

DETERMINACIÓN DE TAMAÑOS PORALES EN EL YACIMIENTO CERRO GRANDE

Karina Villarroel¹, Eduardo Breda¹, Elena Arijón², Zully Salazar¹, Luis Perea¹, Pablo Aiza³

1: YPF S.A., karina.villarroel@ypf.com, eduardo.w.breda@ypf.com, zully.salazarsalazar@ypf.com

2: Trabajó en YPF.S.A.

3: Baker Hughes, a GE company, pablo.aiza@bhge.com

ABSTRACT

Successful secondary recovery projects require a very detailed feasibility study, which includes considering that the water injected must meet the optimum quality to avoid producing damage to the formation.

The objective of this work is the determination of the pore sizes distribution in the reservoirs to achieve the prevention of the problems associated with the invasion of solids present in the injection water.

In the Cerro Grande area, we rely on a distribution of representative samples obtained from rotating cores, which constitute the stratigraphic column of the Gulf of San Jorge Basin, Argentina. Also, we rely on a density of NMR logging data information from the column with a similar data density. From these data, a study was started in which the bins distribution of the T2 spectrum obtained with NMR logging were interrelated with the distribution of the radius of the pore throats obtained in the capillary pressure tests of laboratory, using the Purcell method in rotated cores.

The study was carried out in a particular project of the area, where a decrease of the total injection flow in some injector wells was measured. This drop could take place due to filling in facilities, loss of admission, etc.

The results of this study could be used as an analogy in projects of similar characteristics, to mitigate the risks by deposition of particles from the beginning of the injection, in order to guarantee the development of the oil reserves involved.

INTRODUCCIÓN

La zona de estudio se encuentra ubicada dentro del yacimiento Cerro Grande, en el centro norte de la Provincia de Santa Cruz, a unos 17 km al NO de la localidad de Las Heras (figura 1).

En la zona estudiada existe un proyecto de recuperación secundaria implementado en el año 2006. El proyecto cuenta con 6 inyectores activos que contactan 13 reservorios.

En el año 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, lo que llevó a aumentar a 42 capas el proyecto original.

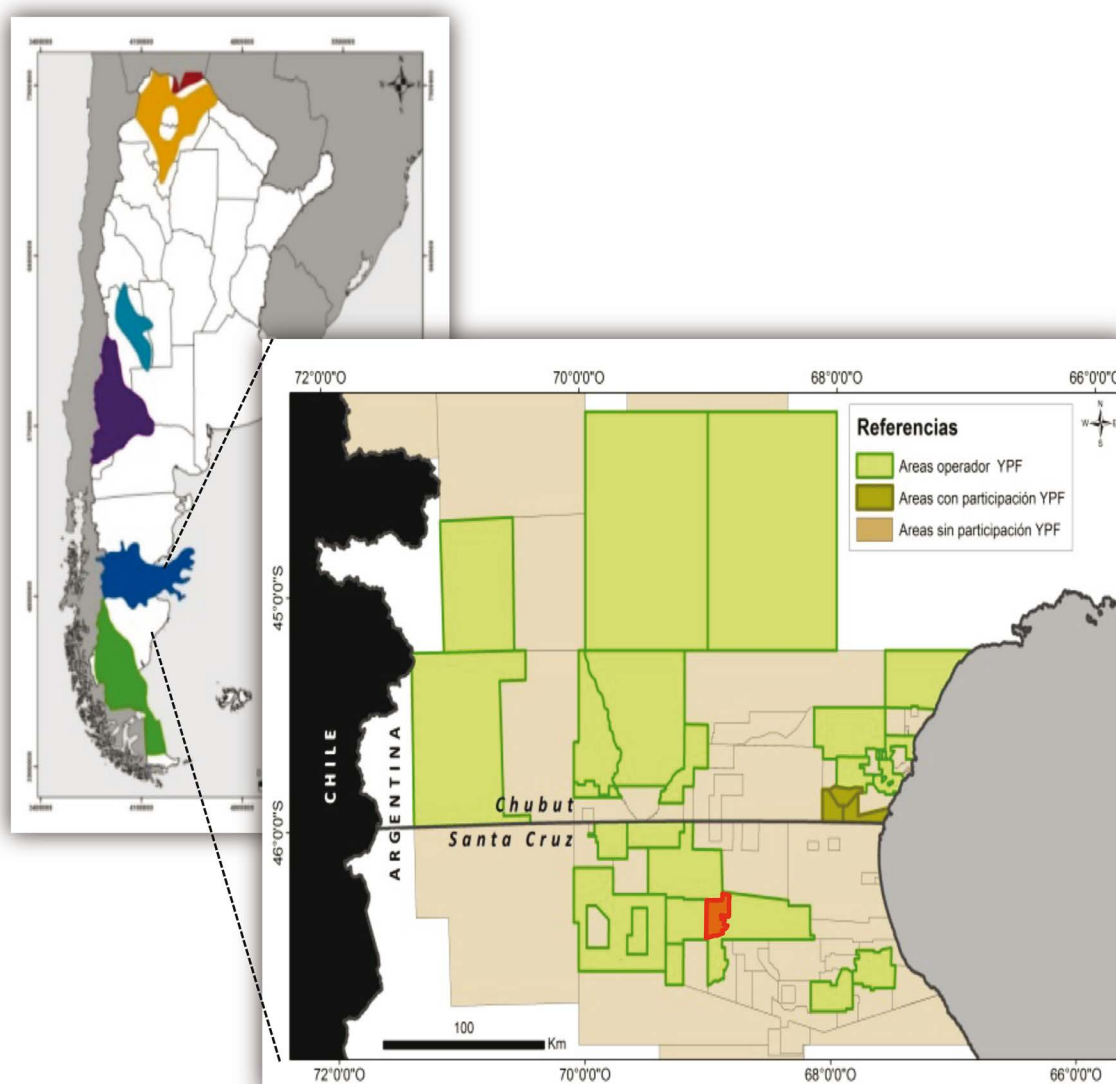


Figura 1. Mapa de ubicación.

