

VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Caracterización petrofísica del miembro Troncoso Inferior en el yacimiento Puesto Hernández, Neuquén, Argentina

Por **Andrés Krittian** y **Claudio Naidés**
de Petrobras Energía SA

El siguiente artículo recibió el premio al mejor trabajo técnico del Simposio “Evaluación de formaciones. Nuevas soluciones para viejos problemas”, presentado en el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos realizado en la ciudad de Mar del Plata del 15 al 18 de noviembre pasado.

Introducción

El yacimiento Puesto Hernández se encuentra ubicado en el ámbito de “engolfamiento” de la Cuenca Neuquina, cercano al sistema de sierra Pintada en el borde noreste de la cuenca (figura 1). En el mismo, la columna estratigráfica se encuentra desarrollada en forma completa aunque con espesores reducidos por la cercanía al borde de cuenca (2000m contra 6000m en el depocentro) (figura 2).

El miembro Troncoso, que es parte de la formación Huitrín (Legarreta, 1985; Legarreta y Gulisano, 1989), posee una sección inferior clástica (denominada informalmente en el ámbito del yacimiento *capa H*) que comprende extensos depósitos fluviales y eólicos, depositados sobre sedimentos marinos de plataforma correspondientes al miembro superior de la formación Agrio. Su edad se asigna al cretácico temprano (aptiano-albiano) y su depósito se vincula con un período de descenso relativo del nivel del mar.

Estas arenas constituyen uno de los reservorios más productivos del yacimiento Puesto Hernández y alcanzan altas recuperaciones tanto en la etapa de producción primaria como bajo inyección de agua.

Por encima de esta sección clástica y debido a una rápida trasgresión se deposita, en un mar hipersalino de una cuenca cerrada, el miembro (mbro) Troncoso Superior que corresponde a un período de mar alto. Está constituido principalmente por anhidritas y carbonatos asociados de origen evaporítico que conforman excelentes sellos para el entrapamiento de hidrocarburos en el mbro Troncoso Inferior.

En el yacimiento Puesto Hernández la orientación de los ejes de máximo espesor permeable para el mbro Troncoso Inferior presentan una marcada tendencia E-O. Estos ejes, asociados a fallas del mismo rumbo, se corresponden con los campos de dunas donde se pueden observar hasta 30m de espesor. La figura 3 muestra un mapa de frecuencias obtenido a partir de la sísmica 3D que presenta, de forma nítida, estos campos de dunas. Naidés y Barrionuevo

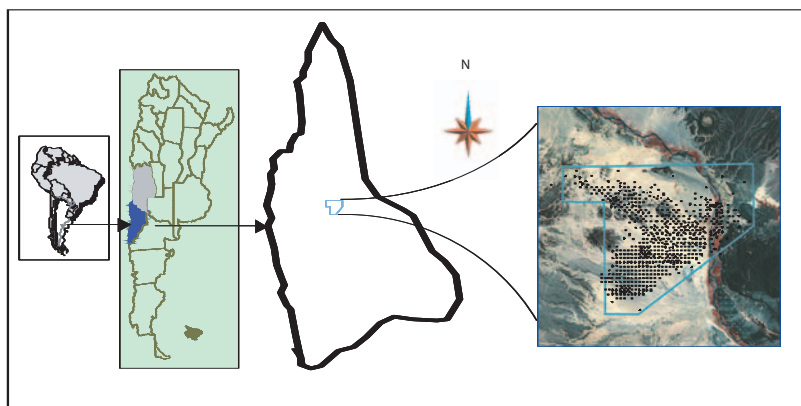


Figura 1. Ubicación del yacimiento Puesto Hernández en la Cuenca Neuquina

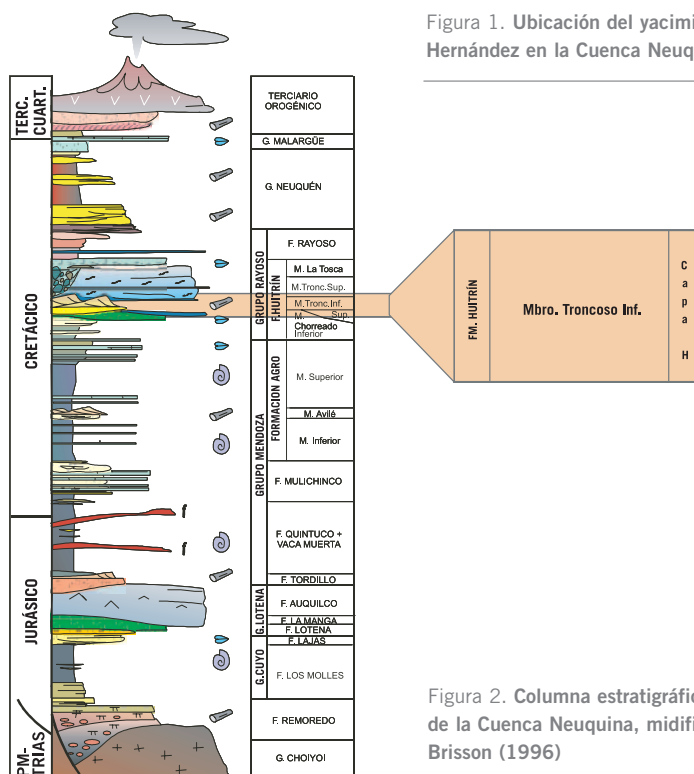


Figura 2. Columna estratigráfica sintética de la Cuenca Neuquina, modificada de Brisson (1996)

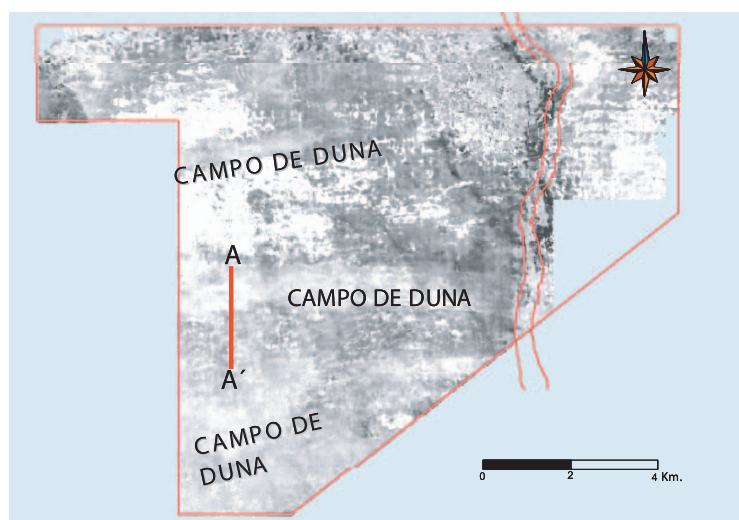


Figura 3. Mapa de frecuencias capa H a partir de sísmica 3D con traza de corte A - A'. (modificada de informe interno)

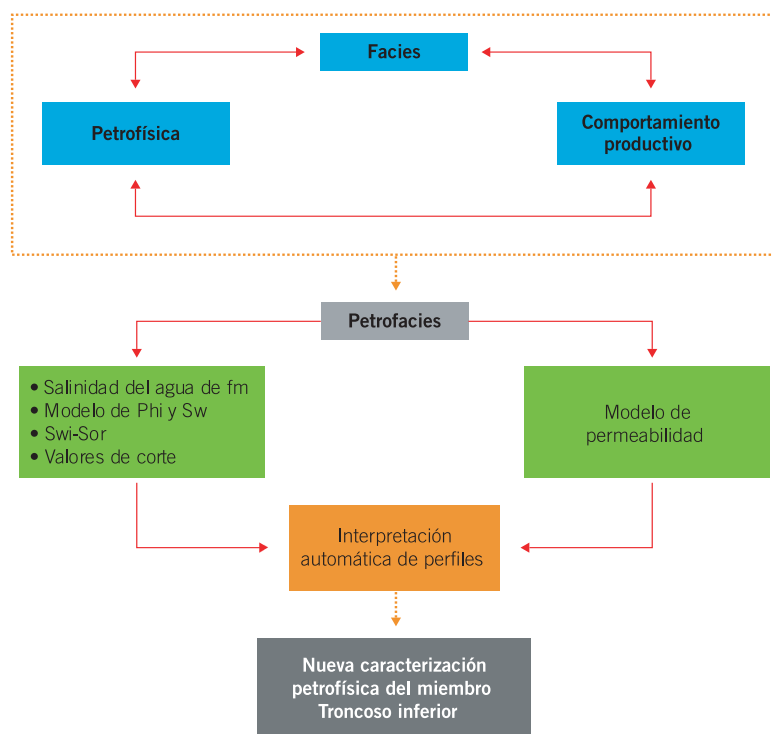


Figura 4. **Flujograma de trabajo esquemático.**

(2002), mediante el análisis de facies en testigos corona e imágenes de pozo, reconocen y describen cuatro facies para el mbro Troncoso Inferior: fluvial efímero, interduna húmeda, interduna seca y duna.

La información paleogeográfica obtenida de la combinación de mapas isopáquicos y de amplitudes sísmicas, junto con la interpretación de facies, sugieren que los depósitos eólicos consisten en dunas elongadas tipo *seif* orientadas en dirección E-O (Barrionuevo y Naidés 2003).

Las diferencias entre la producción de petróleo y los pronósticos de recuperación secundaria llevaron a realizar una revisión completa de la caracterización petrofísica que redefinió el modelo petrofísico preexistente, en función del comportamiento dinámico del reservorio, de forma tal de representar la distribución vertical de permeabilidades, incorporar la información geológica actualizada y recalcular el petróleo original *in situ* (POIS).

