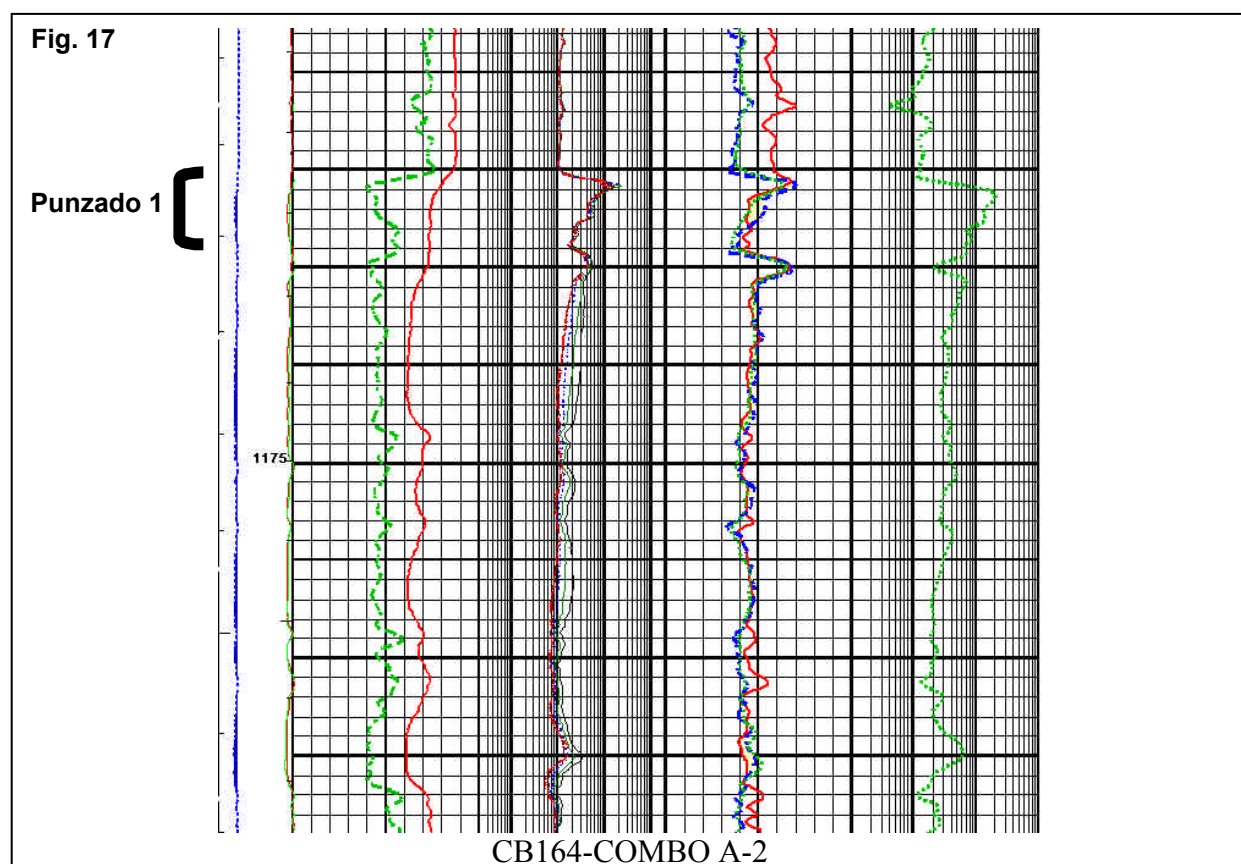
Por último y aún no tratándose de litologías no convencionales sino de areniscas, se mostrará un ejemplo reciente para que se visualice, hasta donde evolucionó la metodología propuesta.

Cerro Bandera xp-164

El Objetivo del pozo Exploratorio fue investigar anomalías de amplitud sísmica, para la Fm Challacó (Fm Lajas en el ámbito del Yacimiento Cerro Bandera, ubicado al SO de la Dorsal de Huincul).

