



Determinación de tamaños porales en Cerro Grande

Por *Karina Villarroel, Eduardo Breda, Elena Arijón, Zully Salazary, Luis Perea* (YPF) y *Pablo Aiza* (Baker Hughes).

Para que los proyectos de recuperación secundaria sean exitosos, uno de los requerimientos es que el agua que se inyecta debe cumplir con la calidad óptima con el fin de evitar daños en la formación. El objetivo de este trabajo es conocer la distribución de los tamaños porales de los reservorios para prevenir los problemas asociados a la invasión de sólidos que están presentes en el agua de inyección.

La zona de estudio se encuentra ubicada dentro del yacimiento Cerro Grande, en el flanco sur de la provincia de Santa Cruz, a unos 17 km al NO de la localidad de Las Heras (Figura 1).

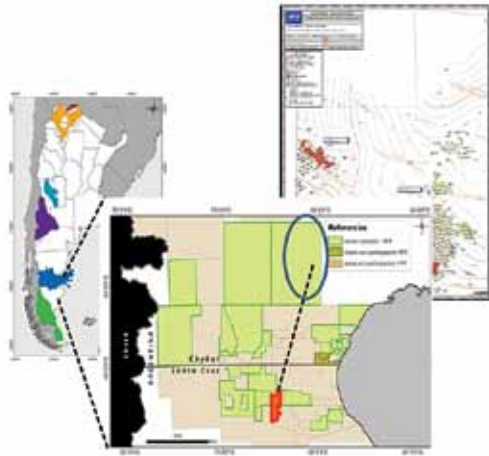


Figura 1. Mapa de ubicación del proyecto.

En la zona de estudio existe un proyecto de recuperación secundaria que se implementó en 2006. El proyecto cuenta con 6 inyectores activos que contactan 13 reservorios.

En 2015, se realizó un estudio de ampliación areal y vertical del proyecto, con el fin de incorporar y desarrollar nuevas reservas. Se incluyeron 8 inyectores, con lo cual aumentó en 42 capas el proyecto original.

Modelo geológico

Estructura

El sector estudiado se encuentra en el anticlinal de La Chitita, de rumbo N-S, generado por el desplazamiento de una falla inversa profunda. Esta estructura forma parte del frente de deformación de la faja plegada y corrida de San Bernardo.

El anticlinal de La Chitita se divide en bloques separados por fallas normales de rumbo NO-SE y E-O que cortan transversalmente el eje del anticlinal. En las figuras 2 y 3 se muestran secciones sísmicas en sentido norte sur y este oeste donde se evidencia la estructural para el área de estudio.

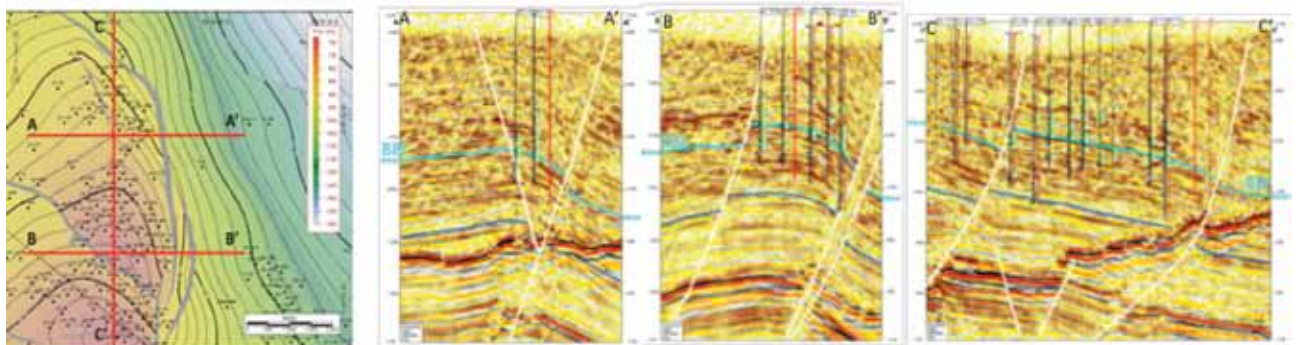


Figura 2. Mapa isócrono estructural del área de estudio con traza de ubicación de cortes sísmicos.

Estratigrafía

El tramo de interés petrolero corresponde a la sección superior e inferior de la Formación Bajo Barreal (1200 mbnm).

La estratigrafía del área se caracteriza por una secuencia continental de origen fluvial con alternancia de areniscas correspondientes a cuerpos canalizados y barras propios de un sistema fluvial entrelazado, rodeado por sedimentos pelíticos que conforman la planicie de inundación.