A partir de la experiencia de haber recalculado una gran cantidad de pozos, por tener un nuevo modelo geológico y petrofísico, se generó una

herramienta versátil que permite realizar de forma automática todos los pasos necesarios para reinterpretar los perfiles de pozos cada vez que se produzcan modificaciones en alguno de los parámetros de interpretación.

Metodología

La figura 4 muestra el flujograma que sintetiza la secuencia del trabajo realizado.

Definición de petrofacies

El aumento del conocimiento geológico –producto de la obtención de dos nuevas coronas que atravesaron la secuencia completa en los pozos PH-1236 y PH-1242, no consideradas en el modelo petrofísico anterior–, las observaciones en afloramientos, las correlaciones regionales y los análisis de perfiles de imágenes, sumados a la información de las coronas preexistentes y a la de otros yacimientos cercanos permitieron incrementar el conocimiento que se tenía sobre la geología y la distribución vertical de facies (véase Naidés y Barrionuevo 2002; Masarik 2002; Barrionuevo 2002 y Barrionuevo y Naidés 2003).

En el trabajo de Naidés y Barrionuevo (2002), los autores realizaron el análisis de facies con perfiles ajustados a coronas y definen cuatro de ellas: duna, interduna seca, interduna húmeda y fluvial. Mediante *cross plots* definen el *set* de curvas que mejor representan a cada una de estas facies. Las curvas son: factor fotoeléctrico (PEF), densidad

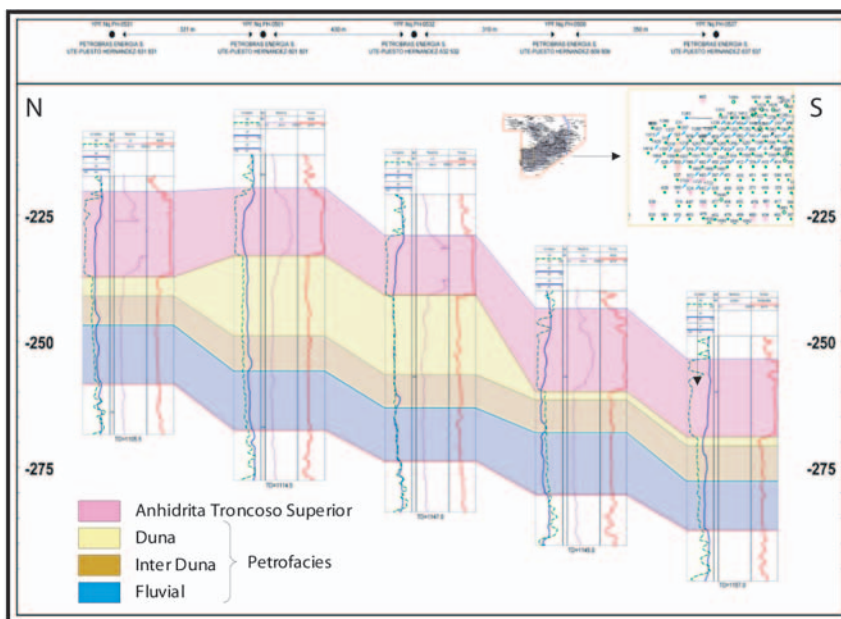


Figura 5. Corte estructural A – A' que muestra la correlación de petrofacies. Obsérvese el aumento de espesor de la petrofacies Duna (ver figura 3).

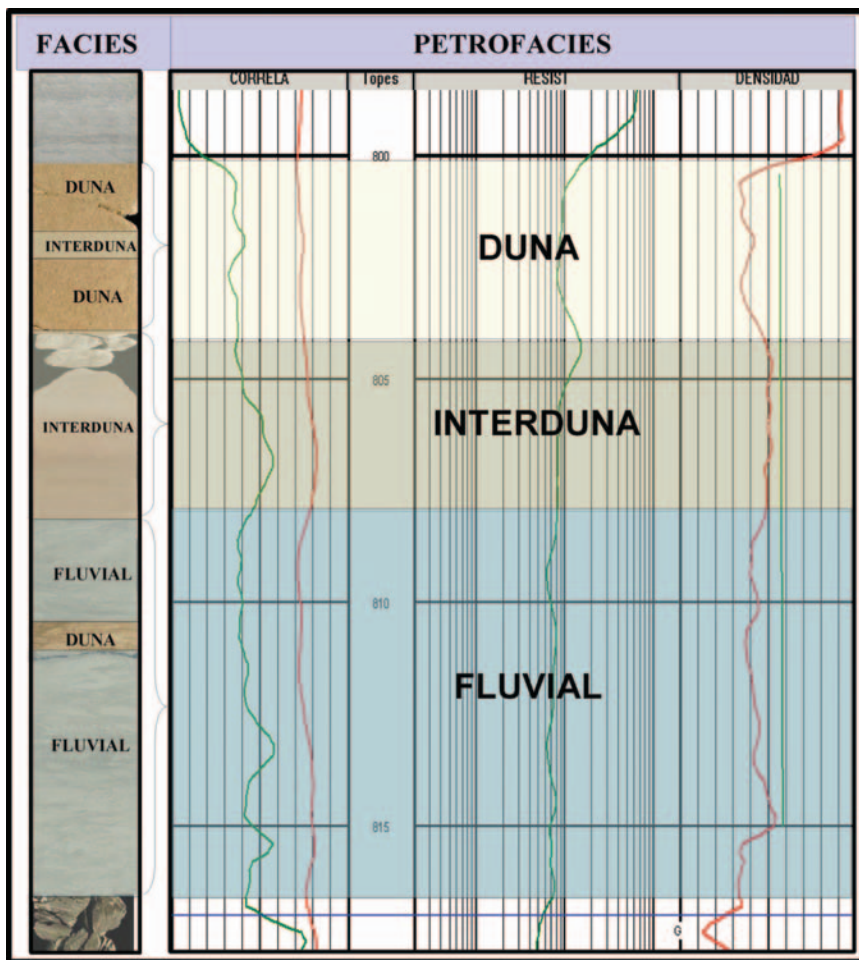


Figura 6. Facies interpretadas de corona a partir de las cuales se definieron las petrofacies.

(RHOB), potasio, torio y uranio.

Como muy pocos pozos poseen el mencionado set de curvas completo y las facies de interduna húmeda e interduna seca tienen un comportamiento similar desde el punto de vista petrofísico y dinámico (figura 5), se agruparon las cuatro facies originales en tres petrofacies que pudieran extrapolarse al resto del campo. El concepto de petrofacies vincula la ingeniería de reservorios, en cuanto a cómo las propiedades petrofísicas influyen en el comportamiento de la producción, con la geología en la comprensión de la génesis y la predicción a través de la determinación de facies.

Las petrofacies definidas son: duna (D), interduna (ID) y fluvial (FI) (figura 5). Dentro de estas petrofacies se pueden encontrar intercalaciones de otras facies, cuerpos de duna de poco espesor dentro de la petrofacies FI o niveles de ID dentro

de la petrofacies D, que no influyen en el comportamiento productivo general (figura 6).

Heterogeneidades verticales

Las heterogeneidades verticales observadas en los perfiles de tránsito de fluido (figura 7), corroboradas por las fuertes canalizaciones que se produjeron en algunos pozos (figura 8), no estaban reflejadas en las interpretaciones previas, por lo que se buscó la mejor manera de representarlas. Para esto se aplicó un método que permitió definir unidades de flujo con datos de corona, que relaciona la capacidad de almacenamiento con la capacidad de flujo de forma estratigráfica (figura 9) (Gunter *et al.* 1997). Este método mostró diferentes pendientes en la gráfica que se correlacionan con las facies descritas por corona. Como muestra la figura 9, dentro de los puntos que corresponden a la duna superior pueden observarse heterogeneidades. Por otro lado, también se observa que la facies fluvial y duna inferior presentan pendientes similares, lo que permitió agruparlas. De igual forma se agruparon las interdunas húmedas y las interdunas secas ya que, como muestra el gráfico, presentan características similares.

A fin de corroborar los resultados obtenidos se aplicó, sin discretizar por facies, el método de Dykstra y Parson (Dykstra y Parsons 1995) con el que se obtuvo un índice de 0,9, lo que refleja una gran heterogeneidad. Sin embargo y al utilizar el mismo método pero

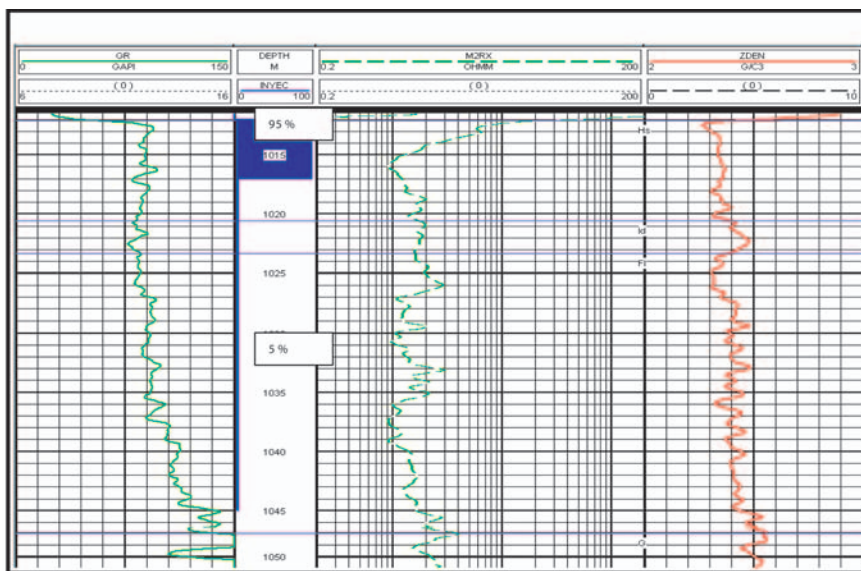


Figura 7. Perfil de tránsito de fluido del pozo PH-1337. Nótese que el 95% de la inyección entra en la formación en un espesor inferior a 5m.