El arreglo de perfiles que se registraron en este sondeo fue similar a los ya comentados, la diferencia con el ejemplo anterior estuvo dado en que la imagen registrada fue microresistiva.

El primer tramo de interés corresponde al Punzado N° 1 1164/1161.5 mbbp, (**ver figura 17**) la litología esta representada por Areniscas, en general de grano medio a fino, este nivel corresponde a lo que sísmicamente, se conoce como anomalía Inferior.



Este intervalo se caracteriza por porosidades efectivas del resonancia magnética de alrededor 8% promedio y valores de permeabilidad Timur Coates que oscilan en los 10mD, se observan déficit en los valores de las porosidades de la resonancia, por la presencia de gas, por debajo de esta profundidad la calidad del reservorio es menor.

Del análisis de los módulos elásticos, que provienen del sónico dipolar (poisson) solo se presenta una atenuación en el intervalo 1161/1169 mbbp, coincidiendo con el sector con el déficit de porosidades antes mencionado para el NMR.

En el crossplot VPVS vs. DTCO (**Ver gráfico 20 a**), se observa que la nube de puntos tiene una tendencia no muy marcada, hacia la zona de gas, esto confirma la presencia de este fluido en un reservorio con bajas porosidades.

Un ensayo posterior a esta profundidad produjo leve gas inicialmente, una fractura posterior involucró, un espesor mayor de formación quedando este intervalo como productor de Hidrocarburos.

La zona correspondiente a lo que sísmicamente, se llama anomalía superior y corresponde al tramo 854/844 mbbp punzado 4, (**ver figura 18**). Aquí la litología esta representada por Areniscas de grano medio hasta conglomerádicas, las porosidades efectivas estan alrededor de un 10% con permeabilidades de Timur-Coates de 20 a 40 mD, aquí también se observa déficit en las porosidades de 2 a 5 p.u..