Hacia la base, aumenta la participación de elementos piroclásticos, tufitas que gradan a tobas y areniscas tobáceas propias de la Formación Castillo.

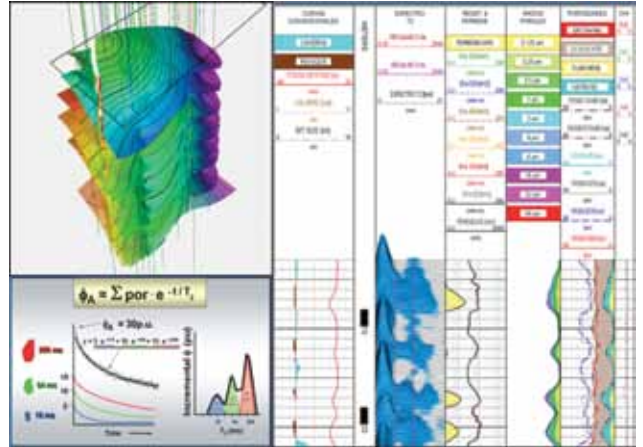


Figura 3. Cortes sísmicos A-A' y B-B' en dirección E-W y C-C' en dirección N_S.

El eje de arenamiento tiene una orientación preferencial con rumbo NS y NNO-SSE.

Mediante el análisis de los reservorios identificados se puede observar una gran variación lateral de los cuerpos, los cuales son elongados con una orientación generalizada NS y NNW-SSE, con una relación promedio que va de los 150 a 1000 m de ancho y un espesor no mayor de 5 m.

La sección productora se ha dividido en 19 marker principales.

En los 19 markers se individualizaron 150 reservorios, de los cuales se seleccionaron 42 para ser inundados en la ampliación del proyecto de inyección de agua por su extensión continuidad areal, distribución de fluidos, volumen de roca y producción de petróleo.

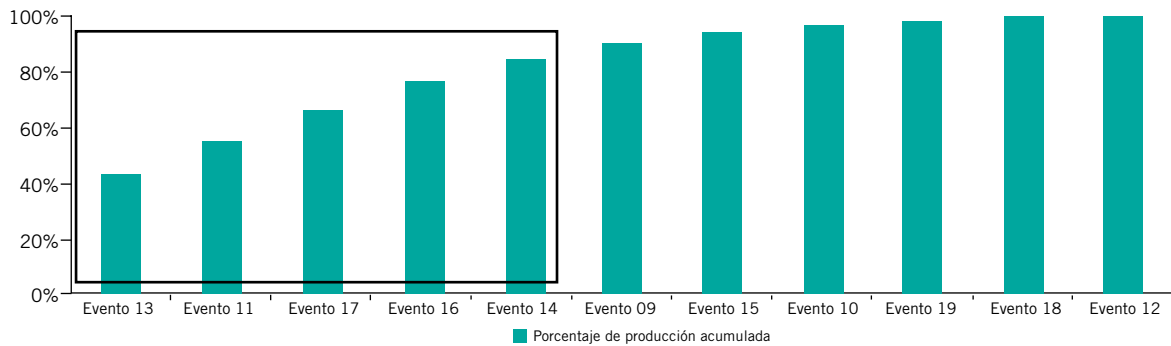


Figura 4a. Producción acumulada de petróleo por evento.

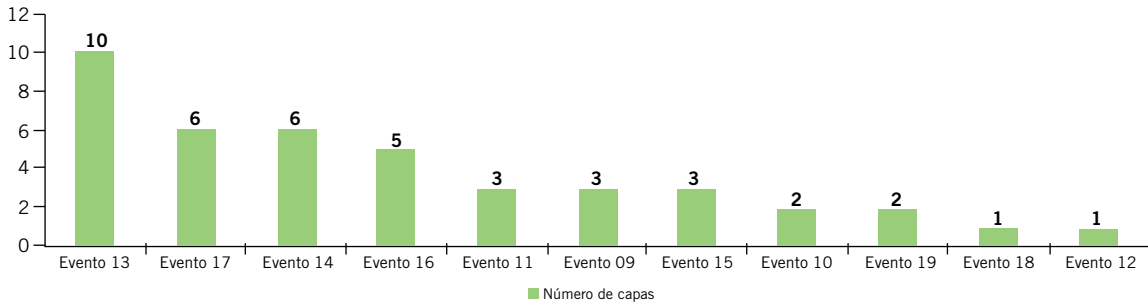


Figura 4b. Número de reservorios por evento.