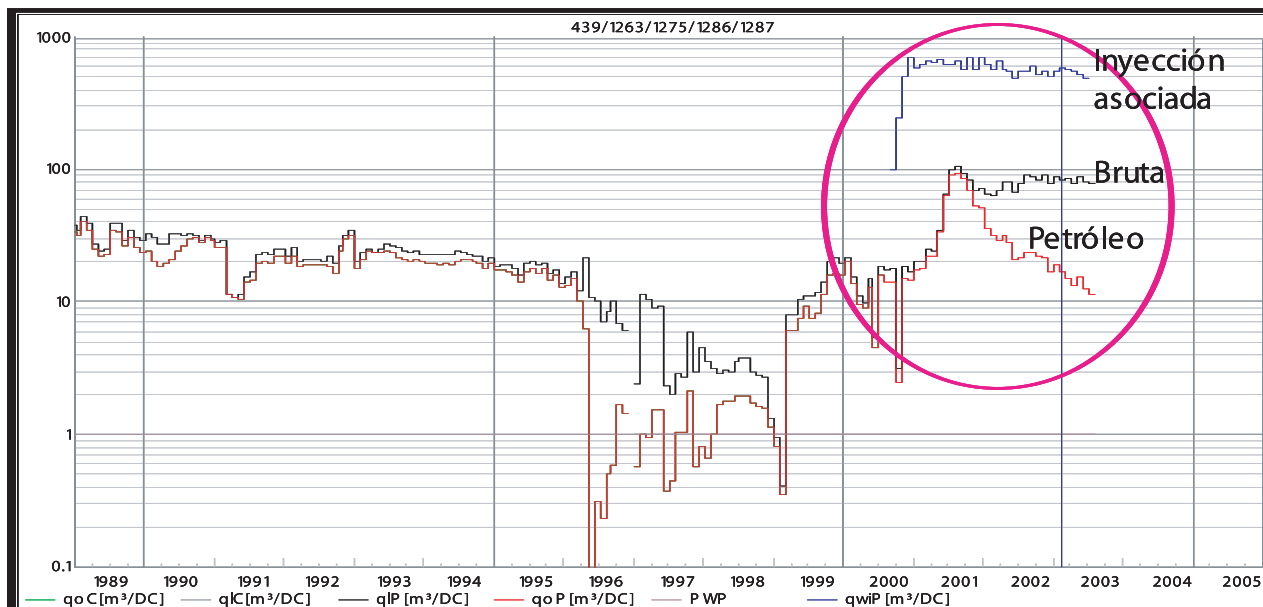


Figura 8. PH-439 e inyectores asociados, curvas de producción e inyección de los pozos asociados. Véase la fuerte declinación del petróleo en la etapa de secundaria.

para cada petrofacies definida (D, ID y FI), el índice baja considerablemente a valores entre 0,7 y 0,5.

A partir de las observaciones realizadas se definieron leyes de permeabilidad (K)-porosidad efectiva (Phi) para las tres petrofacies: D, ID y FI (figura 10).

El modelo de permeabilidad con el que se contaba antes de la realización de este trabajo consideraba toda la capa H con una sola ley, por lo que los perfiles interpretados mostraban una permeabilidad muy homogénea en todo el espesor de la capa con valores entre 30 y 100mD. Las nuevas leyes K-Phi muestran claramente contrastes de permeabilidad importantes (figura 11). A modo de ejemplo se destacaron las permeabilidades resultantes para 24% de porosidad (figura 10), las cuales varían entre 28mD en la ID a 470mD en la D. Estos contrastes de permeabilidad se ajustan al comportamiento productivo observado en el campo (canalizaciones, ensayos sin entrada, etc.). La correlación entre las permeabilidades obtenidas con estas leyes y las permeabilidades de corona puede observarse en la figura 11.

Salinidad del agua de formación

Las diferencias entre la producción y los ensayos de la capa H al este del

yacimiento respecto de la del oeste (figura 12) hacían dudar de las saturaciones interpretadas. Mientras en el oeste la producción de agua es la esperada, en el este, aun con POIS mayor y petrofacies similares, los pozos producen con un corte de agua mayor al pronosticado.

En la zona este, inicialmente se analizaron pozos con producción

monocapa sin inyección de agua (PH-301; PH-173 y PH-1231), los cuales producían petróleo con agua de salinidad variable entre 20.000 y 25.000ppm (figura 13).

El mapa de isosalinidades existente para la capa H presentaba un gradiente de salinidades desde 40.000ppm al este hasta 120.000ppm al oeste. La información de los tres pozos permi-

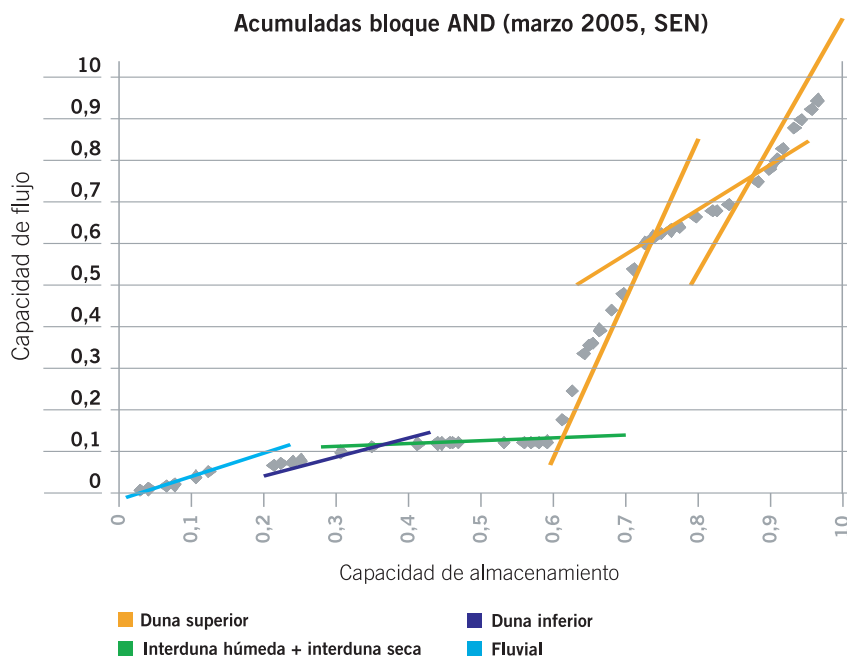


Figura 9. Unidades de flujo de la corona PH-1236 (información adicional en Gunter et al., 1997)

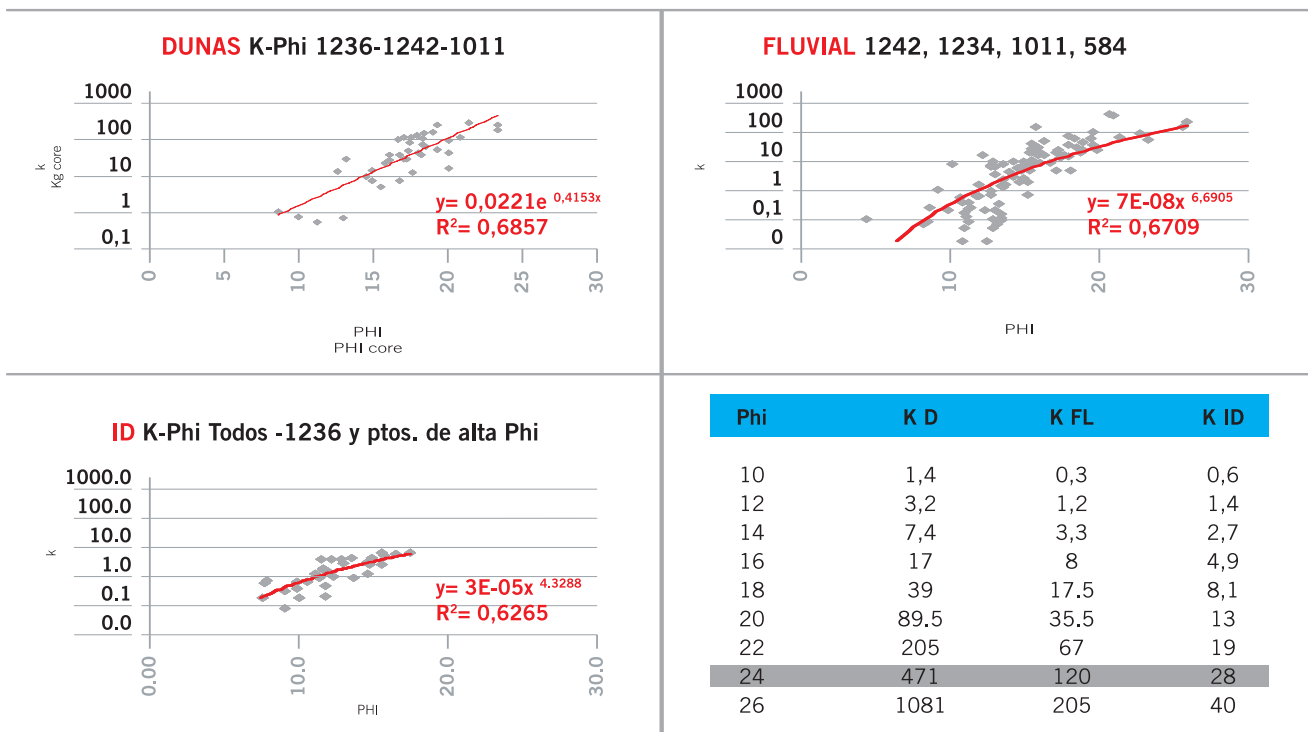


Figura 10. Leyes K/Phi de las tres petrofacies. Se destacó como ejemplo la porosidad de 24% para mostrar los contrastes de permeabilidad.

tió alertar sobre la necesidad de reestudiar la distribución de las salinidades dentro de esta capa.

