

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PETROFÍSICA APLICADA A LA CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO CENTENARIO, NEUQUÉN, ARGENTINA.

Gustavo Perez, Halliburton Company
Aldo Montagna, Perez Companc S.A.
Jorge Zumel, Pluspetrol E&P

RESÚMEN

Existen muchos ejemplos de yacimientos maduros, con una buena cantidad de pozos perforados y una acumulada de producción importante; con estudios de diversas épocas, en general parciales e incompletos.

Es común que los mismos presenten un interesante potencial de reservas remanente. De allí surge la necesidad de una caracterización actualizada. Tal es el caso del yacimiento aquí estudiado, ubicado en el área de la Dorsal Neuquina, Neuquén, Argentina.

En general presentan información variada e incompleta, situación ésta que dificulta el arribo a resultados consistentes y confiables.

En este informe se muestra una metodología de trabajo para la obtención de parámetros petrofísicos, en un yacimiento con más de un centenar de pozos y solamente 6 testigos coronas correspondientes a distintas unidades de flujo dentro de los reservorios presentes.

El problema principal en este tipo de situaciones es la gran variación existente entre los conjuntos de perfiles adquiridos en los distintos pozos y las diferentes tecnologías utilizadas en las distintas épocas en que fue adquirida la información. A ello se sumó, en el presente caso, la fuerte heterogeneidad de los reservorios estudiados, expresada en conglomerados y areniscas de variado grado de consolidación.

La metodología utilizada se basó en el método inverso de interpretación de perfiles.

Este método permitió obtener modelos de interpretación aplicables a cada condición de información de pozo disponible. Estos modelos se desarrollaron en base a un conjunto de pozos con información completa de perfiles y coronas, fueron validados en esos mismos pozos, utilizando conjuntos reducidos de información y luego aplicados en el resto del yacimiento.

En el proceso de validación de resultados fueron utilizados los datos disponibles de testigos corona, la información de producción y algunos perfiles de resonancia magnética disponibles en el área.

OBJETIVOS

- A) Obtención de parámetros petrofísicos consistentes y suficientes para utilizar en el proceso de caracterización de reservorios.
- B) Utilización de la información de perfiles de pozos independientemente de la cantidad y tipo de registros presentes en cada pozo, así como de las diferentes tecnologías utilizadas en las distintas épocas en que fue adquirida la información.
- C) Contar con una información petrofísica confiable para ser usada en el posterior proyecto de caracterización estática de reservorios a partir de la información sísmica 3D.

GENERALIDADES

El Yacimiento Centenario está ubicado en el sector S.E. de la Cuenca Neuquina, estando el área de estudio comprendida entre los paralelos 5.702.000 y 5.690.500, de latitud Sur; y los meridianos 2.558.500 y 2.570.000, de longitud este (Fig. 1.1).

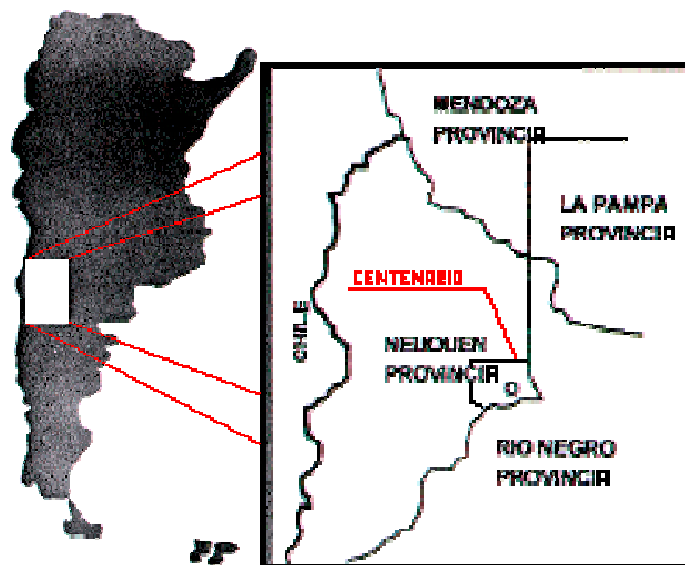


Fig. 1.1 Mapa de Ubicación

La columna estratigráfica estudiada está integrada por la Fm. Lajas (perteneciente al Gr. Cuyo), la Fm. Lotena (perteneciente al Grupo Lotena), y a la Fm. Tordillo (correspondiente al Gr. Mendoza). (Fig. 1.2).

Yacimiento Centenario					
Columna Estratigráfica					
GRUPO	FORMACIÓN	UNIDAD			
MENDOZA	QUINTUCO			●	○
	VACA MUERTA		▲	■	■
	CATRIEL			■	■
		VERDE		●	○
		AZUL		●	○
LOTENA	LOTENA	NA		●	○
		NB		●	○
		NC		●	■
		ND		●	○
		NE		●	○
CUYO	LAJAS	MAGENTA		●	○
		VIOLETA SUP:		●	○
		VIOLETA INF:		●	○
		MARRÓN		●	○
		OCRE SUP:		●	○
		OCRE INF:		●	○
	LOS MOLLES	AMARILLO		●	■
			▲	●	○

Fig. 1.2 Columna estratigráfica

Según Vail et al. (1978), pueden ser definidos como tres secuencias deposicionales separadas por discontinuidades estratigráficas asociadas a variaciones isostáticas. Las discordancias que definen estas secuencias son la Intramálmica (entre los Grs. Mendoza y Lotena), y la Intracaloviana (entre los Grs. Lotena y Cuyo).