Análisis de producción por capa

Con el modelo geológico actualizado se identificaron las capas con mayor porcentaje de reserva involucrada. El estudio se enfocó en los eventos que se observan en las figuras 4a y 4b.

Los eventos de los markers 13, 11, 17, 16 y 14 han acumulado el 85% de la producción primaria, comprometiendo así la mayor parte de reserva en el proyecto de secundaria. En estos niveles se encuentran areniscas y limoarcillitas con menor contenido de material piroclástico.

El evento con mayor número de capas de interés es el evento 13 con 10 capas, que acumuló el 43% de la producción primaria total y contiene el 27 % de la reserva de secundaria.

Metodología

Se realiza el estudio de distribución de tamaños porales en esta zona en particular, debido a las problemáticas que se observan en los inyectores implementados. En los mismos se puede medir una disminución en el caudal de inyección total.

Se tomaron muestras de agua de inyección, testigos rotados y perfiles de resonancia magnética, para definir a partir de la relación entre gargantas porales y diámetro de partículas (Barkman, Davidson, Abrams) de qué manera las depositaciones de los sólidos que contiene el agua de inyección afectan al reservorio.

Revoque externo:

$$DP > 1/3 Dg$$

Revoque interno:

$$1/3 > DP > 1/7 Dg$$

Sin revoque:

$$DP < 1/7 Dg$$

Adquisición de información



Figura 5. Área de estudio.

Agua de inyección

Monitoreo parámetros de calidad de agua

Se realizó la comparación de los parámetros de la calidad del agua estandarizados con los valores medidos en los distintos puntos del sistema.

Parámetro	Valor óptimo	Valor aceptable	Valor crítico
Hidrocarburos [ppm]	<5	5-10	>10
Sulfuros [ppm]	<3	<3	>5
BSR [caldos]	0	2	>3
SST [ppm]	0	<5	>10

Tabla 1. Valores de referencia.

Ensayo de taponamiento

El ensayo de taponamiento, también conocido como test millipore (Norma NACE TM0173), indica la calidad de agua y su grado taponante. Cuánto más caudal pueda

pasar por el filtro sin taponarlo, mejor calidad tiene el agua de inyección.

Este ensayo se realizó en tres inyectores del proyecto que se encuentran en el mismo satélite.

A partir de los resultados, se construyó un gráfico (Figura 7), en el cual se puede observar que las curvas indican una alta tendencia de taponamiento del agua de las muestras analizadas.

Determinación de tamaño de partículas por difracción de rayos láser

El uso de esta técnica implica hacer incidir tres haces de luz láser sobre la partícula, que miden patrones combinados de luz dispersada.

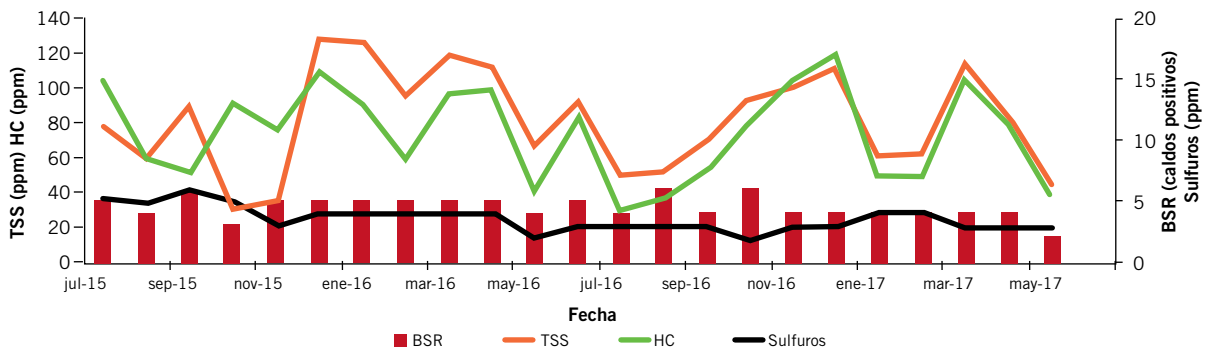


Figura 6. Parámetros de monitoreo calidad de agua.

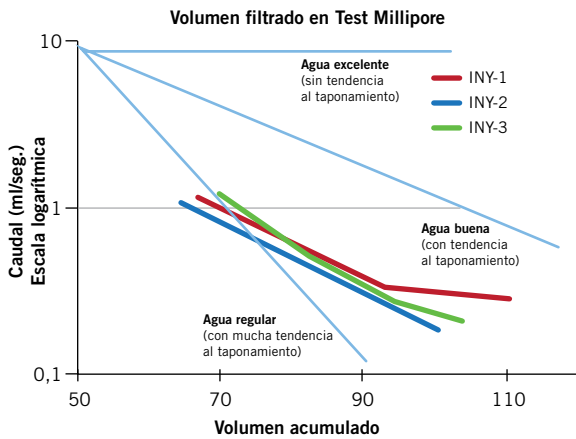


Figura 7. Ensayo de taponamiento.