Por otro lado, se mapearon los ensayos de capa H de todos los pozos previos al comienzo de la inyección

de agua. Este mapa mostró una clara tendencia de aumento de la salinidad hacia el oeste y la escasez o ausencia de ensayos superiores a 25.000ppm al este del yacimiento (figura 14).

Para confirmar la tendencia de

aumento de salinidad hacia el oeste se representaron, en gráficos de doble entrada semilogarítmicos, la resistividad profunda (RT) y el *gamma ray* (GR) de arcillas (figura 15). Para ello se utilizaron pozos claves con salini-

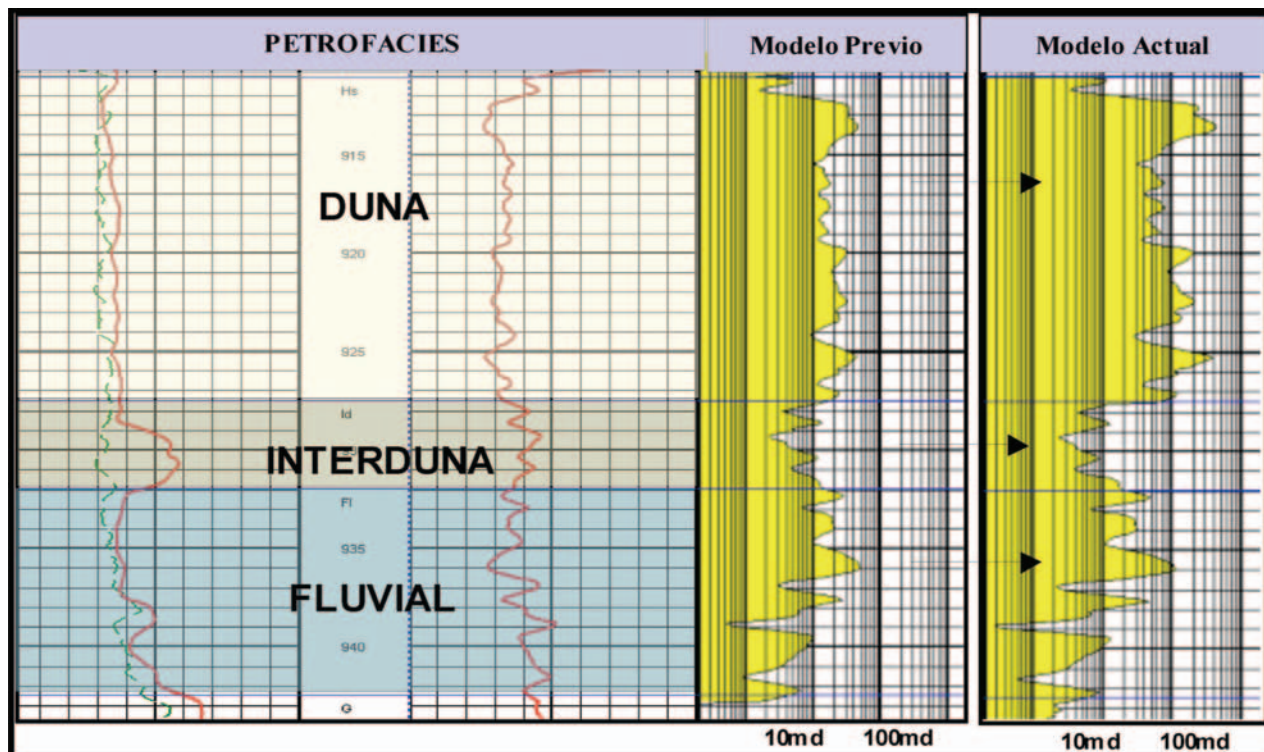


Figura 11. Comparación de las permeabilidades interpretadas con el modelo de permeabilidad previo y las permeabilidades interpretadas con el nuevo modelo a partir de las petrofacies.

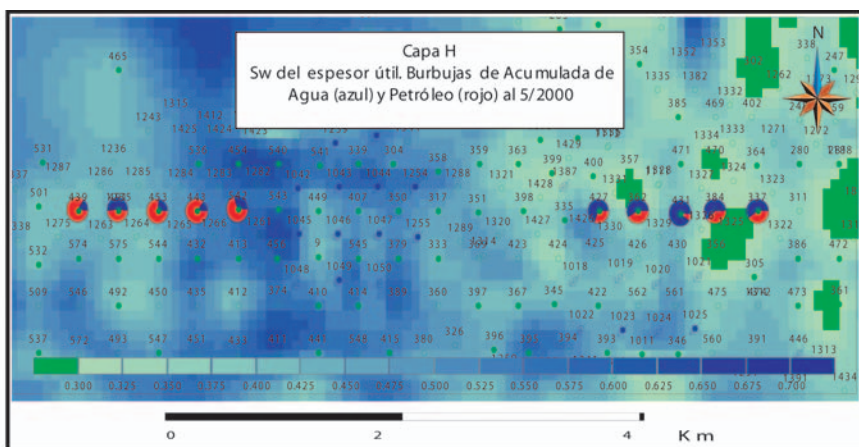


Figura 12. Muestra claramente mayor producción de agua al este, dado que en esta zona el modelo petrofísico mostraba saturaciones de agua menores que al oeste.

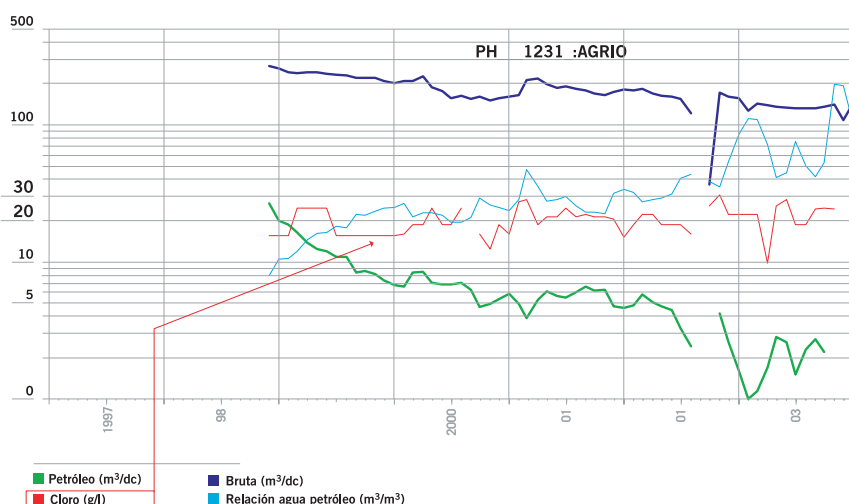


Figura 13. Ejemplo de productor monocapa con salinidad entre 20 y 30g/l.

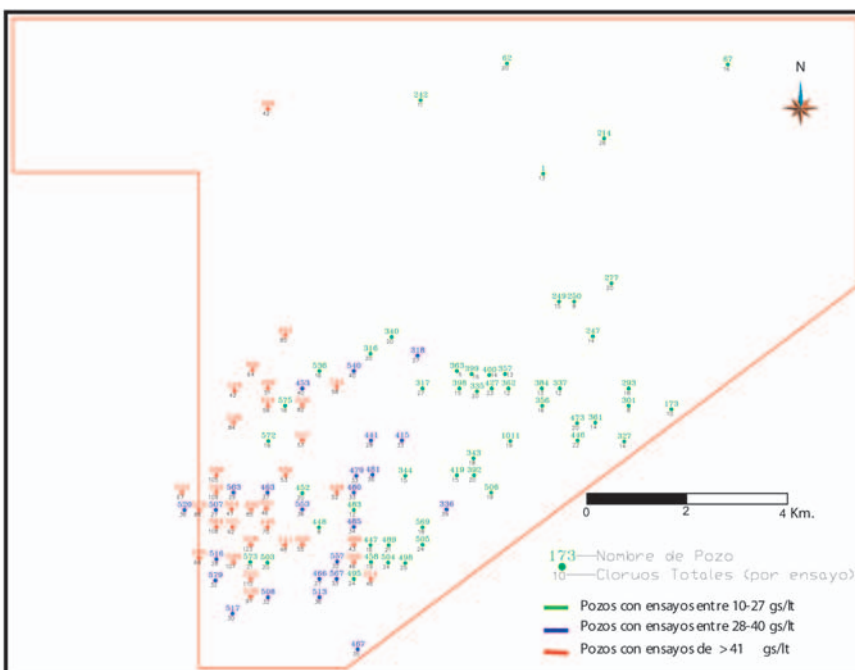


Figura 14. Mapa de ensayos previos a la inyección de agua.

dad conocida con producción monocapa y otros pozos para confirmar la orientación del gradiente. Se tomó aproximadamente un metro de arcilla por debajo de capa H. El aumento de resistividad de las arcillas puede relacionarse de forma inversa con la salinidad de las capas (información adicional en Cannon 1995). Con esta metodología se confirmó el gradiente ya conocido y que en la zona este del yacimiento los valores de salinidad son menores a 30gr/l.

Estos valores de RT de arcillas fueron utilizados en la reinterpretación para los cálculos de saturación de agua. Se tomaron variaciones del RT de arcilla entre 2,5 al oeste y 4,5 al este.