MODELO GEOLÓGICO

A partir del Jurásico Medio, comienza un régimen extensional en la Patagonia, que da lugar a un sistema de fallas escalonadas con rumbo principal NNO-SSE, y desarrollo de depocentros con depósitos volcánoclasticos y lacustres (Foix *et al.*, 2012). En secciones transversales, las estructuras extensivas se caracterizan por ser lítricas en profundidad, afectando hasta el basamento (Figari *et al.*, 1999).

Una segunda fase extensional/transensional de reactivación se da en el Cretácico medio en el sector oriental a lo largo de las fallas normales de orientación ONO-ESE, la cual genera acomodamiento para la depositación del grupo Chubut, en ambientes fluviales y lacustres. En esta

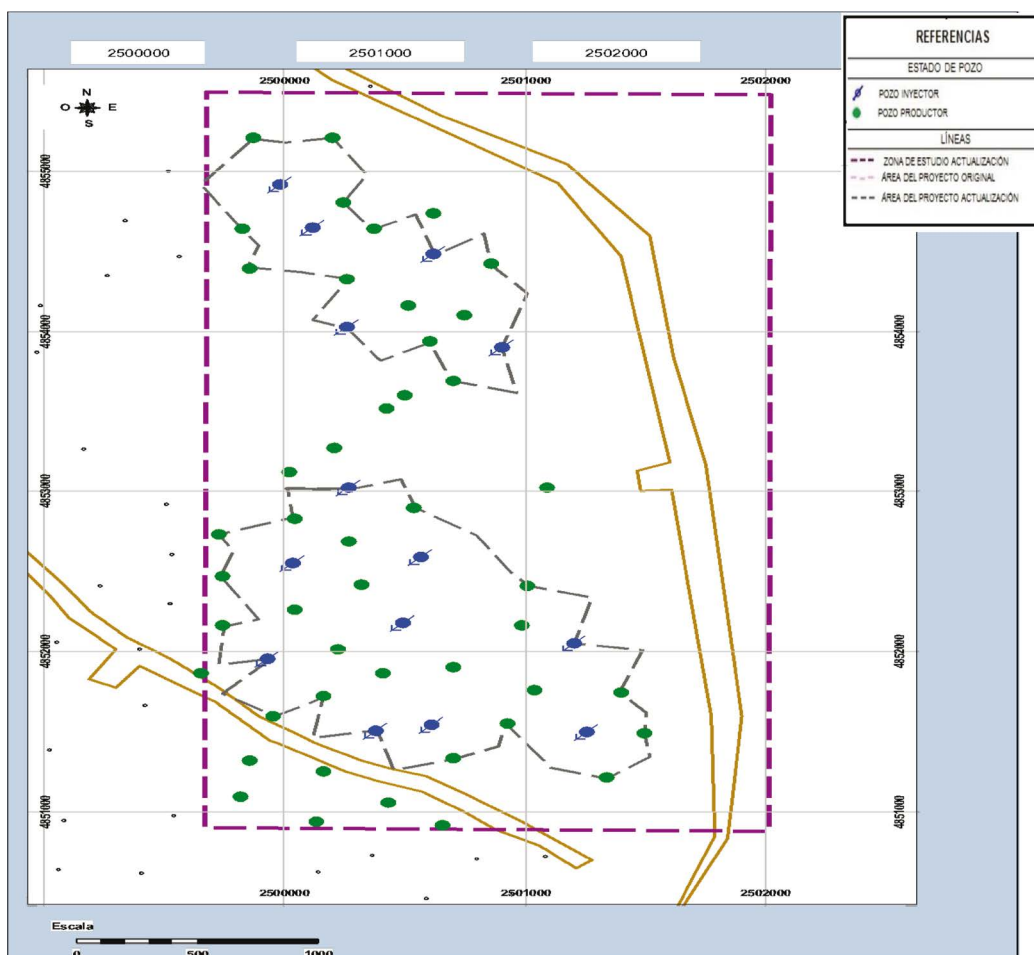


Figura 2. Área del proyecto.

etapa se desarrolla un campo de esfuerzos en condiciones de backarc (Foix *et al.*, 2012).

En el Cretácico superior-Paleoceno inferior se produce otra etapa de actividad extensional, que da lugar a una ingesión marina cuyos depósitos están representados por la Formación Salamanca (Foix *et al.*, 2012).

La última fase extensional de la cuenca se produjo en el Mioceno Inferior, durante la depositación de la Formación Chenque. Desde el Mioceno Medio, la cuenca sufre una importante erosión relacionada a la elevación de Los Andes, a la formación de la Faja Plegada de San Bernardo y a la caída del nivel del mar (Foix *et al.*, 2012).

Por otra parte, durante la compresión andina terciaria se ha modificado el estilo original produciendo la inversión tectónica de antiguos depocentros. Las principales fallas son inversas y de orientación NO y NE, de alto ángulo en superficie pero haciéndose lítricas en profundidad. Estos anticlinales se encuentran fragmentados por otro tren ONO-ESE, de carácter extensivo o con suave desplazamiento lateral, que favorece la migración de hidrocarburos y la compartimentación

de la estructura mayor. Sólo las estructuras y lineamientos antiguos con orientación transversal o fuertemente oblicuas al esfuerzo principal fueron invertidas tectónicamente (Figari *et al.*, 1999).

El área de estudio se encuentra en el límite de la Faja Plegada con el Flanco Sur (ámbitos estructurales definidos por Figari *et al.* en 1999), en el anticlinal de La Chitita, de rumbo N-S, generado por el desplazamiento de una falla inversa profunda. El anticlinal se divide en bloques, separados por fallas normales de rumbo NO-SE y E-O que cortan transversalmente el eje del anticlinal. La figura 3 muestra secciones sísmicas en sentido N-S y E-O, donde se evidencia la estructura mencionada en el área de estudio.