Dentro de las secuencias hay definidas distintas unidades de flujo. En la Fm Lajas, las unidades presentes son el amarillo, ocre inferior, ocre superior, marrón, violeta inferior, violeta superior y Magenta. Por su parte, en la Fm. Lotena se han identificado las capas NE, ND, NC, NB y NA, mientras que en Tordillo las unidades definidas son la Verde y Azul (correspondientes a Fm. Sierras Blancas), y la Fm. Catriel.

Estas secuencias son regionalmente cubiertas por los depósitos marinos correspondientes a la Fm. Vaca Muerta, perteneciente al Gr. Mendoza.

GEOLOGÍA – AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN

Fm. Lajas.

Si bien las descripciones de corona son en general coincidentes en adjudicar estos depósitos a facies de abanico aluvial la geometría de los cuerpos mapeados se ajustan mejor a facies litorales. Efectivamente se observan claramente en todas las unidades analizadas formas elongadas paralelas a las antiguas líneas de playa. A su vez es característica la forma tipo embudo en el SP. No solamente las unidades son progradantes sino también la secuencia que va desde la Fm Los Molles hasta el tope de la Fm Lajas. Se trata de depósitos de conglomerados y arenas gruesas. Hacia la base se presentan con condiciones petrofísicas más desfavorables, con mayor presencia de feldespatos rosados, mientras que hacia el tope de la Fm mejoran los valores de permeabilidad, bajan los porcentajes de arcilla y los colores pasan a gris verdoso.

En general presentan pobre selección y clastos angulosos a subredondeados, con desarrollo de estratificación difusa y tonalidades claras (estarían indicando depósitos altamente oxidantes).

Fm. Lotena.

En ésta formación los cuerpos se hacen mas canalizados pero igualmente la geometría no cambia respecto a los cuerpos de Fm Lajas, se estima que puede haber alguna modificación ambiental pero sin salir del ambiente de playa.

Existen muy poca información de coronas. Se considera que los depósitos sedimentarios que caracterizan a esta secuencia corresponden a facies de canales anastomosados, caracterizados por flujos que se unen y separan sucesivamente. Todas las unidades presentes (NE, ND, NC, NB y NA), corresponden a depósitos que son caracterizados por la presencia de barras.

Litológicamente estas facies están representadas por variaciones que van de arenitas medias a conglomerados, depositadas bajo condiciones de alto régimen de flujo. Sus características más conspicuas son la presencia de clastos angulares, cambios texturales entre capa y capa, el grado de selección variable dentro de cada unidad, la falta de correlación entre el tamaño de grano y el espesor de las capas, y la casi ausencia de términos arcillosos.

Fm. Tordillo.

El ciclo superior de esta secuencia (Fm. Catriel), está caracterizado por la presencia de sedimentos eólicos de grano variable, con ausencia de términos psefíticos y pelíticos, buena selección de los depósitos.

Desde el punto de vista composicional son silicoclásticos, con estratificación cruzada como principal estructura.

Subyacente a la Fm. Catriel, está presente la Fm. Sierras Blancas, subdividida en las unidades de flujo Az y Vd. Corresponde a sedimentos fluviales, principalmente conformada por niveles psefíticos (ortoconglomerados), de grano fino a grueso con matrix arenosa que en parte genera grano soporte. La mayoría de los clastos son subredondeados, que pueden corresponder a depósitos resultantes de flujos de agua de moderada a alta velocidad, con variaciones de energía.

Sobreyacente a estos cuerpos conglomerádicos, presenta alternancia de niveles arenosos, areniscas conglomerádicos y conglomerados subordinados. Las arenitas presentan composición variable (con más de 15% de matrix arcillosa), mayormente conformadas por feldespáto potásico y líticos subordinados.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología utilizada se basó en el método inverso de interpretación de perfiles.

En el método convencional o determinístico de interpretación de perfiles, a partir de la información de registros de pozo y con el empleo de parámetros y ecuaciones predeterminadas (densidad de matrix y arcilla, resistividad del agua, ecuaciones de saturación (Archie, Simandoux, etc.), se obtienen como resultado un conjunto de parámetros petrofísicos (porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc.) (Fig. 2.1).

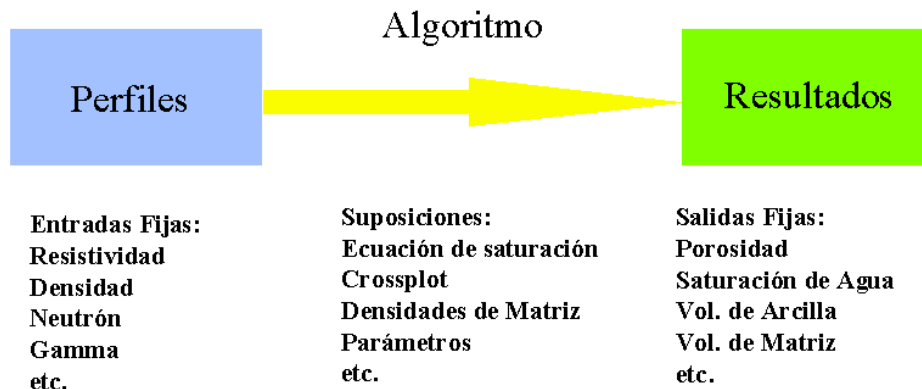


Fig. 2.1 Interpretación con métodos determinísticos

Generalmente, en esta técnica los datos son parcialmente usados, no se tiene un control de la calidad de los resultados y éstos están sujetos a la aplicación de un solo modelo interpretativo.