Por otro lado, existe un antecedente en un estudio de recuperación secundaria para el yacimiento Desfiladero Bayo, ubicado inmediatamente al este del yacimiento Puesto Hernández, donde se hace referencia a la salinidad del agua de formación. En el citado estudio se indica una salinidad de 18gr/l (Presser 1989). Al utilizar los pozos con producción monocapa, más los datos de ensayos y la tendencia observada con la resistividad de las arcillas, así como los datos conocidos de salinidades en yacimientos vecinos, se definió el nuevo mapa de isosalinidad (figura 16).

Modelos de porosidad y saturación de agua

Tras haber analizado los datos de difracción de rayos X y petrografía de las coronas se determinó que los porcentajes de arcilla no exceden el 15%, y que la petrofacies ID es la que mayor arcillosidad presenta.

La curva que mejor define la arcillosidad para esta capa es el GR, ya que se cuenta con esta curva en todos los pozos (la curva de SP no está en todo los pozos y se ve muy afectada por la salinidad de la formación y por el lodo); sin embargo, se probó que no puede utilizarse una única línea base de arcillas ya que en la mayoría de los pozos existe una tendencia a aumentar los valores de GR hacia la base de la capa. Por estas razones se decidió interpretar los pozos y para

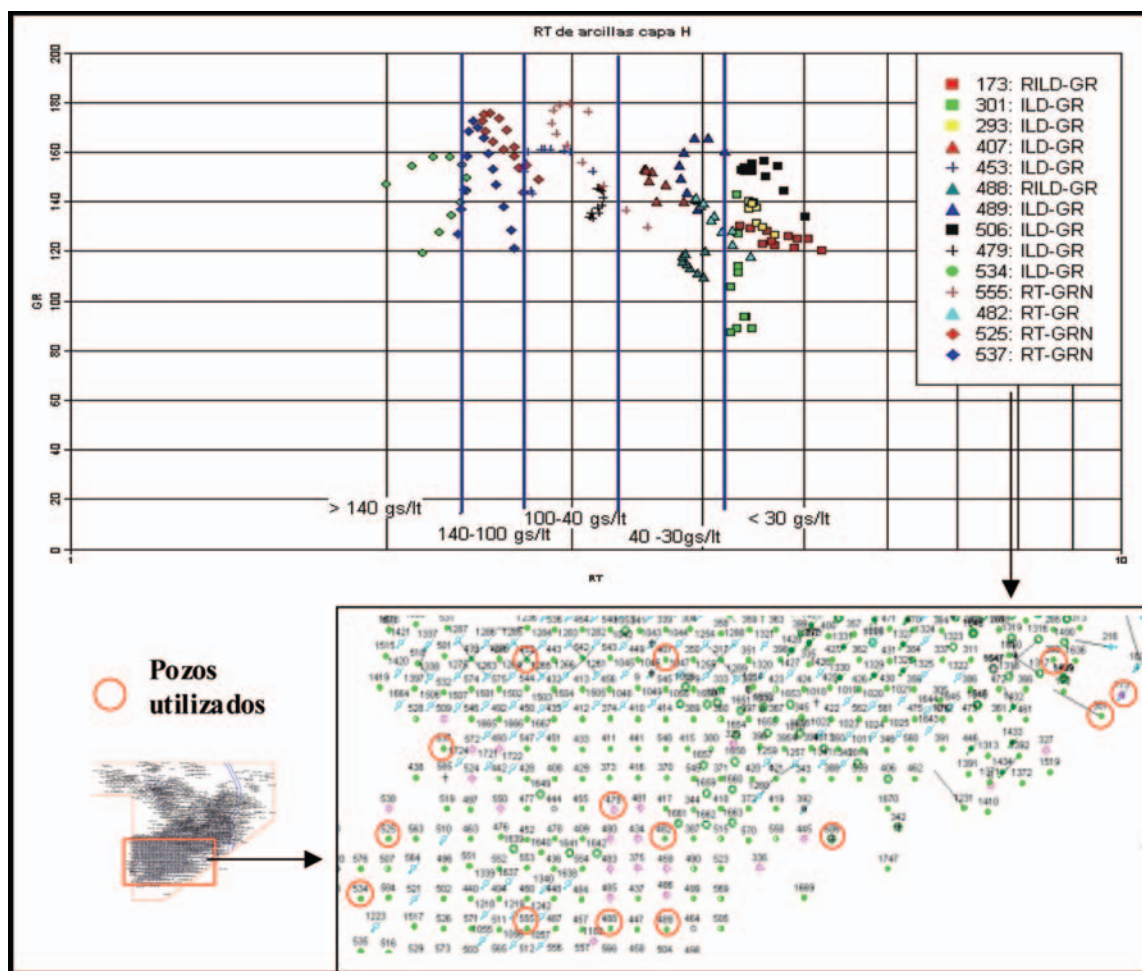


Figura 15. Variación Oeste Este de la Resistividad de arcillas.

ello se utilizaron líneas base variables.

Las densidades de matriz (Rhomx) para el cálculo de la porosidad efectiva

se definieron con el promedio de los valores de corona, en especial los de ensayos de picnometría. Se obtuvieron

los siguientes valores: Rhomx D: 2.66; Rhomx ID: 2.7 y Rhomx FI: 2.68. La figura 17 muestra la correlación entre la porosidad de corona y la porosidad efectiva interpretada de perfil.

El modelo de saturación de agua (S_w) que presentó un mejor ajuste es el Simandoux. Los parámetros eléctricos fueron definidos a partir de datos de testigos corona y corroborados con un *pickett plot* (figuras 18 y 19). Estos parámetros, originalmente definidos por petrofacies, fueron finalmente promediados al obtener un único juego de parámetros eléctricos para toda la capa H.

Saturación de agua irreducible y de petróleo residual

En la caracterización petrofísica realizada se incluyó el cálculo de la saturación de agua irreducible (S_{wi}) y la saturación residual de petróleo (S_{or}) con el fin de poder evaluar las satura-

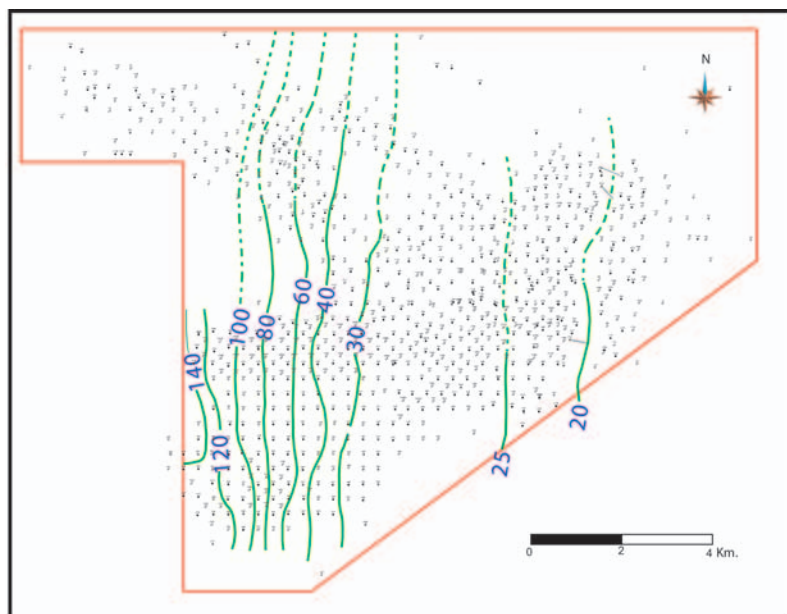


Figura 16. Nuevo mapa de isosalinidad para capa H en el yacimiento Puesto Hernández

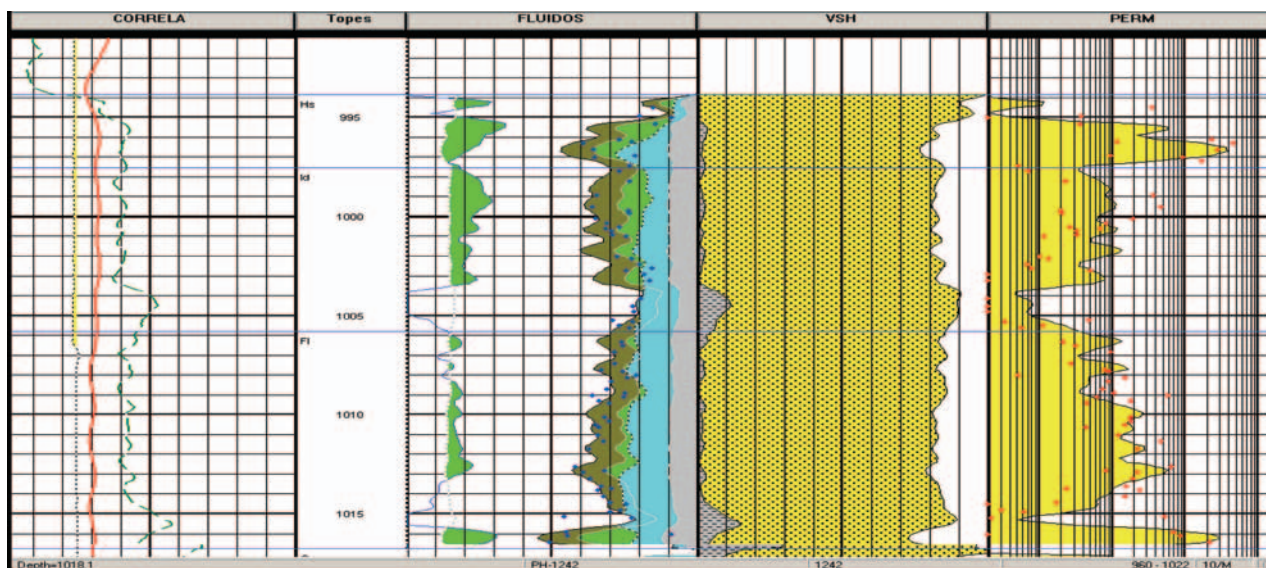


Figura 17. Correlación corona perfil, PH-124 Fig. 1242.

ciones de agua respecto de la calidad del reservorio y así poder determinar el rango móvil de agua e hidrocarburos (figura 20).