Permite evaluar las dimensiones y realizar una distribución de tamaños generada por frecuencias de datos dispuestas en rangos (Figura 8).

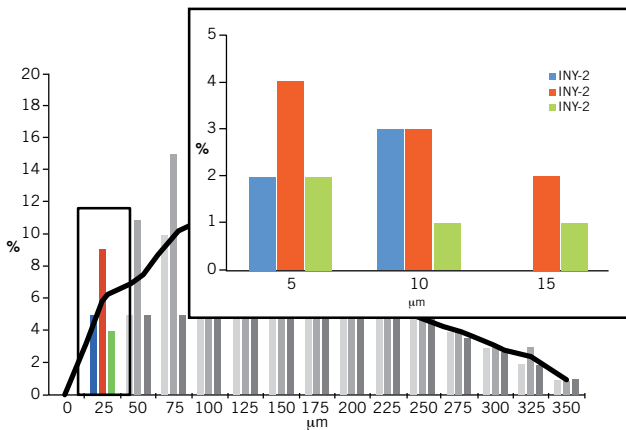


Figura 8. Distribución tamaño de partículas.

El análisis se concentró en las partículas con tamaños menores a los 25 mm, que son las que pueden dañar el reservorio.

Con este método se determinó que más del 95% de las partículas superan los 5 mm.

Testigos rotados

Se tomaron testigos rotados en 4 pozos del proyecto, un total de 66. En estos testigos se realizaron los estudios de petrofísica básica, en condición ambiente y a presión neta de sobrecarga. Se obtuvo porosidad y permeabilidad.

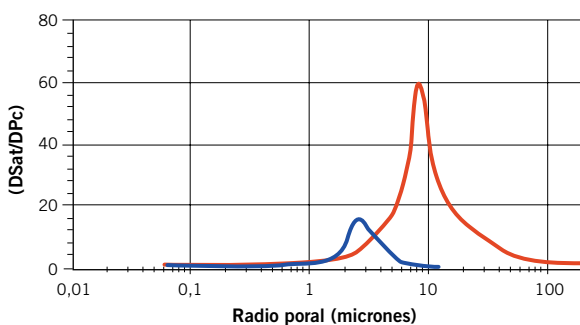


Figura 9. Distribución del tamaño poral.

En una segunda etapa, se realizaron los estudios de petrofísica especial, que comprenden el factor de formación, el índice de resistividad y la presión capilar.

En este trabajo es de suma importancia la medición de presión capilar por el método de Purcell (inyección de mercurio), que permite calcular la distribución del tamaño poral.

En la figura 9 se puede ver una combinación de gráficos; la presión capilar y la distribución de tamaño poral obtenidas por método Purcell.

Esta información se utilizó para correlacionar con los perfiles de resonancia magnética nuclear.

Perfiles de resonancia magnética nuclear

Se analizaron perfiles de resonancia magnética nuclear en 4 pozos del proyecto, 3 de ellos coinciden con los pozos que tienen testigos rotados.

El procesamiento de esta información permitió obtener la distribución de bins en mseg, lo cual representa tamaños de poros; al existir una relación directa entre los radios porales obtenidos en el laboratorio por el método Purcell y el espectro de T2 de la resonancia.

$$RP (\mu m) = T2 \times c$$

Para las areniscas de los reservorios del yacimiento, la garganta poral y radio de poro es muy similar.

El proceso de medición de la resonancia magnética nuclear es una composición de exponenciales de espectro individuales relacionados con el hidrógeno presente en los reservorios del yacimiento que al final se suman para representar la señal de amplitud versus tiempo, como se observa en la figura 10a.

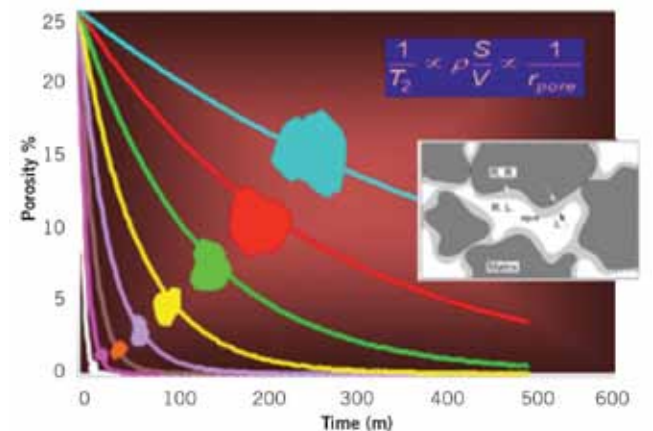


Figura 10a. Porosidad versus tiempo.