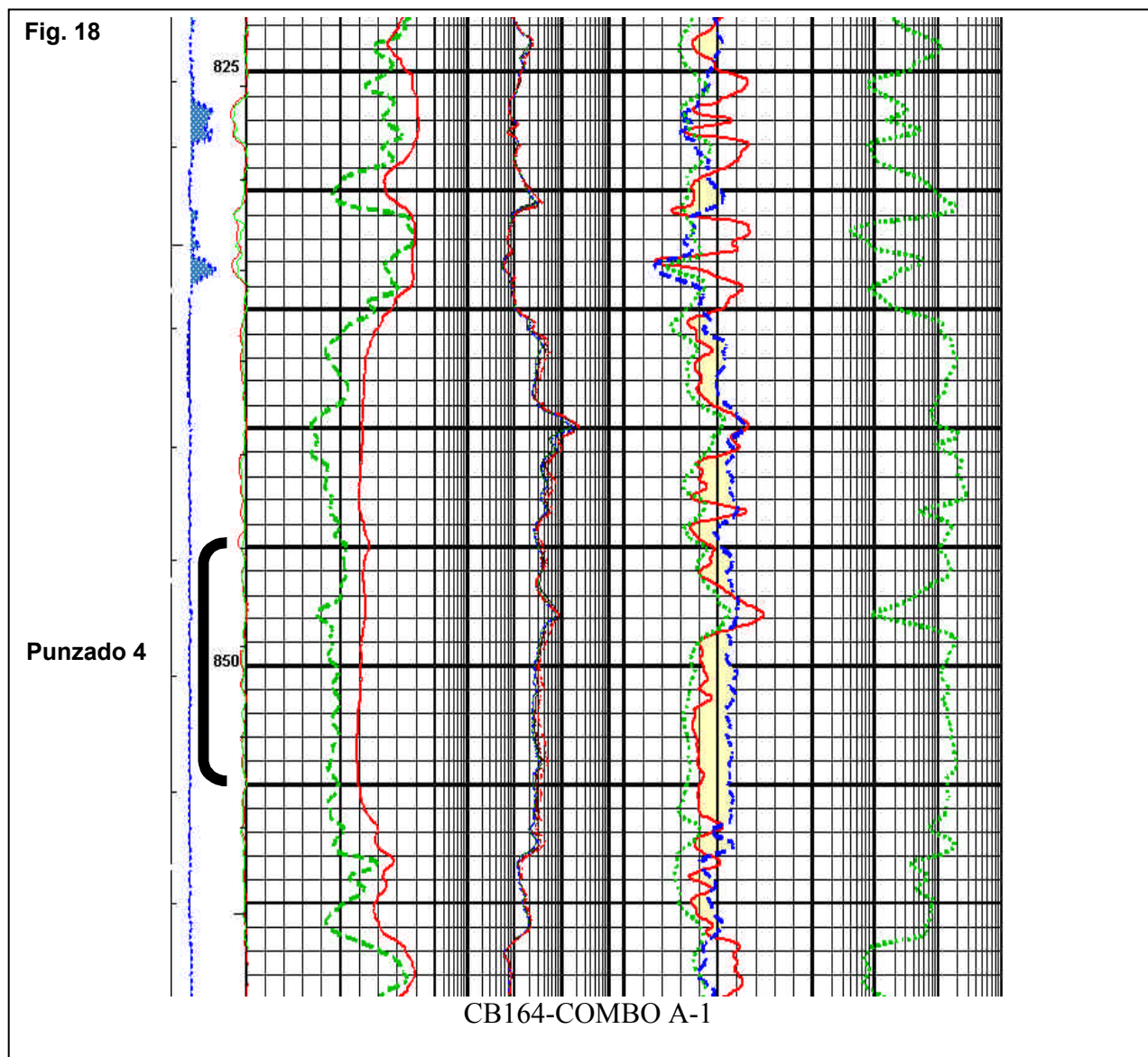


Fig. 19

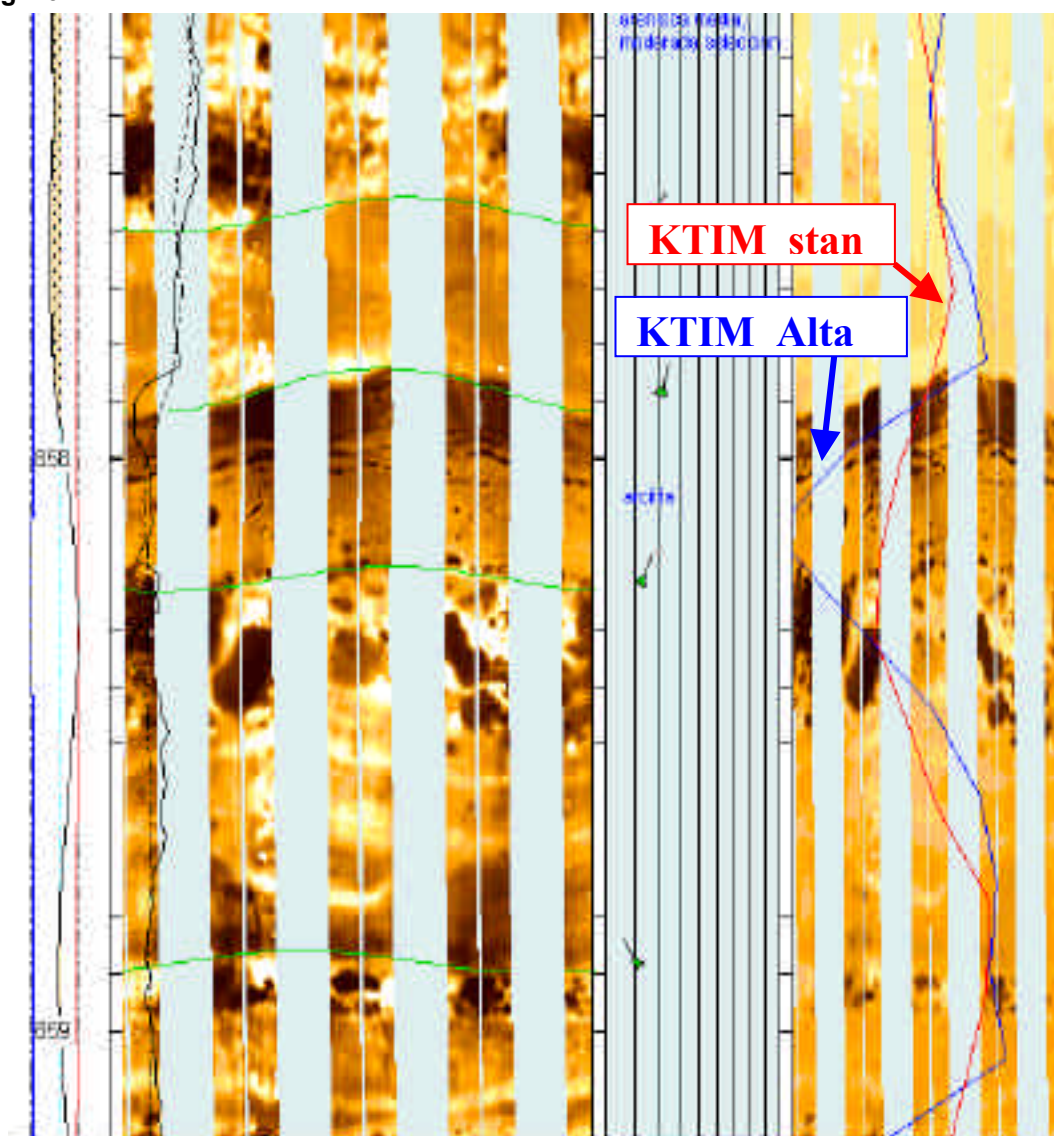
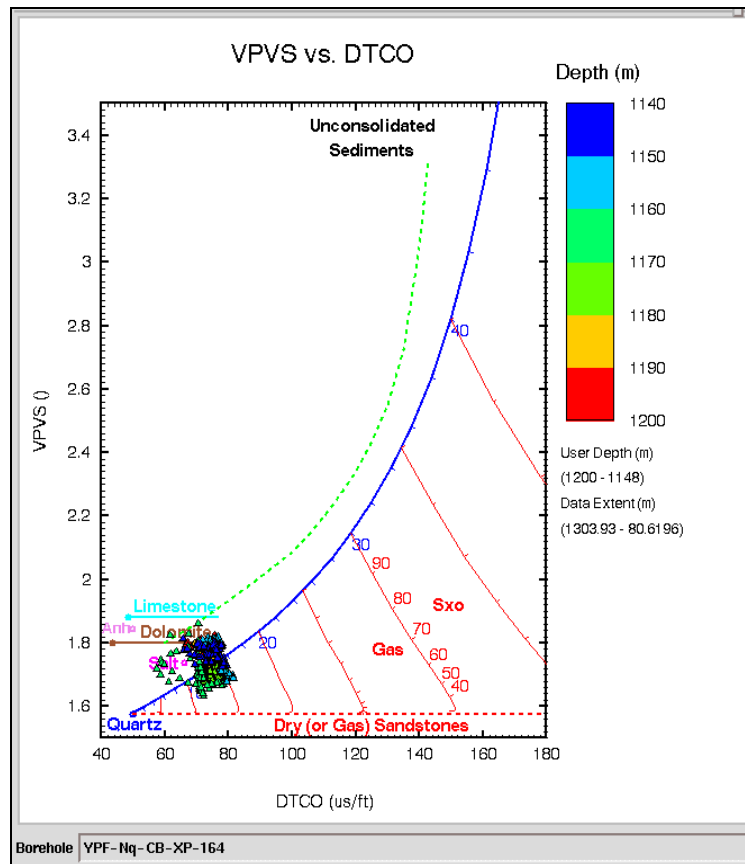


Fig. 20



La relación de poisson muestra una caída coincidente con el déficit de las porosidades de la resonancia magnética.