El método inverso de interpretación de perfiles o método estadístico, utiliza las ecuaciones de respuesta de las herramientas para definir la respuesta teórica de cada herramienta de perfilaje como función de las variables de la formación. El analista especifica las mediciones disponibles y utiliza el conocimiento local como restricción sobre las ecuaciones.

De este modo, el análisis se adapta a mediciones específicas, al conocimiento y a los requerimientos específicos. El método determina a través de técnicas de minimización de errores, la solución que crea la menor diferencia entre la respuesta teórica a partir de las ecuaciones de las herramientas, y las mediciones realmente hechas. En este momento, el resultado obtenido es el óptimo para la información disponible. (Fig. 2.2)

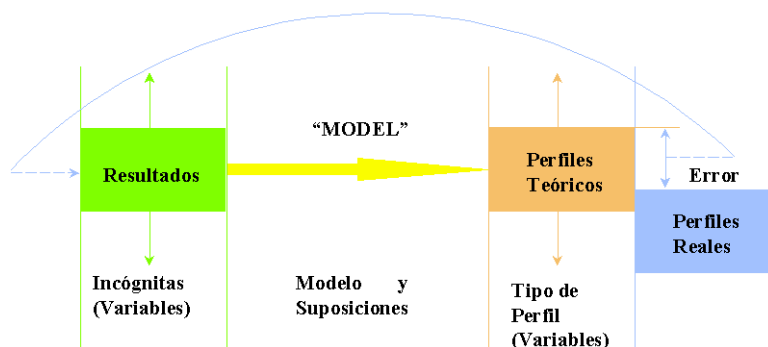


Fig. 2.2 Interpretación con métodos estadísticos

Esto es, partiendo de modelos geológicos - petrofísicos predeterminados (los cuales pueden armarse con todos los datos disponibles: afloramientos, coronas, ensayos de pozos, ensayos de producción, etc.), y utilizando las ecuaciones de las herramientas de perfilaje de las distintas compañías, se obtiene la respuesta teórica de cada herramienta para dicho modelo.

A partir de allí, con el concurso de técnicas de optimización estadísticas se minimizan las diferencias entre la respuesta teórica de la herramienta y el dato medido en el campo, optimizándose el modelo geológico - petrofísico asumido.

En el caso de las distintas unidades de flujo evaluadas en el yacimiento Centenario (correspondientes a las Fms. Tordillo, Lotena y Lajas), se partió de un modelo predeterminado a partir de información litológica, de porosidad y saturación.

La determinación del modelo litológico se basó fundamentalmente en los estudios petrográficos de testigos coronas, de los cuales se determinó un patrón de areniscas lítico - feldespáticas, con predominancia de feldespato potásico y presencia de plagioclasas subordinadas.

Por su parte, para la confección del modelo de porosidad se trabajó con estudios petrofísicos de testigos coronas, perfiles de resonancia magnética y gráficos de interrelación interactivos en aquellos pozos con los tres perfiles de porosidad (Sónico, Neutrón y Densidad).

Por último, para la determinación del modelo de saturación, se procedió a ajustar los exponentes de cementación y saturación a partir de ensayos en testigos coronas y ensayos de terminación, mientras que la salinidad del agua de formación fue determinada a partir de ensayos de terminación.

DESARROLLO

En el área de estudio existen un poco más de un centenar de pozos y solamente 6 testigos coronas correspondientes a distintas unidades de flujo dentro de los reservorios presentes.

El problema principal encontrado fue la gran variación existente entre los conjuntos de perfiles adquiridos en los distintos pozos y las diferentes tecnologías utilizadas en las distintas épocas en que fue adquirida la información. A ello se sumó, en el presente caso, la fuerte heterogeneidad de los reservorios estudiados, expresada en conglomerados y areniscas de variado grado de consolidación.