El decaimiento exponencial del tiempo de relajación es inversamente proporcional a la relación superficie/volumen poral y directamente proporcional al tamaño del poro, en una señal típica de poros ocupados por agua.

Para pasar del dominio de tiempos a T2 (tiempo de relajación transversal) es necesario aplicar una función matemática tipo transformada, como se ve en la figura 10b, de esta manera amplitud (porosidad) versus T2 ahora representan los micro, los medios y los macro poros de la roca en estudio. Estamos representando implícitamente su calidad.

En el caso de que contenga hidrocarburo, por efecto de capilaridad, el petróleo se ubicaría en el centro del poro y ese fluido enmascararía el verdadero T2.

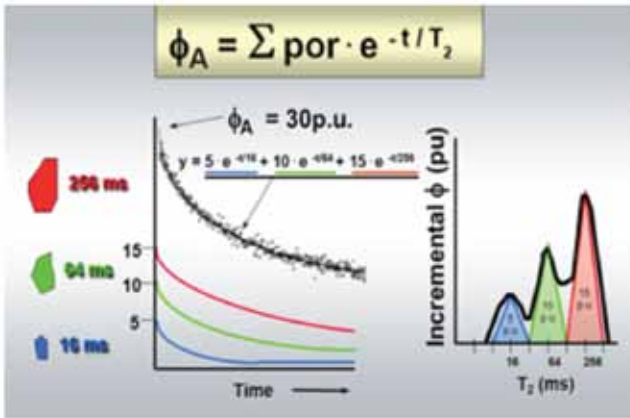


Figura 10.b. Porosidad versus T2.

Procesamiento de la resonancia magnética

Debido a que en los registros reales, los trenes de ecos no responden a exponenciales simples, se utilizó la transformada de la función gamma que se asemeja a una función exponencial.

A esta transformada se le realizó el proceso de inversión, donde se obtuvo una función de probabilidad, por ser un modelo más acorde a la realidad de un medio poroso real. Transformada "L".

Resultados de la correlación espectros T2 versus distribución de tamaños porales por Purcell.

A la distribución de T2 corregida por efectos de hidrocarburo se le aplicó un desplazamiento sobre la distribu-

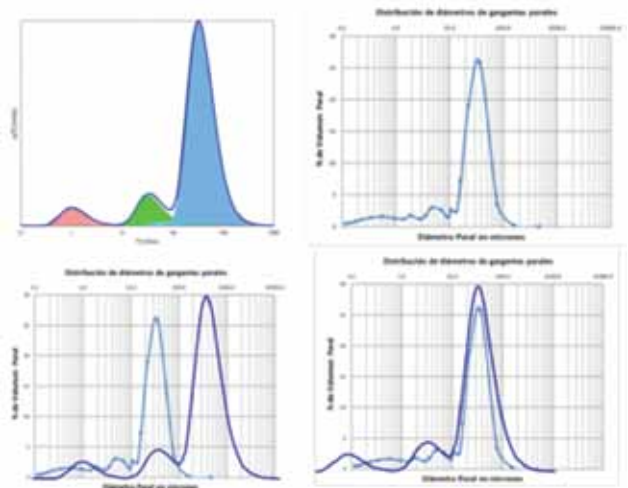


Figura 11. Correlación entre radio poral (laboratorio) y T2.

ción de los tamaños de las gargantas porales obtenidas en laboratorio (Figura 11), estas curvas exhiben una notable correlación cuando la zona está 100% saturada con agua.

A partir de esta correlación, se calcula la constante $c = \text{radio poral laboratorio} / T2 \text{ corregido}$.

Se realizó esta correlación con 16 ensayos de laboratorio, donde se tomaron 14 como válidos.

En la tabla 2 se muestra el resultado de la comparación entre las gargantas porales de laboratorio y los T2 ya corregidos a SW=100% en el Pozo 1, como así también el valor de "c" calculado. Dicho valor promedio es 0,03304.