Para la determinación de S_{wi} se realizó una correlación por facies entre la $\sqrt{K / P_{hi}}$ obtenida de testigos corona y S_{wi} obtenida a partir de ensayos de permeabilidad relativa

agua-petróleo ($K_{r_{ow}}$) y presión capilar por el método de inyección de mercurio ($P_{c_{hg}}$) en muestras de coronas. Con el fin de obtener valores consistentes de S_{wi} a partir de las $P_{c_{hg}}$ se determinó, por facies, un valor de corte de diámetro de garganta poral tomado a partir de la correlación de la $\sqrt{K / P_{hi}}$ vs. S_{wi} obtenida de $K_{r_{ow}}$ (figura 21).

Con las permeabilidades relativas de estas mismas coronas se definió una ley para calcular el S_{or} .

Una vez determinadas las correlaciones de S_{wi} y S_{or} por petrofacies se generó una única ley que contempla las variaciones de estas propiedades según las petrofacies definidas (figuras 22 y 23).

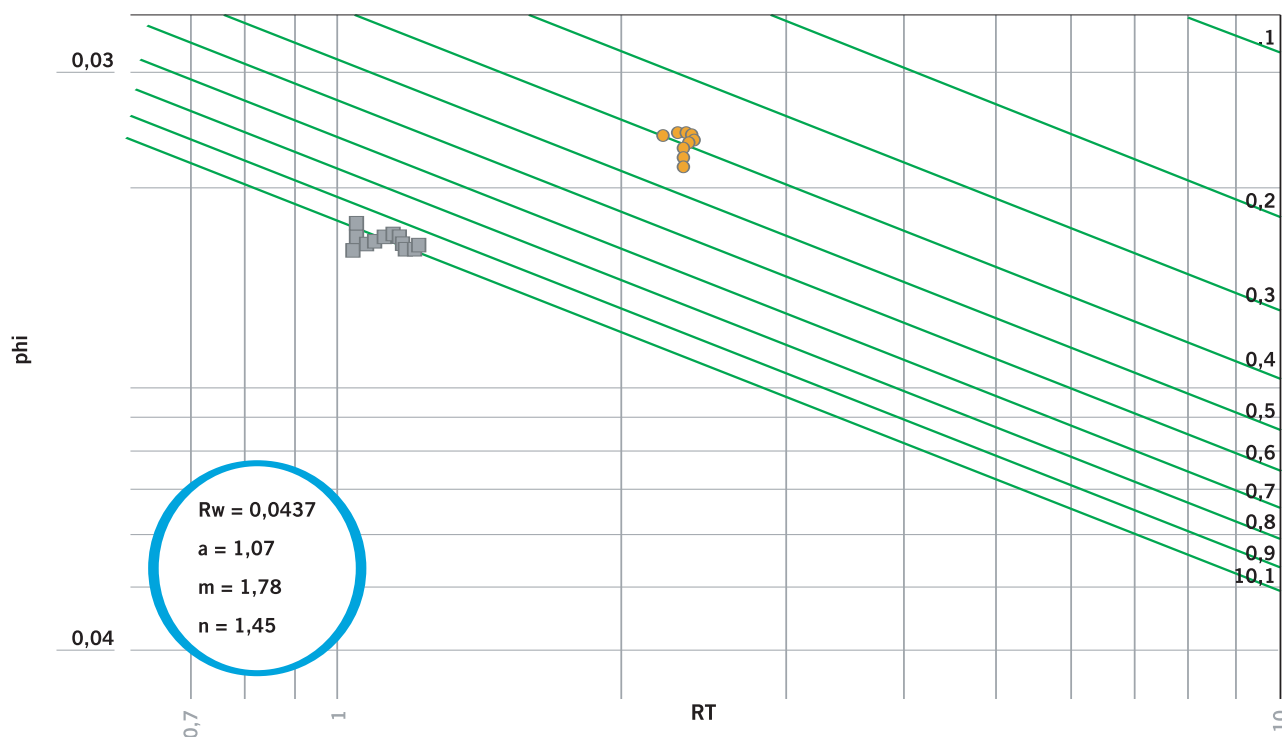


Figura 18. Pickett plot del pozo PH-0529. En rojo se marcaron los puntos con saturación de petróleo + agua y en azul los puntos con mayor saturación de agua.

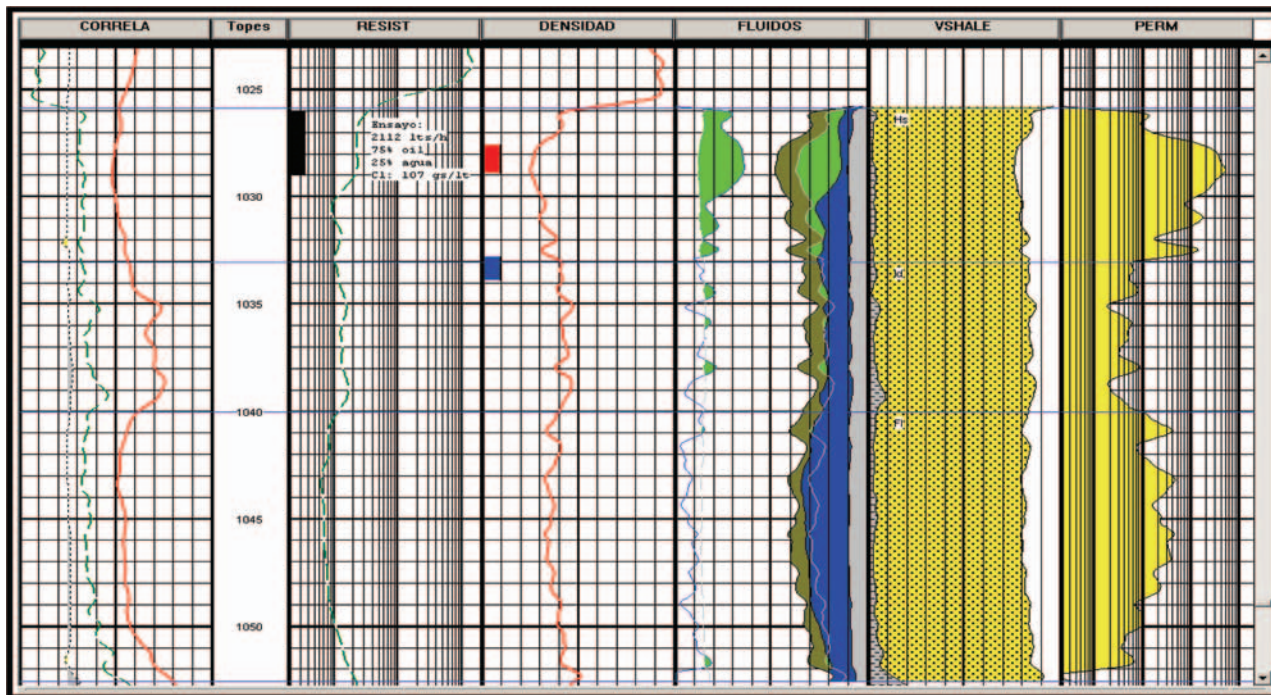


Figura 19. Perfil del pozo PH-529 interpretado con los nuevos parámetros. En el track de la densidad, se marcaron las dos zonas tomadas del pickett. En rojo, la zona de petróleo + agua y en azul la zona de agua.

Valores de corte (cut offs)

Para definir el *cut off* de porosidad para el cálculo de los espesores permeables se utilizó el método de Scribner y Engineer (Scribner, M. K. y Engineer, R. 1984) con los datos de tres coronas (PH-1236; PH-1242 y PH-1356) (figura 24). El *cut off* determinado fue de 10%.

Como criterio adicional al valor de corte de porosidad se definió un *cut off* de saturación de agua a ser utilizado en el cálculo del POIS que, en lugar de utilizar un valor fijo, emplea la curva

calculada de Sor. De esta forma se consideran en el cálculo las características petrofísicas de la roca representadas en la $\sqrt{K / \Phi_i}$. Esto permite estimar en forma más precisa los espesores útiles que se consideraron en los cálculos volumétricos (figura 20).

Interpretación automática de perfiles

Luego de analizar la problemática de la capa y obtener los parámetros necesarios se resolvió la reinterpretación de los perfiles de capa H, para lo cual se

seleccionaron 598 pozos que cuentan con las curvas básicas para realizar la interpretación y que cubren prácticamente toda el área del yacimiento.