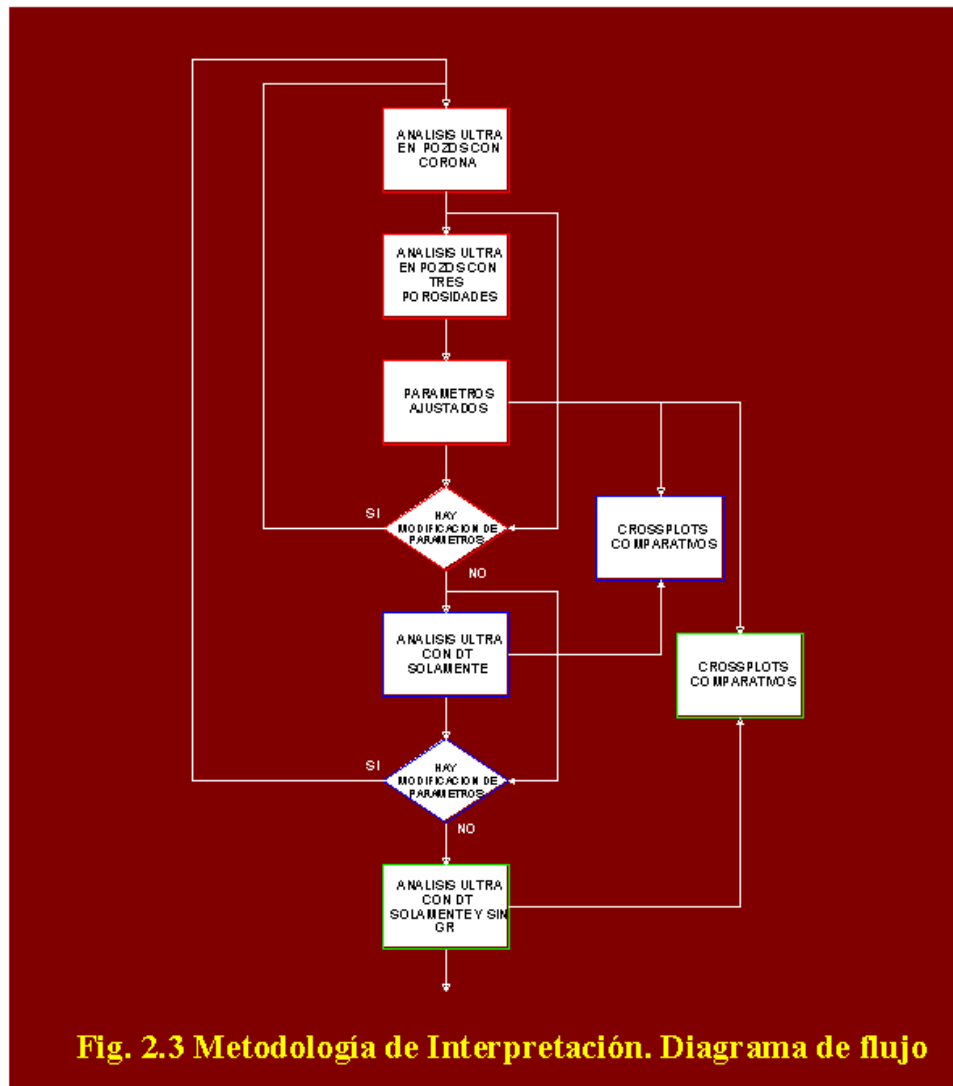
Del desarrollo del trabajo se obtuvo en primera instancia modelos de interpretación aplicables a cada condición de información de pozo disponible. Estos modelos se desarrollaron en base a un conjunto de pozos con información completa de perfiles y coronas, fueron validados en esos mismos pozos, utilizando conjuntos reducidos de información y luego aplicados en el resto del yacimiento.

El primer paso consistió en agrupar los pozos según el tipo de información disponible. El resultado de esto fue la división en cuatro conjuntos de pozos, cada uno caracterizado por la siguiente información:

- Conjunto N° 1: Pozos con testigos corona. Estos pozos tienen además un conjunto completo de perfiles. Este conjunto está compuesto de tres pozos.
- Conjunto N° 2: Pozos con un conjunto completo de perfiles. Esto significa, tres perfiles de porosidad (Densidad, Neutrón y Sónico), rayos gamma y resistividad. Este conjunto está integrado por 6 pozos.
- Conjunto N° 3: Pozos que solamente tienen sónico como perfil de porosidad y disponen además, de perfil de rayos gamma y resistividad. Este conjunto está compuesto por 40 pozos.
- Conjunto N° 4: Pozos con sónico y resistividad. La diferencia con el conjunto N° 3 es que aquí no se dispone de perfil de rayos gamma. Debido a la importante cantidad de feldespato potásico presente en las arenas, el perfil de rayos gamma fue considerado muy importante en la evaluación. Por lo tanto los pozos en los que no se dispone de este registro, deben ser considerados como otro conjunto. Este conjunto está compuesto por 50 pozos.

Para la evaluación petrofísica utilizando métodos estadísticos es necesario definir los modelos de interpretación y un conjunto de parámetros ajustados a las condiciones del reservorio.

El objetivo del trabajo es obtener el modelo adecuado para cada uno de los conjuntos de pozos definidos anteriormente y un conjunto de parámetros único para todos los pozos. Para esto se utilizaron los pozos con coronas y aquellos que disponen de un programa de perfiles completo. (Conjuntos N° 2 y N° 3).



La Fig. 2.3 muestra el diagrama de flujo que describe la metodología aplicada.

En primera instancia, se trabajó con el conjunto N° 1, del cual se utilizaron los datos de coronas y todos los perfiles disponibles. La aplicación del método estadístico de evaluación petrofísica permitió definir un modelo de análisis con su conjunto de parámetros correspondientes, que obtuvo resultados ajustados a los datos de coronas.

A continuación se incluyeron en el proceso los pozos del conjunto N° 2, a los cuales se aplicó el modelo y conjunto de parámetros obtenidos previamente. Algunos ajustes menores en los parámetros fueron necesarios para lograr errores mínimos. Con estos nuevos parámetros se reprocesaron los pozos del conjunto N° 1 y los resultados comparando las porosidades obtenidas del análisis de perfiles con las porosidades obtenidas del análisis de coronas, se muestran en la Fig. 2.4