Las curvas de alta resolución, muestran una relativa buena continuidad en el reservorio con intercalaciones delgadas, que quizás no comprometen la comunicación vertical, es este procesamiento (alta resolución), donde es posible identificar una continuidad relativamente uniforme del reservorio en la vertical con presencia de intervalos de unos 30 cm con características de barrera, que se confirman con la observación de las imágenes. (figura 19)

Por otro lado los resultados de la identificación de fluidos mediante el método MRF con Resonancia Nuclear permitió reconocer la existencia de gas por estaciones tomadas dentro de este intervalo. (ver figuras 21a y b).

Fig. 21a

MRF Analysis Summary

YPF.Nq.CB.xp-164

DEPTH (m)	PHE (%)	SXO	Viscosity (cp)	χ^2 (%)	Comments (ver comentarios abajo)
836.5(A)	0	N/A	-	1.00	Positive Gas
836.5(B)	0	0.74	0.9	1.00	Positive Petroleum Resins
840	5	-	0.9	1.15	Possible Hydrocarbon, High potential aggregation/diffusion
850	15	0.98	N/A	1.04	~10% saturation of Agua o hidrocarburo completamente Lavado
1181	5	-	N/A	1.11	Possible Hydrocarbon, High potential aggregation/diffusion
1170	7	0.93	N/A	1.08	~10% saturation of Agua o hidrocarburo completamente Lavado
1211	5	0.7	N/A	-	Possible Hydrocarbon, High potential aggregation/diffusion

(*) Chi-squared factor: A chi-squared factor of 1, implies perfect agreement between calculated and

MRF @ 836.5 m (Water/Oil model)

Station Depth (m):	836.496			
Fluid Model:	Water/Oil			
Polarization Time (s):	5	5	5	5
Number of Echoes:	5000	600	300	200
Echo Spacing (us):	200	2000	4000	6000
	Water	Oil		
T2 Minimum (ms):	0.3	20		
T2 Maximum (ms):	3000	1600		
Number of Components:	30	20		
	Water	Free Water	Bound Water	Oil
Volumes (f13/f13):	0.107	0.059	0.048	0.037
Saturations (f13/f13):	0.742			0.258
T2 Log Mean (ms):	31.5			419.9
Viscosity (cp):				0.900
Computed T1/T2 Ratio:	1.58			
Timur/Cosins Perm (mD):	17.30			
Overall Chi Square:	1.09			
Overall R Square:	0.922			
Individual Chi Squares:	1.10	1.09	1.14	1.01
Individual R Squares:	0.932	0.839	0.687	0.579

MRF @ 836.5 m (Water/Oil model)

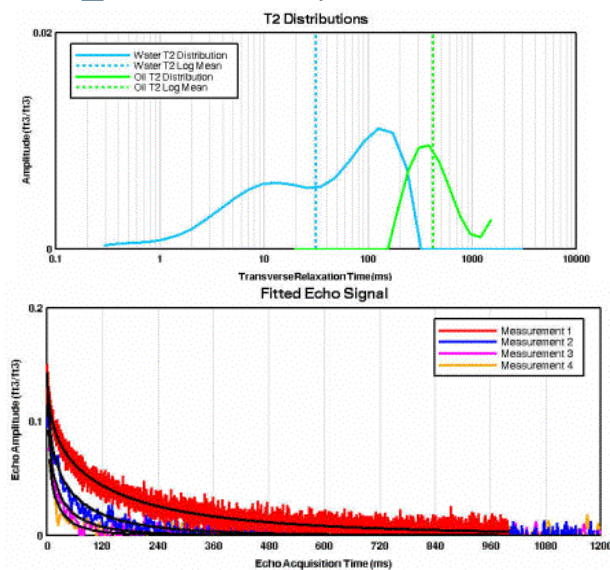
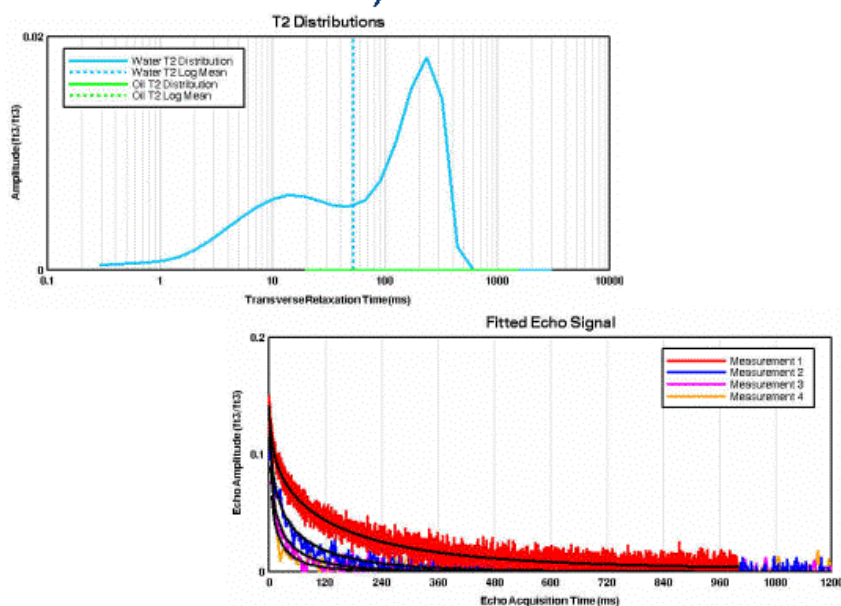