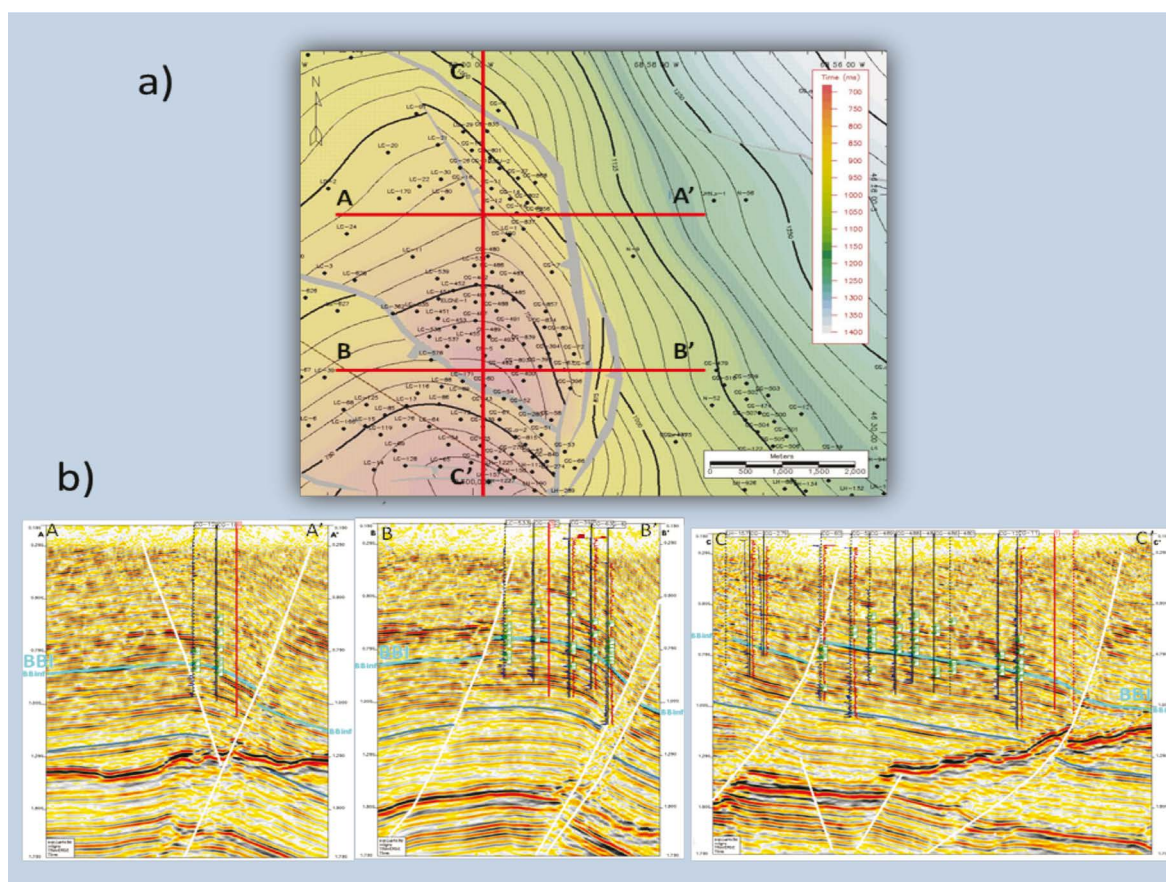


Figura 3. a) Mapa isócrono del área de estudio con traza de ubicación de cortes sísmicos. El horizonte interpretado como Bajo Barreal Inferior corresponde a un reflector sísmico próximo a la Formación de Bajo Barreal. b) Cortes sísmicos A-A' y B-B' en dirección E-W y C-C' en dirección N-S.

ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria mesozoica de la cuenca del Golfo San Jorge se divide en cuatro unidades mayores limitadas por discontinuidades, las que se denominan Liásico, Bahía Laura, Neocomiano y Chubutiano. El Liásico está compuesto por sedimentitas continentales y marinas, depositadas durante el Jurásico temprano en una franja de cubetas extensionales que se extiende

con orientación NO desde el centro oeste de Chubut hasta el Macizo del Deseado. Bahía Laura comprende las sucesiones volcánicas, volcanoclásticas y sedimentarias originadas en eventos de vulcanismo explosivo durante el Jurásico medio y tardío en gran parte de la Patagonia. El Neocomiano reúne secuencias lacustres y marinas originadas como relleno de hemifosas tectónicas durante un lapso de calma volcánica. El Chubutiano, por último, constituye el relleno más extenso y característico de la cuenca, y se compone de espesas secuencias continentales de ambientes lacustres y fluviales, con abundante participación de material piroclástico proveniente de un arco occidental, depositadas durante el Cretácico (Hechem y Strekov, 2002).

En el área de estudio, la sección de interés está comprendida dentro del Chubutiano correspondiendo a la Formación Bajo Barreal (Inferior y Superior). Esta Formación se caracteriza por una secuencia continental de origen fluvial con alternancia de areniscas correspondientes a cuerpos canalizados propios de un sistema fluvial entrelazado, rodeado por sedimentos pelíticos que conforman la planicie de inundación. Hacia la base de la misma aumenta la participación de elementos piroclásticos, tufitas que gradan a tobas y areniscas tobáceas propias de la Formación Castillo (Hechem *et al*, 1990).