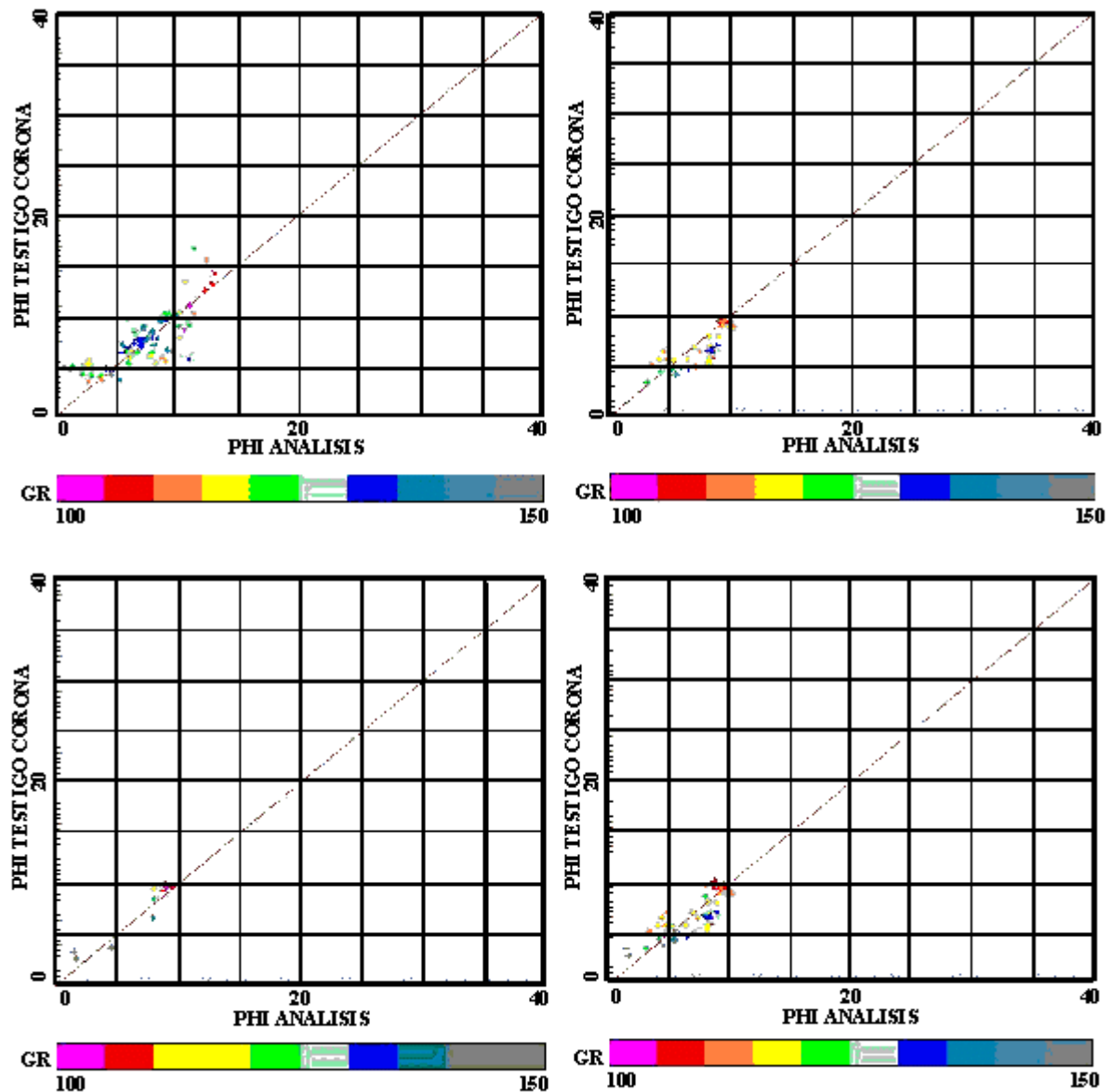


Fig. 2.4

En este punto los conjuntos de pozos N° 1 y N° 2, totalmente evaluados, con un análisis petrofísico que consideramos se ajusta a la realidad. Por lo tanto queda definido el modelo y el conjunto de parámetros a utilizar para estos conjuntos de pozos.

A continuación debemos analizar los conjuntos N° 3 y N° 4, es decir los pozos con un programa reducido de perfiles.

La técnica consiste en utilizar los conjuntos de pozos N° 1 y N° 2 con un conjunto reducido de información, de manera de asimilarlos a los conjuntos N° 3 y N° 4.

De este modo trabajamos con un conjunto de pozos que ya han sido evaluados y por lo tanto conocemos su interpretación petrofísica, y los cuales vamos a re-evaluar tomando solo un conjunto limitado de información. El siguiente paso consiste en ajustar el modelo de evaluación de manera de reproducir los resultados obtenidos cuando los pozos fueron evaluados originalmente.

El método inverso de evaluación de perfiles simplifica la realización de este trabajo, ya que es flexible en cuanto a los modelos de evaluación, al tiempo que permite utilizar todos los perfiles disponibles o solamente los que se quieran utilizar.

Los resultados de este proceso se muestran en las Fig. 2.5 y 2.6 como comparación entre las porosidades obtenidas del análisis con todos los perfiles versus las porosidades obtenidas con el programa reducido de perfiles, para los pozos de los conjuntos N° 1 y N° 2.