Fig. 21b

MRF @ 836.5 m (Water/Gas/Oil model)

Station Depth (m):	836.496						
Fluid Model:	Water/Oil/Gas						
Polarization Time (s):	5	5	5	5			
Number of Echoes:	5000	600	300	200			
Echo Spacing (us):	200	2000	4000	6000			
	Water	Oil					
T2 Minimum (ms):	0.3	20					
T2 Maximum (ms):	3000	1500					
Number of Components:	30	20					
	Water	Free Water	Bound Water	Oil	Gas	OBMF	Total
Volumes (f13/f13):	0.133	0.085	0.048	0.001	0.037		0.172
Saturations (f13/f13):	0.776			0.006	0.218		
T2 Log Mean (ms):	52.0						
Viscosity (cp):							
Computed T1/T2 Ratio:	1.00						
Timur/Coses Perm (mD):	57.22						
Overall Chi Square:	1.09						
Overall R Square:	0.922						
Individual Chi Squares:	1.10	1.05	1.14	1.01			
Individual R Squares:	0.931	0.845	0.687	0.578			

MRF @ 836.5 m (Water/Gas/Oil model)



En el crossplot VPVS vs. DTCO, se observa que la nube de puntos tiene un franco deslizamiento hacia la zona de gas, con valores de la relación por debajo de 1.6, esto nos confirma la presencia de este fluido, en un reservorio con mejores condiciones petrofísicas que el tramo inferior. **(ver grafico 19 b)**

Este tramo fue ensayado y quedo por orificio de 20mm QG: 122.973 m³/día Q Condensado: 0,328 m³/día QA: 10,59 m³/día PDB:387 psi. Quedando este intervalo como productor de gas rico.

Reafirmamos con esta evaluación que:

- Σ La metodología experimentada permitió seleccionar las mejores capas, aún con las características petrofísicas descriptas.**
- Σ Se avanzó en el mejoramiento de la toma de decisión, siendo muy importante los datos incorporados en la perforación bajo balance (UBD). (I.Adamache, D. G. García 1997)**
- Σ La aproximación al conocimiento del entorno de las propiedades petrofísicas, mediante el análisis de parámetros dinámicos, permitió mejorar los pronósticos.**
- Σ La eliminación del daño ($St=0$) como variable incógnita, es una de las claves para el éxito del punto anterior en los pozos perforados en bajo balance (UBD) (García Daniel G., Moreyra J.D. 2002)**
- Σ El mejoramiento de la productividad de estos reservorios, sólo es posible por incremento de radio efectivo (estimulación a caudal).**
- Σ Los tiempos y costos de la campaña confirman una tendencia a la disminución de los mismos respecto a la metodología convencional, especialmente en la completación del pozo y debido además a la nuevas configuraciones de las herramientas.**
- Σ La información registrada durante la completación, corrobora el alto grado de confiabilidad de las propiedades estimadas por esta técnica, al pronóstico inicial realizado.**
- Σ Se confirma esta metodología como una nueva alternativa para el desarrollo de estos proyectos puesto, que una caracterización rápida del reservorio (con el uso directo de la información en el campo, en muchos casos del Raw Data), nos permite seleccionar mas eficientemente las zonas a evaluar, aplicando la metodología que nos brinda el uso de la información estática que provee la combinación del Sónico Dipolar e Imágenes de pozo, con la información dinámica de los Ensayadores de Formación Modulares (MDT) y los parámetros dinámicos obtenidos en forma indirecta de la Resonancia Magnética Nuclear, junto a la discriminación de fluidos realizadas con la misma.**

Referencias Bibliográficas

I.Adamache, D. G. García, J Moreyra, N Munro, J Saponja **“An Exploratory Type Well Drilled Underbalanced in an Overpressured Gas Reservoir in Argentina” - Vertical Well. YPF Nq RDM e-2. Rincón del Mangrullo Field Neuquen Argentina.**” Presentado en el III International Underbalanced Drilling Conference (The Hague, Netherland 8-9 October 1997.) BIP N° 55 Septiembre 1998

Moreyra Juan D., García Daniel G. **“Evaluación mediante tecnología UBD (Underbalanced Drilling) de 2 pozos exploratorios, (BCo.x-3 ST y CSn.x-1 ST), con reservorios de baja permeabilidad y sobrepresionados en la Cuenca Neuquina.”** Presentado en el Congreso de Producción 2000. III Congreso Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo. (Puerto Iguazú 8-12 Mayo 2000) BIP N° 64 Diciembre 2000.
Presentado además en en 1° Congreso Técnico Mundial de E&P de Repsol-YPF. Madrid 24/27 Septiembre 2001

García Daniel G., Moreyra J.D. **“Evaluación mediante tecnología UBD (Underbalanced Drilling) de un pozo exploratorio, (ECoOx-1), de baja permeabilidad y sobrepresionado, en la Cuenca Neuquina”.** Presentado en las Jornadas de Producción de Hidrocarburos de Arenas Consolidadas y Cerradas IAPG Neuquen 27/10/2000.

García Daniel G., Moreyra J.D. **“Tecnología UBD para la exploración de Tight Sands en la Cuenca Neuquina”. Evaluación de resultados después de 11 Pozos.** Presentado en el XIII Congreso Latinoamericano de Perforación (Caracas Venezuela 11/14/11/2002)

J.D.Moreyra, J.Robles: **A Different Approach to Evaluate Wells During Drilling and Completion Operations in Geopressurized Reservoir. SPE 69618.** Presentado en el LACPEC Bs As Argentina Marzo 2001.

Bustos ,U y Ortín A. **Proyecto Precuyano: Campo Cupen Mahuida** Trabajo Inédito 2002

Bermudez, A. y D. Del Pino, 1998. **Estudio de Testigos Coronas de rocas ígneas intrusivas reservorios de hidrocarburos y de las secuencias extrusivas del Volcán Auca Mahuida.** Informe Interno. YPF S.A. Neuquén, Argentina.

T.J. Plona **Using Acoustic Anisotropy SPLWA June 2000**

Domínguez R. Ibáñez A. Bustos U. 2002 **Identificación de Hidrocarburos mediante NMR –**

Agradecimientos

Los autores agradecen al Gerencia de Exploración y Desarrollo de la UNAO de Repsol YPF por la autorización del trabajo, y a los siguientes profesionales que colaboraron en la ejecución del proyecto: Antonio Prioretta, Graciela Olea y Fernando Ocampo.

Agradecen la lectura crítica efectuada por el Lic. José Loza.