Los continuos avances del conocimiento, el intensivo plan de perforación para los próximos años, la futura obtención de coronas y el posible reprocesamiento de la información existente con metodologías diferentes hicieron que surja como una necesidad la flexibilidad en las interpretaciones, para lo cual se buscó la manera de reinterpretar los perfiles en forma

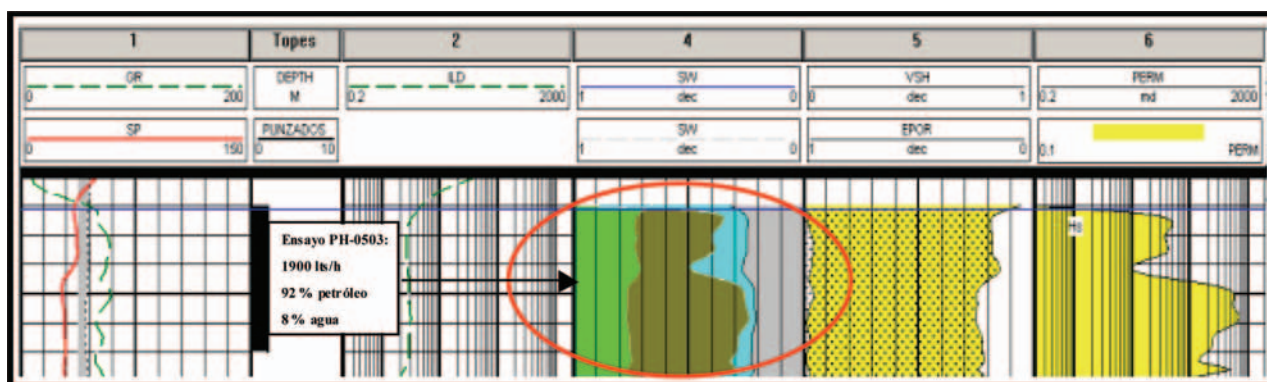


Figura 20. Perfil interpretado del pozo PH-503, punzado y dato del ensayo. En el track 5, litología y porosidad. En el track 4 se observa la distribución de los fluidos. En gris Swi, en verde Sor, en marrón petróleo móvil y en celeste agua móvil. En el track 4 se puede observar el aumento del rango móvil en los intervalos de mayor porosidad.

Distribución de tamaños de gargantas porales Capa H

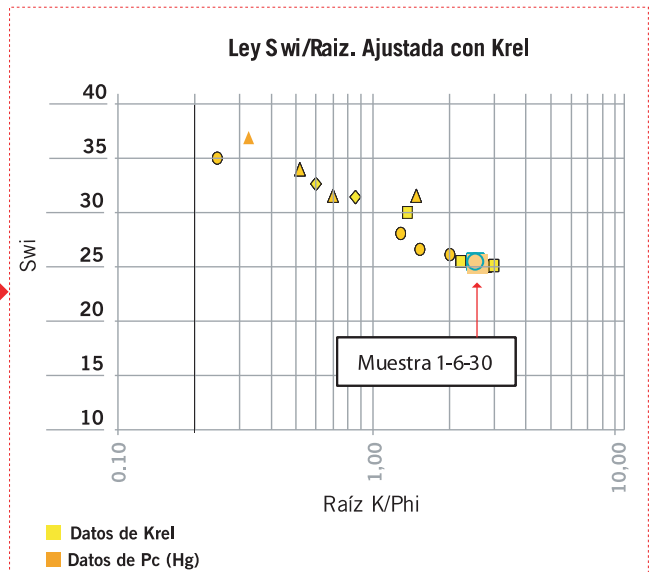
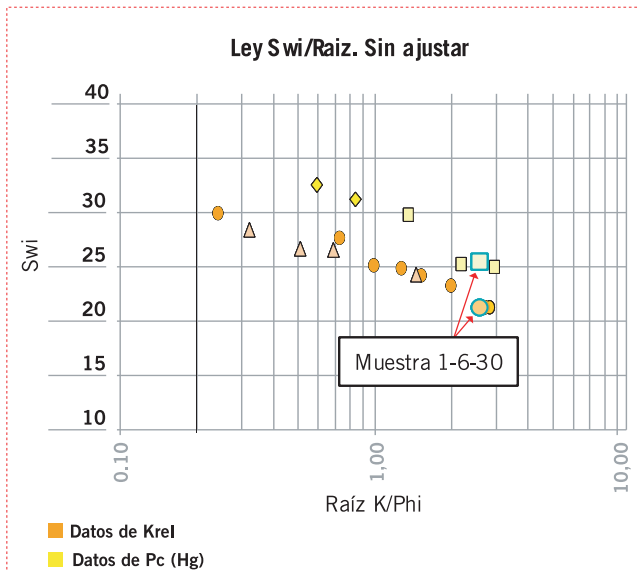
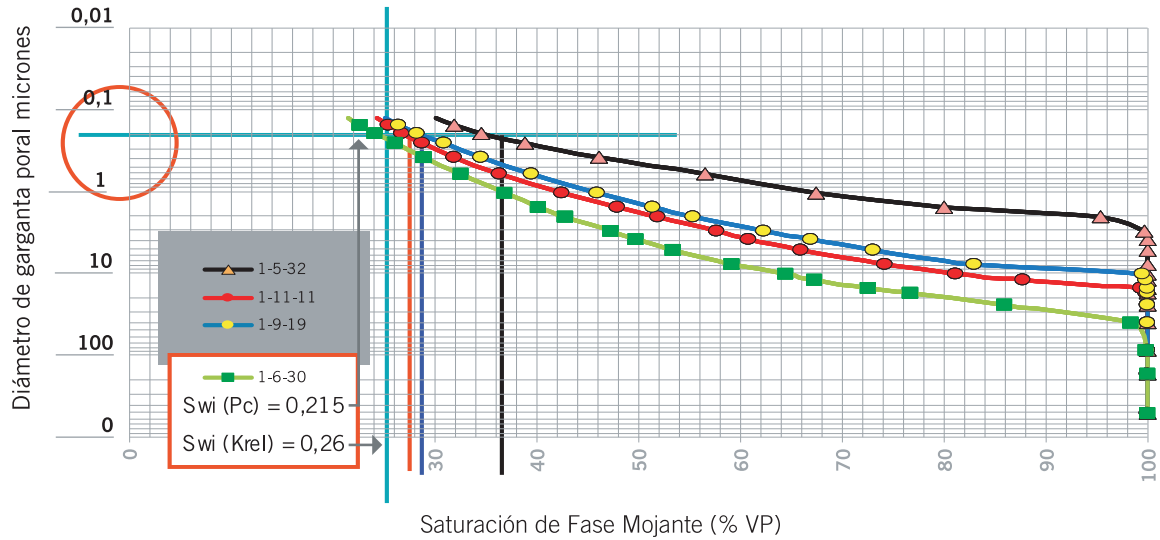


Figura 21. Ejemplo del ajuste de los puntos de PChg mediante valores de corte en el tamaño de garganta poral. Ver muestra 1-6-30, ésta tiene ensayos de Krel y de PC, con la Swi obtenida a partir del ensayo de Krel se obtiene el valor de corte en el tamaño de garganta poral (líneas verdes) que se utiliza en el resto de las muestras. Estos valores se obtuvieron por facies. Ver como se ajusta la ley Swi/Raíz (K/Phi) con esta metodología.

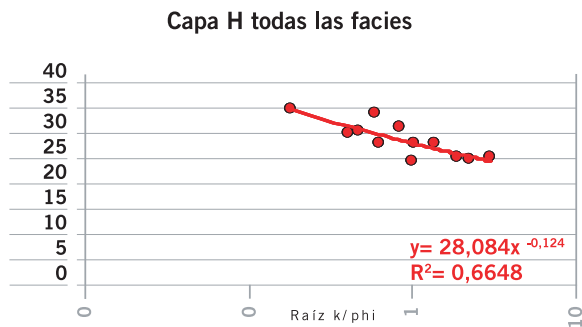


Figura 22. Ley de Swi.

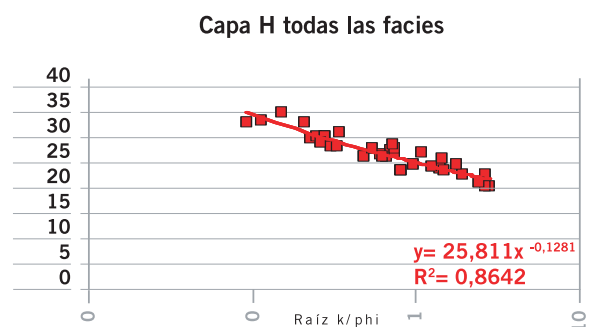


Figura 23. Ley de Sor.

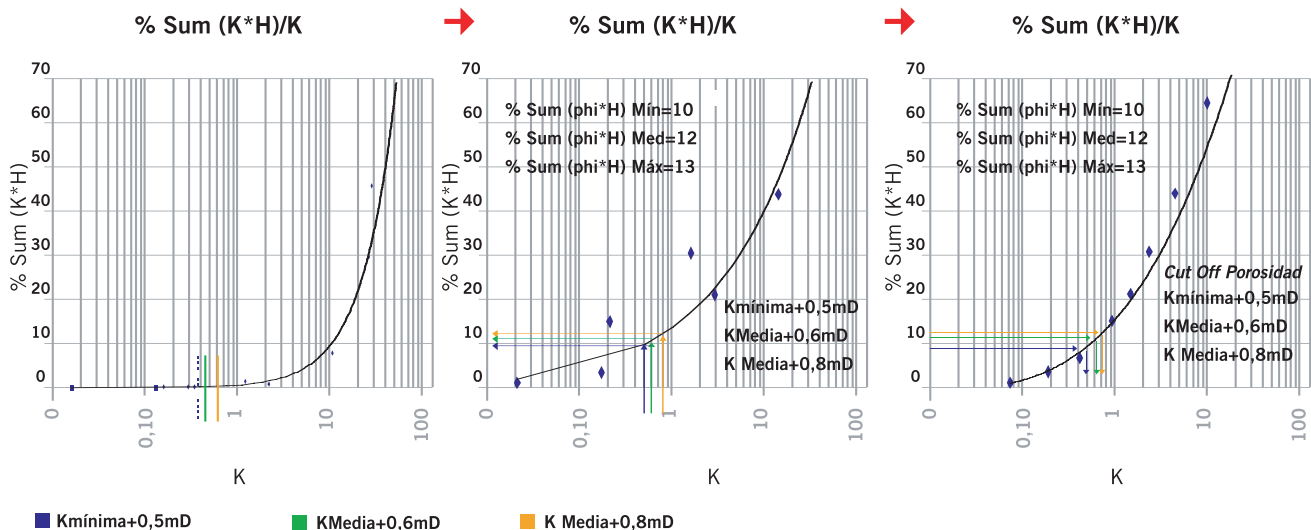


Figura 24. Gráficos del método Scribner-Engineer para determinar el *cut off* de porosidad de la capa H.

rápida y eficiente en caso de cambiar uno o más datos. Para lograr esto se utilizó una herramienta del programa *Power Log* denominada *Power Batch*, que permite realizar automáti-

camente, en uno o más pozos, una secuencia predeterminada de operaciones (figura 25).