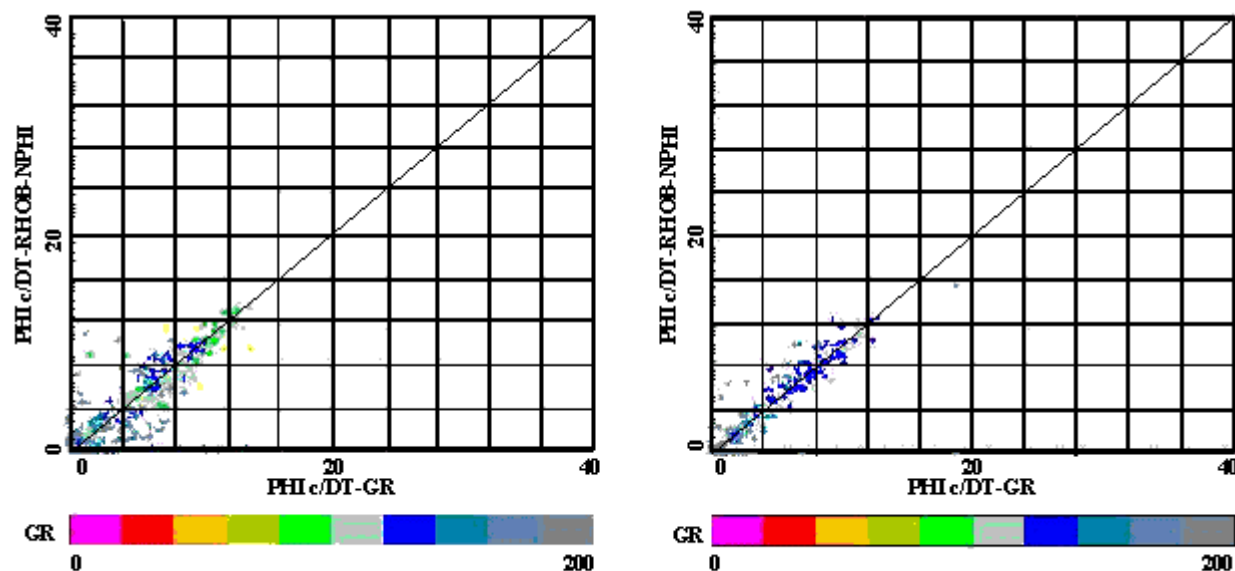


Fig. 2.5

La Fig. 2.5 muestra los gráficos de interrelación para dos pozos del conjunto N° 2, comparando las porosidades obtenidas de analizar el pozo utilizando todos los perfiles (eje vertical) con las porosidades obtenidas de analizar el pozo con un programa de perfiles que emula las características del conjunto N° 3 (eje horizontal).

La misma comparación se muestra en la Fig. 2.6, pero ahora el eje horizontal muestra las porosidades obtenidas de analizar los pozos con un programa de perfiles que emula las características del conjunto N° 4.

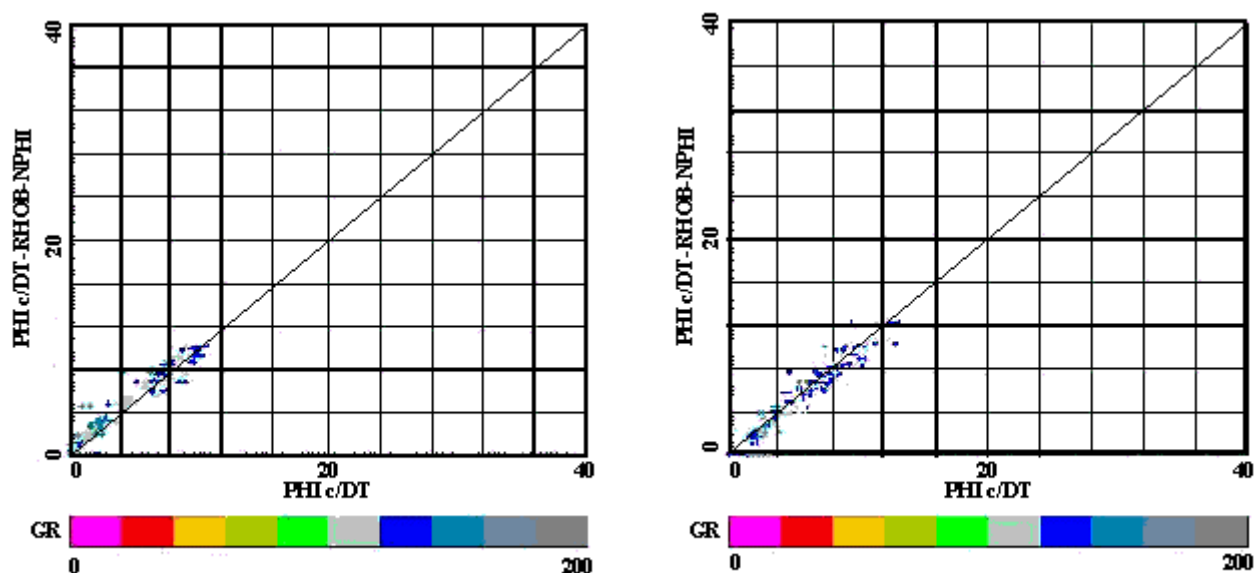


Fig. 2.6

El hecho de haber obtenido resultados consistentes para los distintos modelos utilizados en la evaluación de los pozos de los conjuntos N° 1 y N° 2, transmite confiabilidad a la hora de aplicar estos modelos a la evaluación del resto de los pozos del yacimiento.

VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Una vez interpretados todos los pozos se tuvo una base de datos con la información petrofísica - litológica de todos los pozos evaluados.

Al mismo tiempo se evaluó la información sísmica 3D del área con el mismo detalle que la interpretación de perfiles (a nivel unidad de flujo).

Si bien no es el objetivo del presente trabajo ahondar en detalles de la caracterización de reservorios realizada en su conjunto, sino detallar la metodología de interpretación de perfiles utilizada; se hará una pequeña referencia a la misma ya que en los resultados de la caracterización se encontró la validación de la evaluación petrofísica en cuestión.

Así, se realizó un análisis geoestadístico de los datos petrofísicos y la información sísmica para hallar la relación entre los distintos parámetros obtenidos (Sw , $Phie$, VCI , K , etc.), y la información sísmica (amplitud, fuerza de la reflexión, frecuencia instantánea, etc.).

Se encontró una muy buena correlación entre la porosidad de perfiles y el atributo fuerza de reflexión, por lo que se utilizó dicho atributo de traza compleja para “extrapolar” la porosidad, entre los pozos.