Profundidad (m)	Radio poral laboratorio (μm)	$c = \text{Radio poral}/T2$	Radio poral= $c \cdot T2$	
597	597/597.7	12	0.038	10.36
679	679.6/681.2	4	0.027	4.98
688	687.9/690	7	0.034	6.87
783	783.2/785.4	8.5	0.032	8.82
807.5	808/808.6	8.5	0.044	6.45
852.5	851.6/853.2	4	0.042	3.16
915	913.8/915.1	6	0.019	10.2
970	969.5/971.3	6	0.027	7.34
986.5	986.2/986.9	6	0.035	5.62
1027	1026.6/1027.6	4	0.031	8.46
1043.3	1042.7/1043.9	4	0.024	5.44
1077.5	1077.1/1077.6	2.5	0.035	2.38
1093	1092.2/1093.2	7.5	0.029	8.46
1126.5	1126.7/1127.3	4	0.031	4.23
1145	1144.8/1145.4	1	0.030	1.1
1225	1223.2/1226.8	40	0.020	26.24
Promedio		0.033		

Tabla 2. Obtención de constante c.

Se aplica este coeficiente a todas las capas de todos los pozos en los que hay resonancia magnética nuclear, así obtenemos el radio poral.

En la tabla 3 se muestra el radio poral obtenido por el procesamiento de resonancias magnéticas.

En la figura 12 se comparan los espectros de distribuciones porales, porosidades *versus* T2 y porosidades *versus* radios porales.

La figura 13a es una presentación combinada de perfiles, se incluyen datos registrados en el pozo; en el track 4 está la distribución de bins desde (0,5 a 2048 msec).

En la figura 13b la presentación es similar a la 13a, pero la diferencia está en el mismo track 4, aquí ahora es la distribución radios porales desde (0,5 a 64 micrones).

Se utilizó la herramienta de Crystal Ball para calcular el rango más probable en el que podemos encontrar los tamaños de garganta poral. En la figura 14 se muestra la distribución gargantas porales para la formación Bajo Barreal.

Al analizar todos los eventos, se puede observar que el valor más probable es 8 μm (P50) y puede variar entre 4 μm (P10) y 12 μm (P90). En el evento 13, con mayor por-

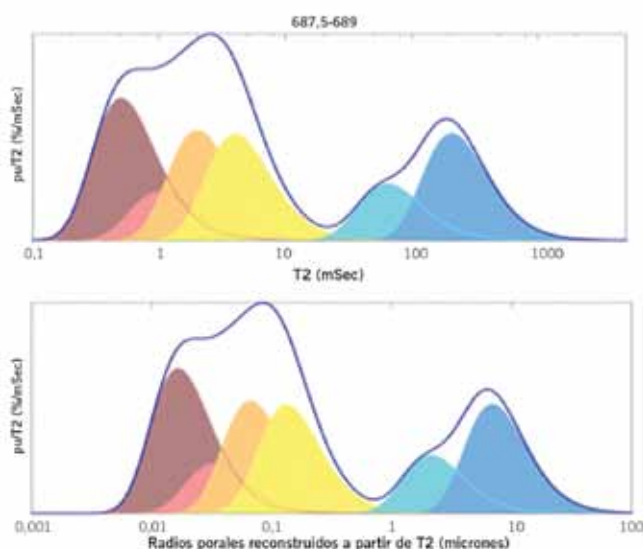


Figura 12. Comparación T2 (msec) *versus* T2 (mm).

Evento Pozo	CAPA	Tope (mbbp)	Base (mbbp)	Radio poraje $C \cdot T^2$	C	T2 (mseg)	
9	Pozo 4	09-050	1163	1166	4,49	0,033	135,8
9	Pozo 1	09-050	1026	1028	8,46	0,033	256
9	Pozo 3	09-050	1097	1099	9,32	0,033	282
13	Pozo 1	13-190	851,5	853	3,95	0,033	119,56
13	Pozo 3	13-190	922,5	924	7,9	0,033	238,9
13	Pozo 3	13-563	994	996	8,46	0,033	256
13	Pozo 4	13-293	1018,5	1019,5	8,46	0,033	256
13	Pozo 4	13-563	1060,5	1063,5	8,46	0,033	256
13	Pozo 2	13-293	1064	1066	8,884	0,033	267,4
13	Pozo 2	13-555	1106,5	1109,5	9,1	0,033	275,44
13	Pozo 1	13-555	913	915,5	10,196	0,033	308,6
13	Pozo 3	13-555	983,5	920,5	10,94	0,033	331,24
14	Pozo 3	14-090	830	831,5	4,73	0,033	143
14	Pozo 3	14-385	862,5	864,5	5,21	0,033	157,8
14	Pozo 1	14-090	756,5	759	6,625	0,033	200,5
14	Pozo 1	14-350	781	786	8,882	0,033	266,92
14	Pozo 1	14-385	791	793	11,014	0,033	333,36
14	Pozo 3	14-350	853	857	11,94	0,033	361,67
16	Pozo 2	16-300	857,5	859,5	12,18	0,033	368
17	Pozo 3	17-590	707,5	709	2,11	0,033	64
17	Pozo 1	17-590	636,5	640	4,27	0,033	129