Mediante el análisis de las capas que fueron mapeadas se puede observar una gran variación lateral de los cuerpos, tanto en espesor como en granulometría. Estos cuerpos son elongados con

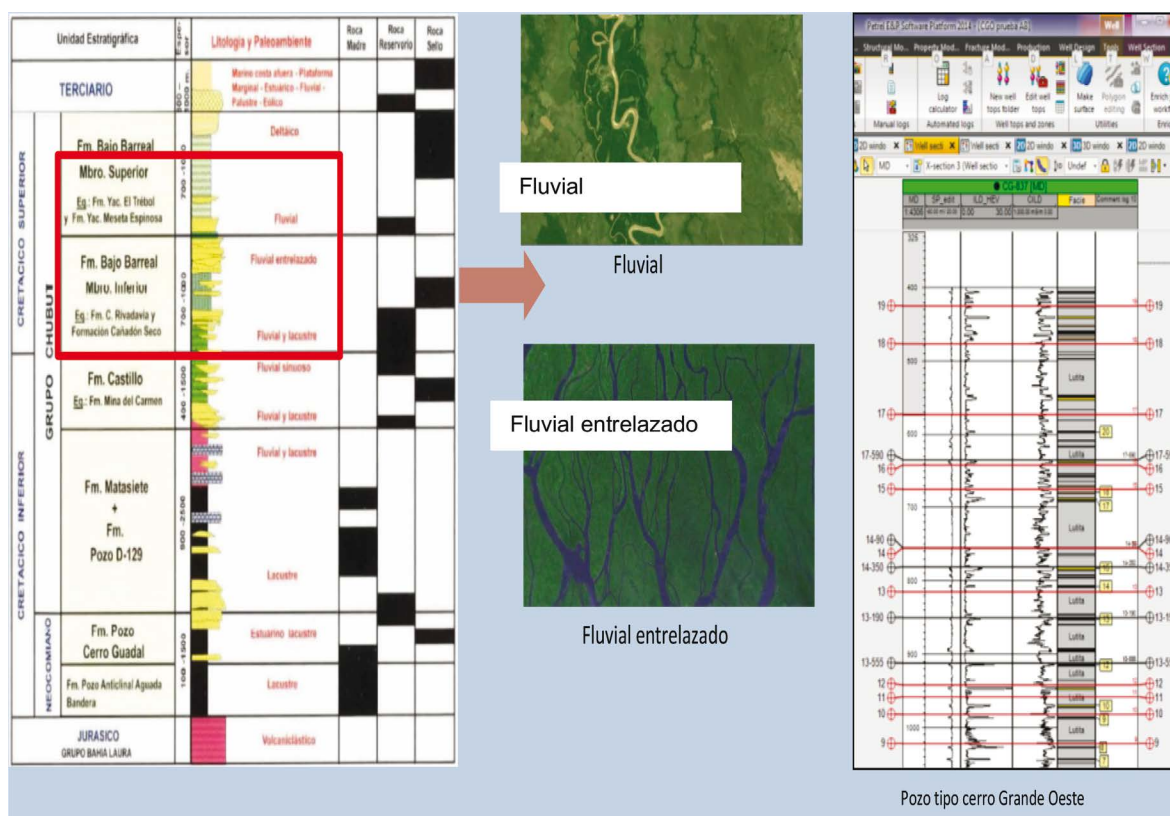


Figura 4. Columna estratigráfica de Homoc y Lucero (2002).

una orientación generalizada N-S y NNO-SSE, en promedio tienen un ancho de entre 150 a 300 m y un espesor inferior a 5 m.

En la figura 4 se muestran la columna estratigráfica y el perfil tipo del yacimiento Cerro Grande.

La figura 4 muestra la sección productora en el área de estudio, la cual se ha dividido en 19 *markers* principales.

La litología varía con la profundidad. Entre el *marker* 19 hasta la base del *marker* 13, la litología se caracteriza por la presencia de areniscas y limoarcillitas. A partir de la base del *marker* 13 se observa un incremento del material tobáceo (presencia de areniscas tobáceas y limoarcillitas tobáceas). En la sección media del *marker* 9 se observan tobas y areniscas tobáceas.

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

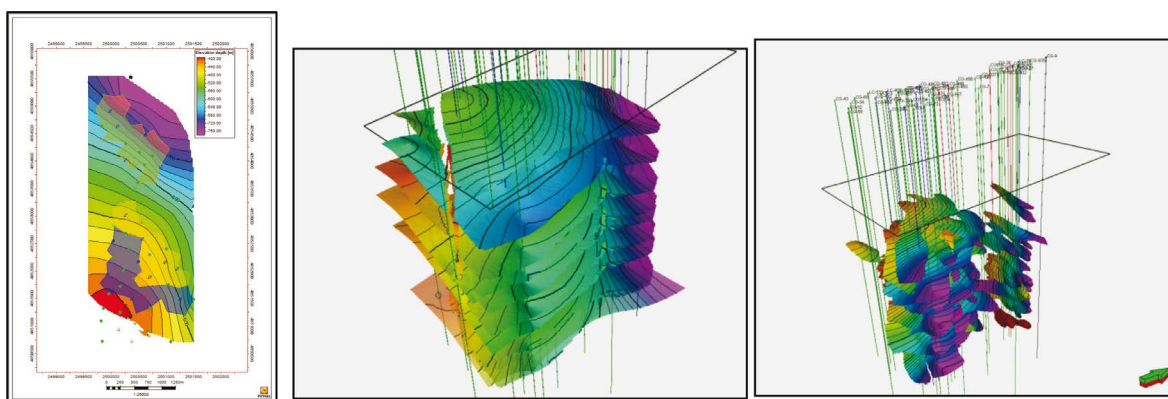


Figura 5. Mapa estructural a nivel *Marker* 12. Imagen 3D Mapas estructurales de *markers* y capas interpretadas.

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POR CAPA

Con el modelo geológico actualizado se identificaron las capas con mayor porcentaje de reserva involucrada, por lo que se enfocó el estudio en estos eventos.