Las figuras 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 muestran los mapas de porosidad correspondientes a distintas unidades de flujo, donde en los pozos se respetó el valor obtenido de la interpretación de perfiles por el método inverso y entre ellos se utilizó un algoritmo basado en la fuerza de reflexión (obtenido del análisis geoestadístico), para realizar la extrapolación de porosidad.

Posterior al trabajo de caracterización, se realizaron dos sondeos de avanzada en el noroeste del yacimiento, y las porosidades encontradas de las unidades de flujo buscadas (fundamentalmente capas VD, NB, ND y MG), fueron para todos los casos dentro del orden de lo calculado.

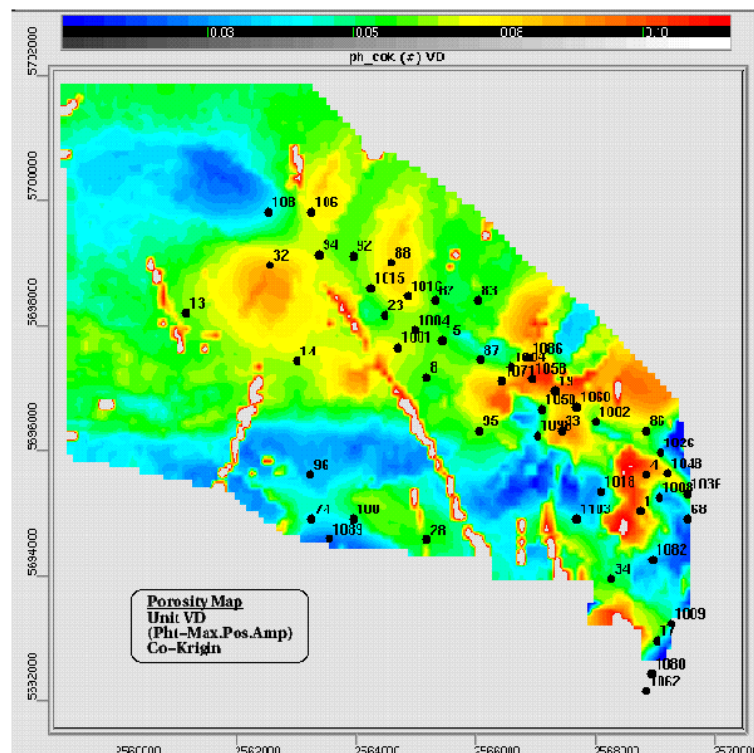


Fig 3.1

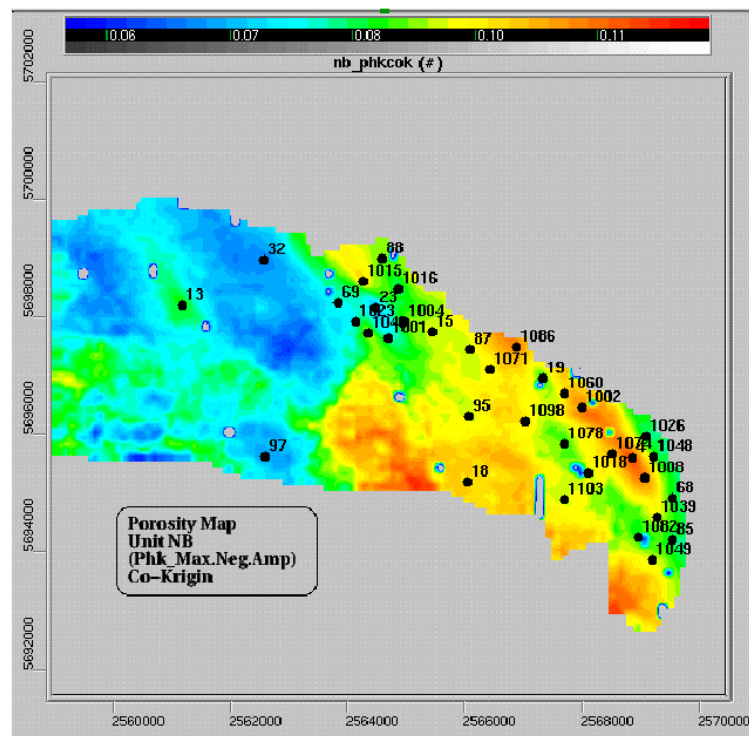


Fig. 3.2

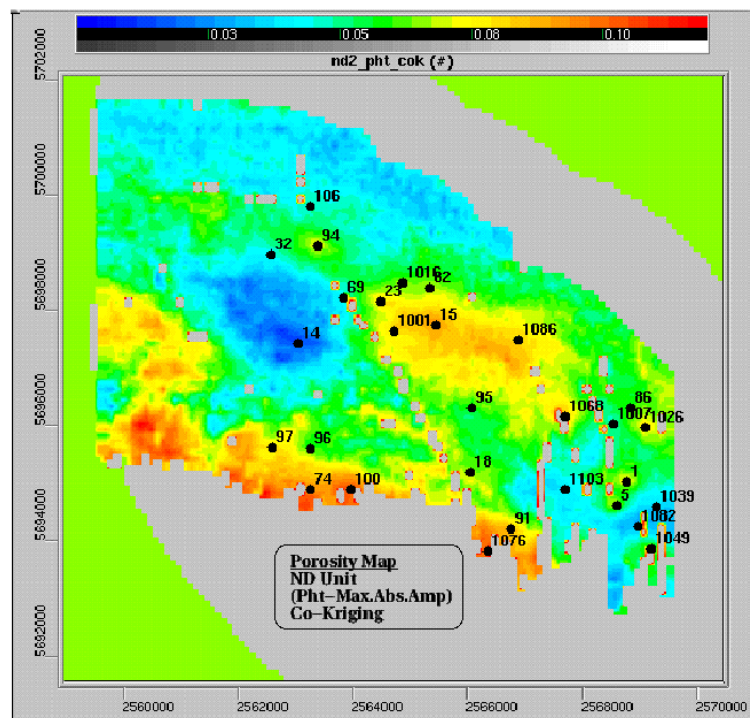


Fig. 3.3

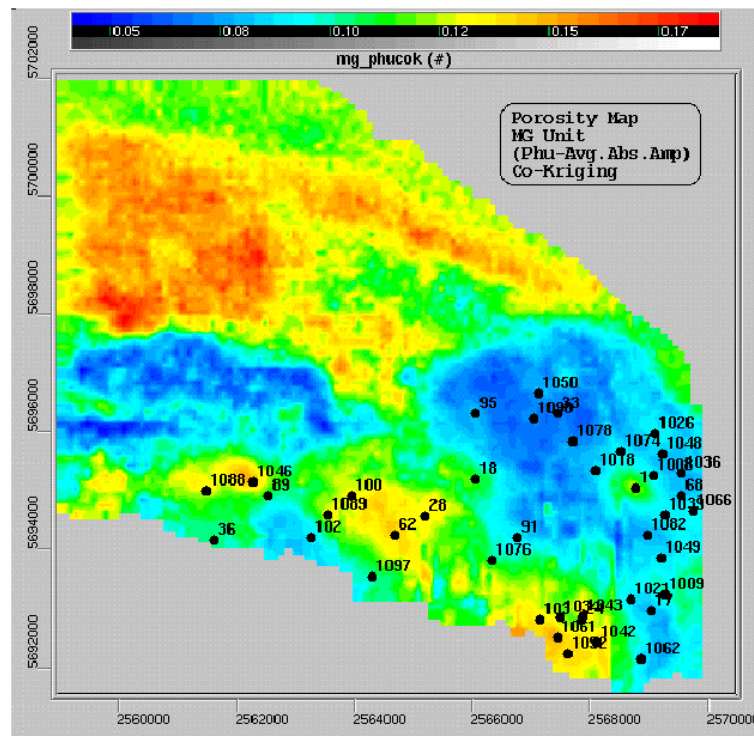


Fig. 3.4

DESCRIPCIÓN DE FIGURAS

- Fig. 1.1 Mapa de Ubicación.
 Fig. 1.2 Columna Estratigráfica.
 Fig. 2.1 Interpretación de perfiles con métodos determinísticos.
 Fig. 2.2 Evaluación petrofísica con métodos estadísticos.
 Fig. 2.3 Metodología de evaluación petrofísica. Diagrama de flujo.
 Fig. 2.4 a,b,c,d Comparación entre los valores de porosidad obtenidos de la evaluación de perfiles con los valores de porosidad obtenidos de las coronas.
 Fig. 2.5 a,b Comparación entre los valores de porosidad obtenidos de la evaluación petrofísica con tres porosidades y los valores de porosidad obtenidos utilizando solo sónico como perfil de porosidad en el método estadístico. El conjunto de perfiles incluye rayos gamma.
 Fig. 2.6 a,b Comparación entre los valores de porosidad obtenidos de la evaluación petrofísica con tres porosidades y los valores de porosidad obtenidos utilizando solo sónico como perfil de porosidad en el método estadístico. El conjunto de perfiles no incluye rayos gamma.
 Fig. 3.1 Mapa de Porosidad Unidad VD.