Tabla 3. Radio poral obtenido por RMN.

centaje de reserva de petróleo asociada, varía entre 8 μm y 11 μm . En la figura 15 se representa la distribución de gargantas porales en evento 13.

Correlación de Spearman

Se utilizó el coeficiente de correlación de Spearman (ρ) para conocer la asociación que existe entre los tamaños porales obtenidos a partir del procesamiento de resonancia magnética con los datos de tamaños porales obtenidos en el laboratorio.

Para ello se utilizaron los datos promedio por evento formacionales de ambas variables.

Se obtuvo $\rho = 0,54$.

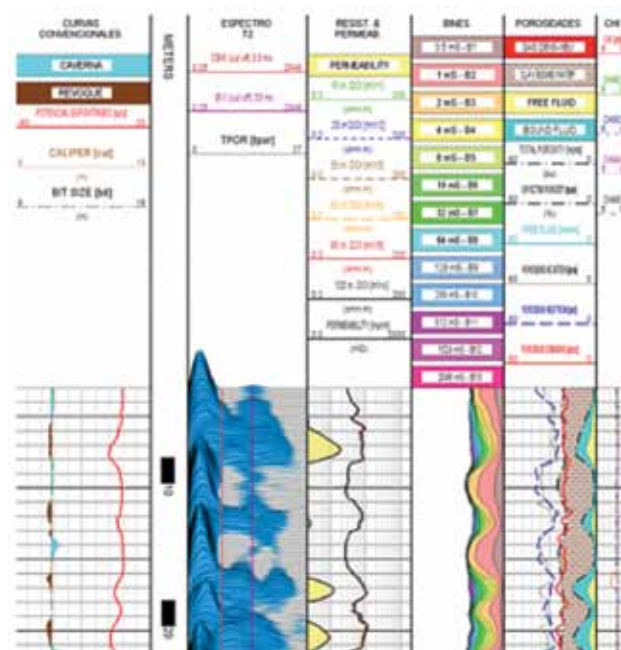


Figura 13a. Perfil distribución de bins.

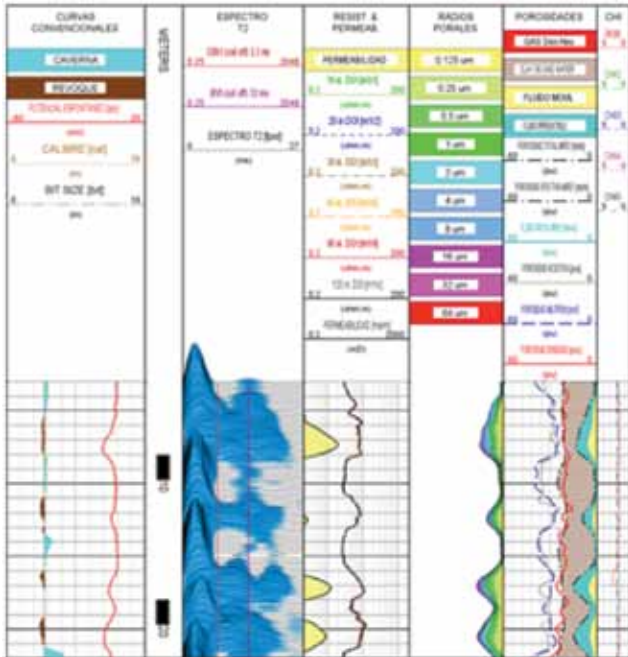


Figura 13b. Perfil distribución de radios porales.

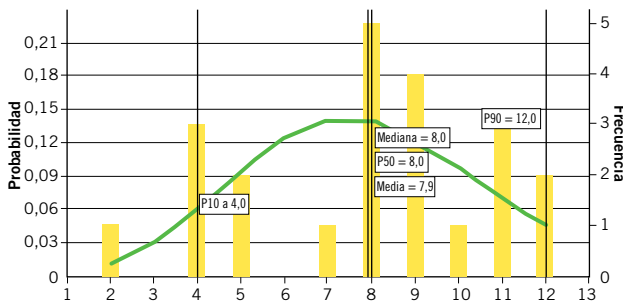


Figura 14. Probabilidad radio poral.