Los eventos de los *Markers* (11, 13, 14, 16 y 17), han acumulado el 85% de la producción primaria, siendo estos las que comprometen la mayor parte de reserva en el proyecto de secundaria como se puede ver en la figura 6. 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 (Figura 7), y ha acumulado el 43% de la producción primaria total y contiene el 27% de la reserva de secundaria.

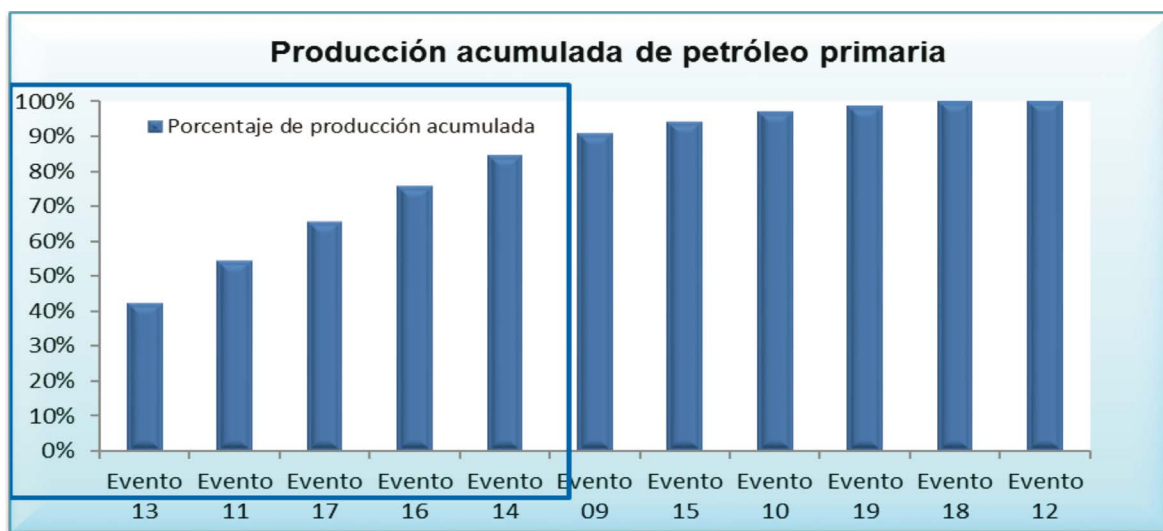


Figura 6. Producción primaria acumulada por *marker* o evento.



Figura 7. Número de capas de interés por *Marker* o evento.

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 de qué manera están afectando al reservorio la depositación de sólidos que contiene el agua de inyección. La clasificación que se utiliza es la siguiente (Barkman *et al.*, 1972 y Abrams, 1977):

Revoque externo: Invasión en la pared del reservorio.

$DP > 1/3 D_g$

Revoque interno:

$1/3 > DP > 1/7 D_g$

Sin revoque: Las partículas no bloquean los poros.

$DP < 1/7 D_g$

Dónde DP es diámetro de partícula y D_g es diámetro de garganta poral.

Para realizar el trabajo se adquirió información proveniente del agua de inyección y de la roca, y se realizaron los siguientes estudios:

Adquisición de información del agua de inyección

Monitoreo parámetros de calidad de agua de planta de inyección

Se realizó la comparación de los parámetros estandarizados de la calidad del agua en la tabla 1, con los valores medidos en los distintos puntos del sistema (figura 8).

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. Comparación de parámetros.

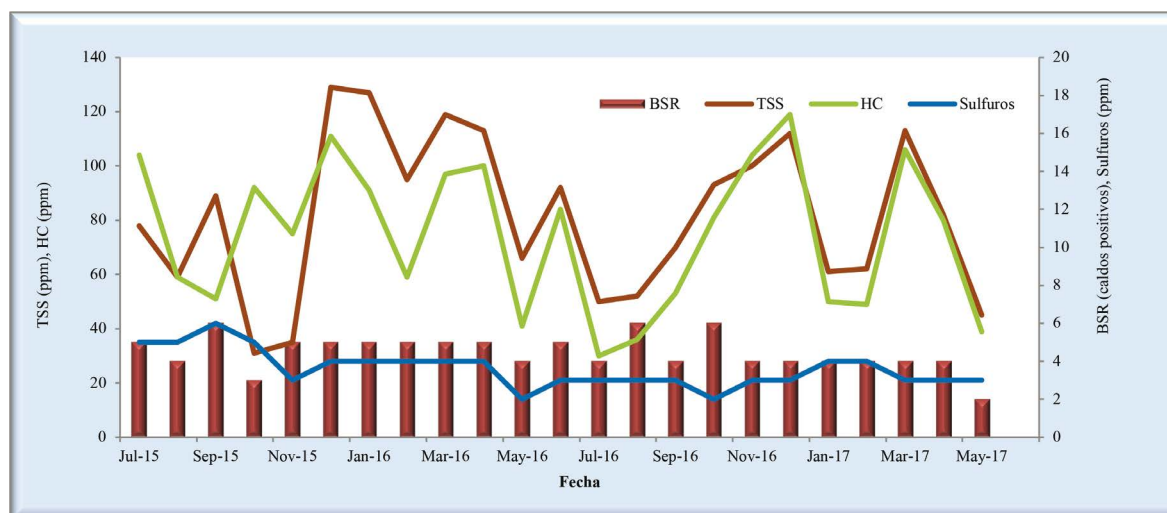


Figura 8. Calidad de agua en planta de inyección.

Se puede ver en la figura 8 como varían los parámetros en el tiempo, superando mes a mes los valores aceptables en la compañía.

ENSAYOS DE TAPONAMIENTO

El ensayo de taponamiento, también conocido como test *millipore* (Norma NACE TM0173:2015), indica la calidad de agua y el grado taponante de la misma. Cuánto más caudal pueda pasar por el filtro sin taponarlo, mejor calidad tiene el agua de inyección.