Los perfiles de los pozos fueron cargados a un proyecto de *Power Log* y se

generaron zonas (que se corresponden con las petrofacies) de los 598 pozos en donde se cargaron todos los datos de entrada de cada pozo y de cada zona. Posteriormente se crearon las

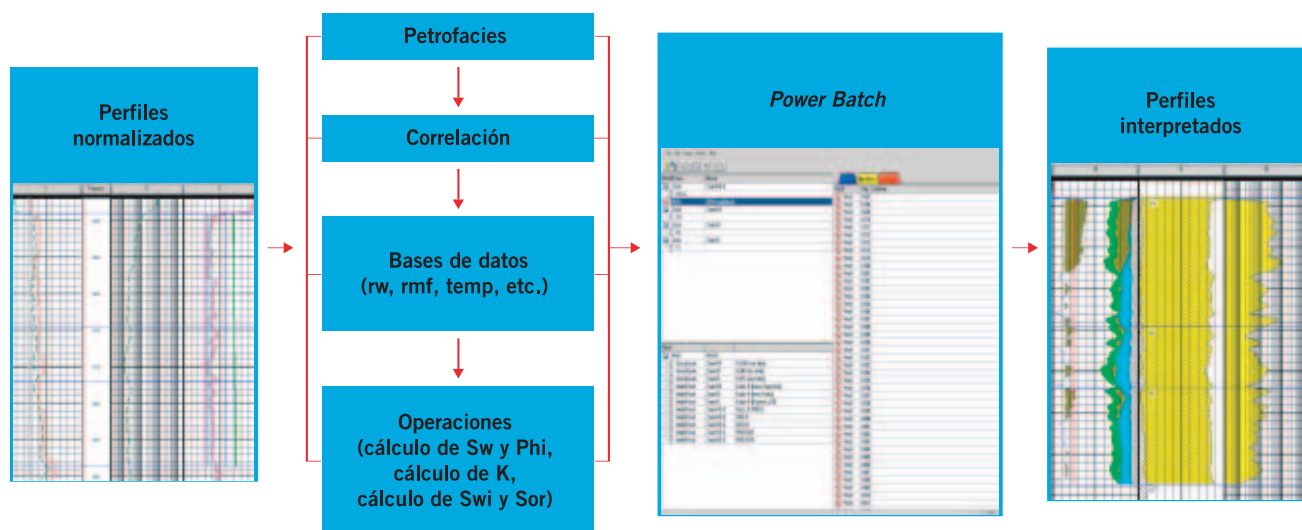


Figura 25. Flujo de trabajo con *Power Batch*.

operaciones de interpretación individuales (cálculos de Sw , Φ , Swi , Sor , K , etc.) y en el *Power Batch* se dispusieron las mismas según el orden establecido en el que deben ejecutarse.

De esta forma, si se quiere cambiar un pase o cualquier otro parámetro, sólo hace falta hacer el cambio una vez, ejecutar el *Power Batch* y se rein-

terpretan las tres petrofacies de la capa H de forma automática en uno o varios pozos a la vez.

Conclusiones

- Las cuatro facies identificadas en el mbro Troncoso Inferior mediante

coronas, imágenes y perfiles (Naidés y Barrionuevo 2002) se agruparon en tres petrofacies para la caracterización petrofísica: D, ID y FI (figura 6).

- Se definió un *set* de parámetros de interpretación para cada una de estas petrofacies (modelo de cálculo de porosidad, de saturación de

División petrofísica previa	Facies (2002)	Petrofacies (2004)	a	m	n	Densidad de matriz	Ley permeabilidad/porosidad	Ley de saturación de agua irreducible	Ley de saturación de petróleo residual
H superior	Duna	Duna	1,07	1,78	1,45	2,66	$K = 2,21 \cdot 10^{-2} \cdot e^{41,53 \cdot \Phi}$	$Swi = 0,25811 \sqrt{k/\Phi} \cdot 100^{-0,1281}$	$Sor = 0,28084 \sqrt{k/\Phi} \cdot 100^{-0,124}$
	Interduna seca	Interduna	1,07	1,78	1,45	2,7	$K = 3 \cdot 10^{-5} \cdot (\Phi \cdot 100)^{4,3288}$		
	Interduna húmeda								
H inferior	Duna inferior	Fluvial	1,07	1,78	1,45	2,68	$K = 7 \cdot 10^{-8} \cdot (\Phi \cdot 100)^{6,6905}$		
	Fluvial								

Figura 26. Parámetros petrofísicos por petrofacies.

Petrofacies	Distribución del POIS por facies (%)	Diferencia con el POIS previo (%)
Duna	69	-7
Fluvial	25	-55
Interduna	6	Estaba incluido en la H inferior y superior de la clasificación previa
TOTAL	100	-23

Figura 27. Comparación de POIS.

agua, leyes de saturación de agua irreductible y de saturación de petróleo residual) (figura 26).

- Se obtuvieron modelos individuales de permeabilidad por petrofacies (figura 11) que muestran un grado importante de heterogeneidad en el Troncoso Inferior (hasta de dos órdenes de magnitud en algunos casos). La permeabilidad estimada con estos modelos explica mejor el comportamiento dinámico de la inyección de agua observado en el campo.
- Se generó un nuevo mapa de isosalinidades que muestra un gradiente de salinidades con un rango de oeste a este de 140 a 20gr/l (figura 16).
- Se determinó un valor de corte de porosidad de 10% y se decidió utilizar la curva calculada de Sor como *cut off* de Sw para el cálculo de los espesores útiles.
- Se recalculó el POIS en cada una de las petrofacies definidas. El cambio más grande se observa en la petrofacies FI (antes H inferior). El nuevo POIS es aproximadamente 23% menor al anterior (figura 27). La nueva distribución del POIS por petrofacies y la caracterización de las heterogeneidades verticales permitirá realizar mejores pronósticos de producción e inyección de agua. El nuevo POIS permitirá que el factor de recuperación esté más acorde al esperado para el modelo geológico definido, además de provocar cambios en la estrategia de desarrollo.
- Todos los pozos con sus respectivos pases, parámetros de interpretación y leyes de Swirr, Sor y K-Phi fueron cargados en un *soft* donde se generó una herramienta que permite reinterpretar de forma automática los pozos (*Power Batch*). Con esta herramienta se aceleran considerablemente los tiempos de interpretación y permite reinterpretar pozos o grupos de pozos de forma automática ante cambios en la correlación de los cuerpos, o en los parámetros de interpretación.
- Sobre la base de esta caracterización petrofísica se generó un nuevo modelo estático y dinámico con el cual se plantea la estrategia de optimización del desarrollo del campo.

Agradecimientos

A Petrobras Energía SA por permitir la publicación de este trabajo. A los geólogos André Picarelli y Miguel Pedrazzini por la lectura crítica y las correcciones de este artículo. Al ingeniero Guillermo Albizúa, por su apoyo continuo y sus oportunas sugerencias y a los geólogos Martín Olmos y Fabián Gutiérrez por la lectura crítica del trabajo. Además se agradece la colaboración del geólogo Augusto Silva Telles. ■

Bibliografía

- Barrionuevo, M., "Yacimiento Puesto Hernández. Los reservorios del miembro Troncoso Inferior de la formación Huitrín", en Schiuma, M.; Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Barrionuevo, M. y Naidés, C., "Paleowind Directions and Type of Dunes in the Lower Troncoso Member, in the Northern Area of the Neuquen Basin Enbayment, Argentina", 3^{er} Latinamerican Congress of Sedimentology, Brasil, 8 al 11 de junio de 2003.
- Cannon, Darrel, E., "Shales: An Alternate Source for Water Resistivities", SPWLA Thirty-fifth Annual Logging Symposium, 26 al 29 de junio de 1995, *paper* III.
- Dykstra, H. y Parson, R. L., "The Prediction of Oil Recovery by Waterflood", en *Secondary Recovery of Oil in the United States*, API, 1950, pp. 160-174.
- Gunter, G. W.; Finneran, J. M.; Hartmann, D. J.; Miller, J. D., "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrates Petrophysical Method", SPE 38679, 1997.
- Legarreta, L., "Análisis estratigráfico de la formación Huitrín (cretácico inferior). Provincia de Mendoza", tesis doctoral, Universidad de Buenos Aires, 1985.
- Legarreta, L. y Gulisano, C., "Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (triásico superior-terciario inferior)", en Chebli, G. y Spalletti, L. (eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas Serie Correlación Geológica 6*, Simposio de Cuencas Sedimentarias Argentinas, X Congreso Geológico Argentino, 1987.
- Masarik, M. C., "Los reservorios del miembro Troncoso Inferior de la formación Huitrín", en Schiuma, M.; Hinterwimmer, G. y Vergani, G.

(eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.

Naidés, C. y Barrionuevo, M., "Análisis de facies del miembro Troncoso en la zona de Rincón de los Sauces, Neuquén, Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.

Presser, A., "Estudio de recuperación secundaria del yacimiento Desfiladero Bayo", Departamento Minería y Geología de Exploración, Subadministración, Plaza Huincul, junio de 1989.

Scribner, M. K. y Engineer, R., "HP-41CV Analyzes Porosity, Permeability Data", *Petroleum Engineer International*, julio de 1984.