 Fig. 3.2 Mapa de Porosidad Unidad NB.
 Fig. 3.3 Mapa de Porosidad Unidad ND.
 Fig. 3.4 Mapa de Porosidad Unidad MG.

CONCLUSIONES

- A) Los autores presentan una herramienta que permite la determinación de parámetros petrofísicos consistentes y una metodología para caracterizar estáticamente los reservorios a partir de la interpretación de perfiles eléctricos de pozos.
- B) El trabajo de normalización, ajuste e interrelación permitió obtener una base común de información en todos los pozos a pesar de la diversidad en cuanto a cantidad y tipo de registros presentes en cada sondeo, así como de las diferentes tecnologías utilizadas en las distintas épocas en que fue adquirida la información.

- C) Se obtiene un modelo petrofísico del área en estudio, con información de espesor, relieve estructural, variaciones petrofísicas, etc., que puede ser usado para la ubicación de nuevos sondeos, optimización de la explotación o mejor planificación de una recuperación asistida.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su gratitud a Pluspetrol E&P por la autorización para utilizar el material presentado en este trabajo. Asimismo agradecen a Halliburton Company, Perez Companc y Pluspetrol por el tiempo utilizado en la confección del presente trabajo técnico.

REFERENCIAS

1. Albery, M., Hashmy, K.H., "Application of ULTRA Log Analysis", SPWLA 25th Annual Logging Symposium, June 10-13, 1984
2. Albery, M., Hashmy, K.H., "Use of Physical Samples and INVERSE Log Evaluation for Improved Formation Analysis", Nigerian Association of Petroleum Explorationists, Second Annual Conference, November 27-29, 1984.
3. Gysen, M., Mayer, C., Hashmy, K., "A New Approach to Log Analysis Involving Simultaneous Optimization of Unknowns and Zones Parameters", Internal, Gearhart Industries, Inc, Fort Worth
4. Carbone, C., "Estratigrafía del Grupo Cuyo en la Zona de la Dorsal Neuquina, Neuquén, Argentina", Informe inédito, 1994.