Este ensayo se realizó en mayo 2016, en 3 inyectores del proyecto que se encuentran en el mismo satélite, para conocer el índice de taponamiento (SDI). Se utilizó una membrana de nylon de 47 mm, con tamaño de poro de 0.45 μm . De este ensayo *in-situ* se obtuvieron los datos que se observan en la tabla 2:

INYECTOR	Volumen filtrado (ml)	Tiempo (seg)	% Taponamiento	SDI	Sólidos totales (mg/l)
1	67	60	100	32	60.9
	89	120			
	115	190			
2	65	60	100	32	98
	87	120			
	100	187			
3	70	60	100	33	76.6
	90	120			
	103	180			

Tabla 2. Ensayos de taponamiento.

A partir de los resultados, se construyó el gráfico de Índice de taponamiento, figura 9, donde se puede observar que las curvas indican una alta tendencia de taponamiento del agua de las muestras analizadas.

En la figura 9 se puede ver que a medida que se va acumulando el volumen de agua, el caudal filtrado va disminuyendo. En el inyector 1, en la última etapa, el caudal del filtrado se mantiene constante.

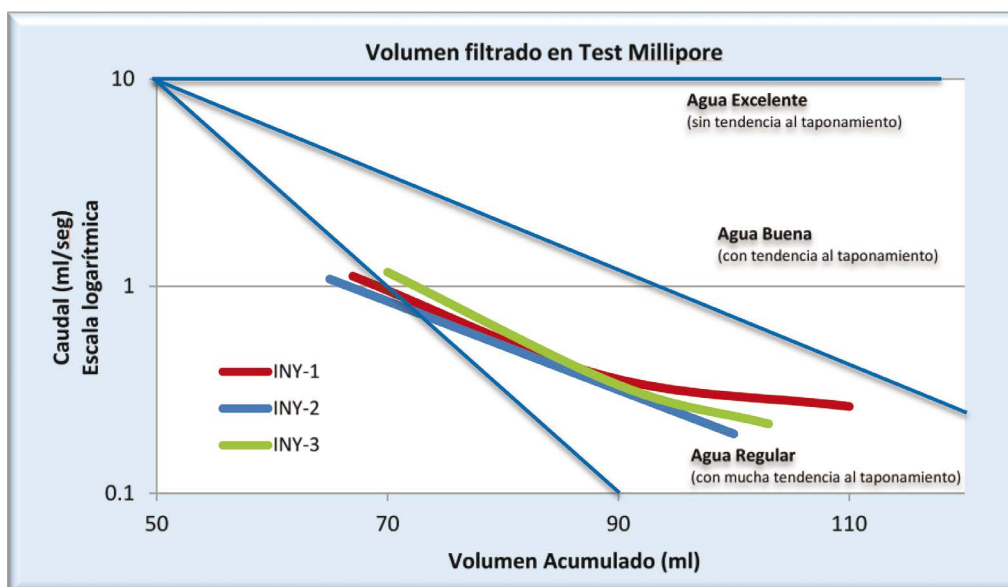


Figura 9. Índice de taponamiento.

DETERMINACIÓN DE TAMAÑO DE PARTÍCULAS POR DIFRACCIÓN DE RAYOS LÁSER

Se utiliza esta técnica que implica hacer incidir tres haces de luz láser sobre la partícula, que miden patrones combinados de luz dispersada. Lo que permite es evaluar las dimensiones y realizar una distribución de tamaños generada por frecuencias de datos dispuestas en rangos (Cabrera *et al.*, 2010).

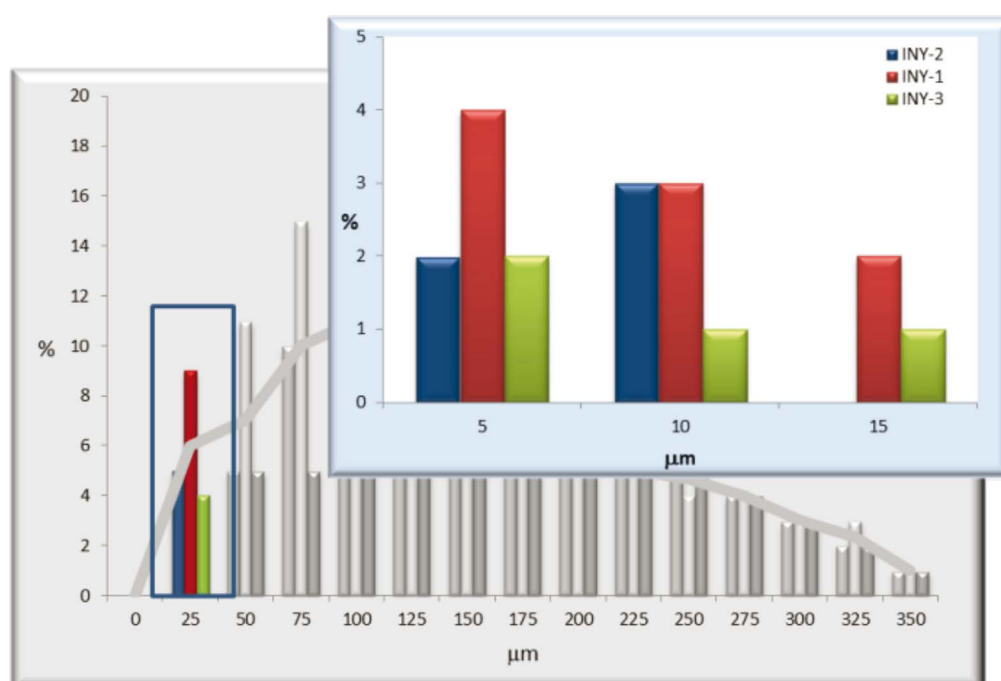


Figura 10. Distribución de tamaño de partícula.