Se puede observar una correlación de moderada a fuerte positiva entre los datos de tamaños porales obtenidos por los diferentes métodos.

Conclusiones

El 85% de la producción por primaria ha sido acumulada por los reservorios de los markers 13, 11, 17, 16 y 14. El evento 13 acumuló el 43% de la producción primaria total.

Se logró determinar la correlación entre bins (ms) de la RMN corrida en los pozos y las distribuciones de gargantas porales obtenidas por los estudios de laboratorio.

Se determinó que la distribución de gargantas porales puede variar entre 4 mm y 12 mm en los eventos de interés de la Formación Bajo Barreal. En el evento de mayor importancia la distribución puede variar entre 8 y 11mm.

El coeficiente de Spearman $\rho = 0,54$ muestra una correlación de moderada a fuerte positiva entre los datos de tamaños porales obtenidos por los diferentes métodos.

Dado que el 95% de las partículas superan los 5 μm , con este trabajo se concluye que el principal problema de taponamiento se debe a revoque externo en la cara del punzado.

Se realizará un análisis técnico económico para obtener mejoras en la calidad de agua, con el objetivo de mitigar los riesgos por taponamiento desde el inicio en los proyectos que se implementarán en el yacimiento. A su vez, recuperar

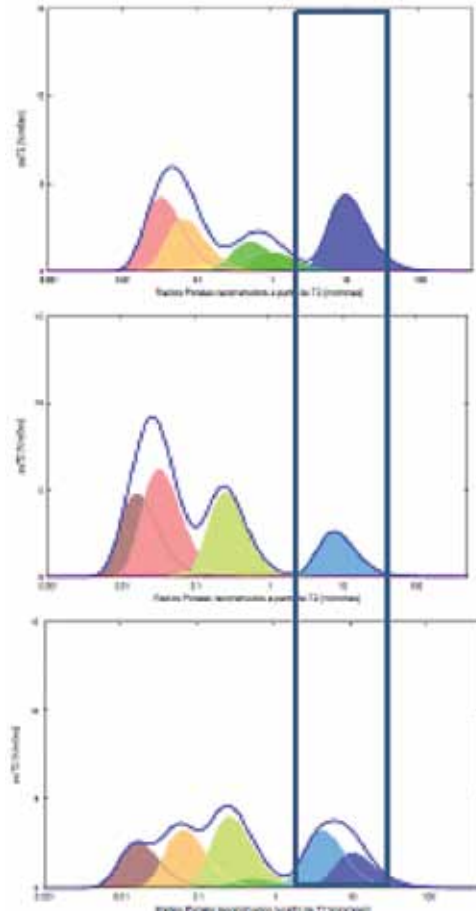


Figura 15. Distribución radio poral evento 13.

la inyección de los proyectos ya implementados, con el fin de garantizar el desarrollo de las reservas involucradas. ■

Bibliografía

- Cavallaro, *Control de calidad de agua y su importancia en la inyektividad*, 2002.
- Coates, G. R., Numar Corp; R. C. A. Peveraro; D. Roberts, BP The magnetic Resonance Imaging Log Characterized by comparison with Petrophysical properties and Laboratory Core Data, SPE 22723 1991.
- Crotti Marcelo, *Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio*,
- Díaz, D. C., E. Breda, YPF, S.A. Comodoro Rivadavia, Argentina, Carlos Minetto, Baker Atlas, Comodoro Rivadavia, Argentina, Songhua Chen, SPE, Baker Atlas, Houston, USA, Use of NMR Logging for Formation Damage Prevention: Water-Flooding Case Study in Cañadón Seco, San Jorge Basin, SPE 56425, 1999. 2003.
- InterRock, *Taller Rock Typing*, 2011.
- Saavedra B., R. Arro y A. Marcaida, *Determinación de tamaño de gargantas porales BI-30 Sur yacimiento Cañadón de la Escondida*, 2010.

Agradecimientos

A Flavia Planas, Moira Flores, Paulo Gazal, Juliana Continanzia, Hernando Escamilla, Juan Iriarte, Claudio Larriestra, Daniel Maza, Lucas Cocce, Federico Salvia, Francisco Gastaldi, Gabriel Dubosc, Karina Anís, Gastón Nicora, Jorge Tucut, Fabián Oggier, Cristian Orozco, Damián Vivanco, Miguel Ortiz, Carlos Pérez, Vanesa Paredes, Yanina Salas, Lucrecia Alonso, Tomás Seeber y Benito Saavedra.