El análisis se concentró en las partículas con tamaños menores a los 25 μm (Figura 10), que son las partículas que pueden dañar al reservorio. Con este método, se determinó que más del 95% de las partículas superan los 5 μm .

ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN DE LA ROCA.

Ensayo de Purcell en 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, dónde se obtuvo porosidad y permeabilidad. En una segunda etapa se realizaron los estudios de petrofísica especial, que comprenden el factor de formación, índice de resistividad y presión capilar (Purcell).

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 11 vemos la distribución de tamaño poral obtenidas por método Purcell.

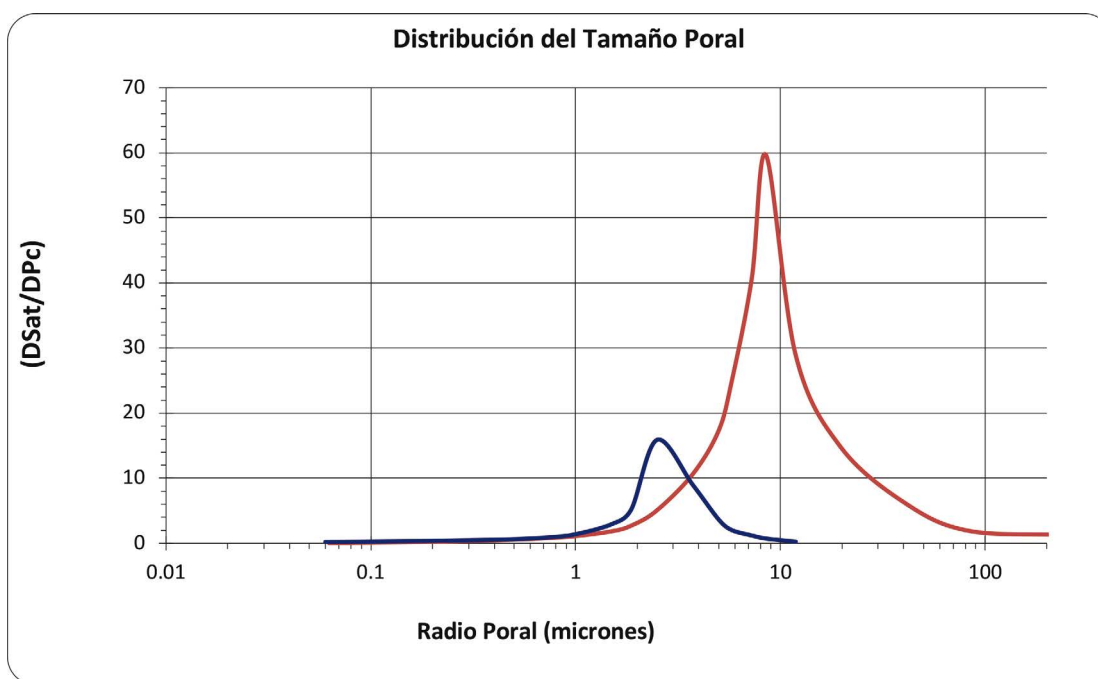


Figura 11. Distribución tamaño poral por método Purcell.

Se utilizó esta información para correlacionar con los perfiles de resonancia magnética nuclear.

PROCESAMIENTO DE PERFILES DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

Fundamento teórico

El procesamiento de esta información nos permitió obtener la distribución de bins en milisegundos, 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.

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

En el caso de las areniscas de los reservorios del yacimiento, garganta poral y radio de poro es algo muy similar.

El proceso de medición de la resonancia magnética nuclear es una composición de exponenciales de espectros individuales, relacionados con el hidrogeno presente en los reservorios del yacimiento, que al final, se suman para representar la señal de amplitud vs tiempo, como se ve en la figura 12a.

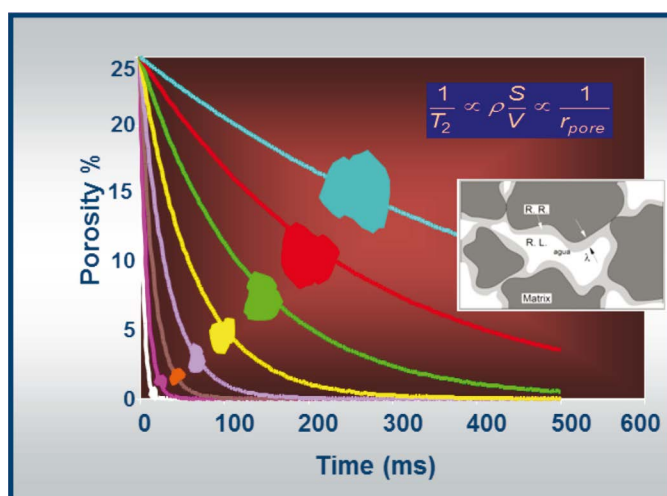


Figura 12a. Porosidad vs tiempo.

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 12b, de esta manera amplitud

(porosidad) vs T2 ahora representan los micro, medios y macro poros de la roca en estudio; estamos representando implícitamente su calidad.

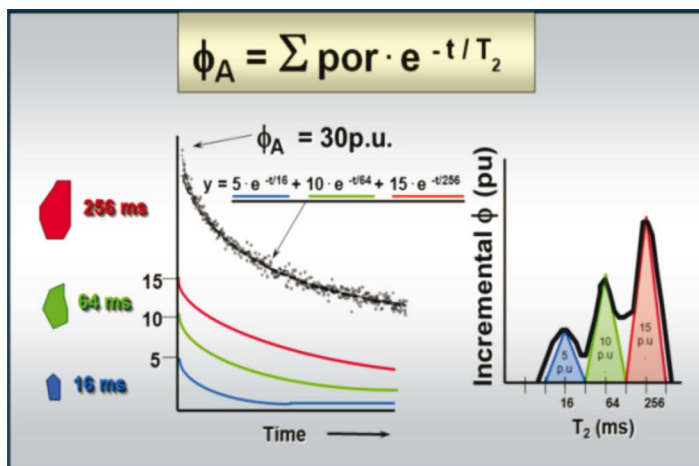


Figura 12b. Porosidad vs T2.

En el caso de que contenga hidrocarburo, por efecto de capilaridad, el petróleo se ubicaría en centro del poro y ese fluido enmascararía el verdadero 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 (llamada transformada “L”) se le realizó el proceso de inversión, y se obtuvo una función de probabilidad, por ser un modelo más acorde a la realidad de un medio poroso real.

Correlación espectros T2 vs Distribución de tamaños porales por Purcell

A la distribución de T2 corregida se le aplicó un desplazamiento sobre la distribución de tamaños de gargantas porales obtenidas en laboratorio. En las figuras 13a, 13b, 13c, se ve como 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 en los 16 ensayos de laboratorio del pozo 1, donde solo se tomaron 14 como válidos.

La tabla 3 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.

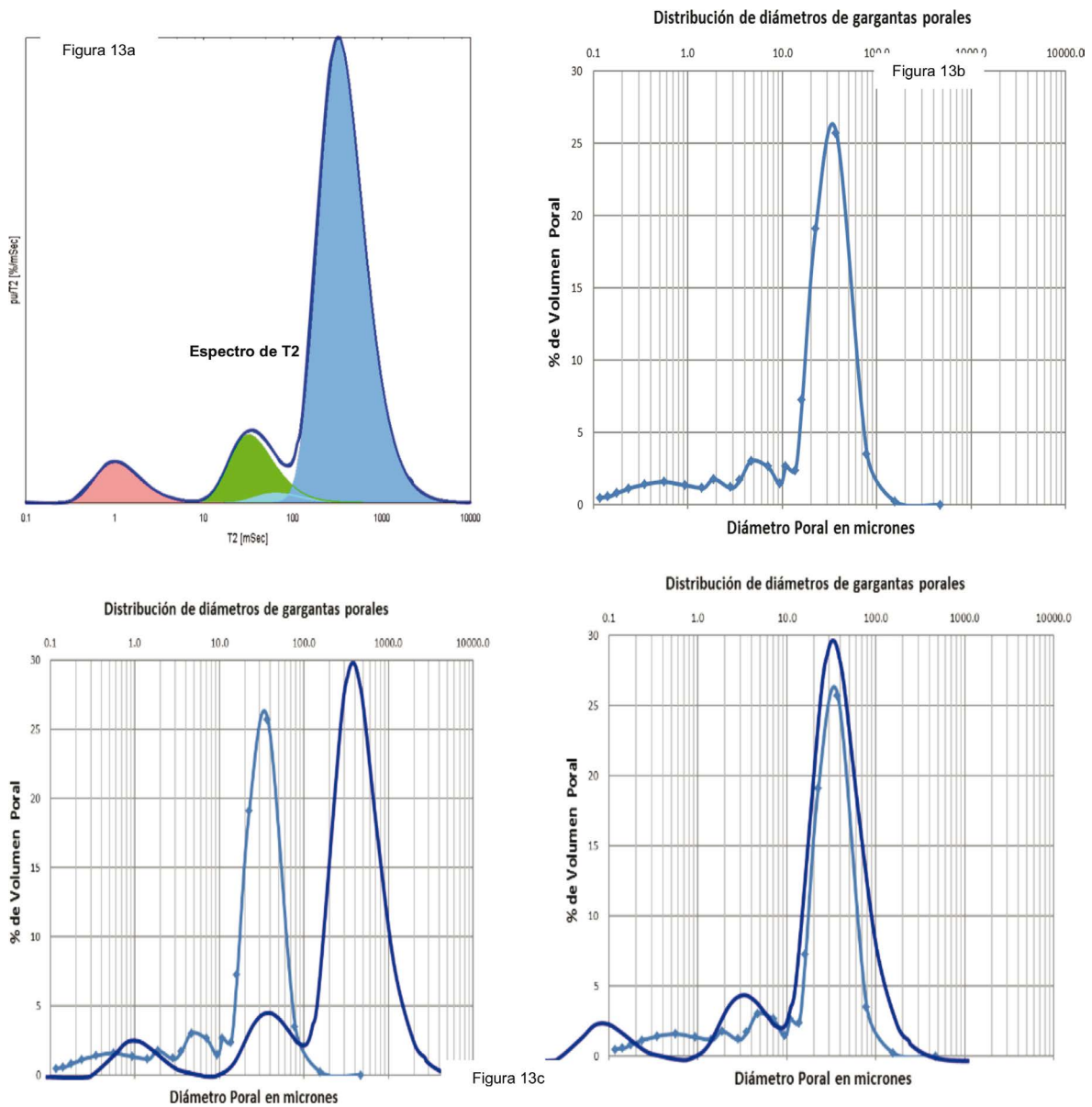


Figura 13a. Espectro T2; 13b. Distribución de diámetro de garganta poral de laboratorio; 13c. Correlación entre distribución T2 y diámetro de gargantas porales de laboratorio.

	Profundidad (m)	Radio poral laboratorio (μm)	c' = Radio poral/ T2	Radio poral= c*T2
597	597/597.7	12	0.03828	10.36
679	679.6/681.2	4	0.02656	4.98
688	687.9/690	7	0.03366	6.87
783	783.2/785.4	8.5	0.03184	8.82
807.5	808/808.6	8.5	0.04354	6.45
852.5	851.6/853.2	4	0.04182	3.16
915	913.8/915.1	6	0.01944	10.2
970	969.5/971.3	6	0.02701	7.34
986.5	986.2/986.9	6	0.03528	5.62
1027	1026.6/1027.6	4	0.03125	8.46
1043.3	1042.7/1043.9	4	0.0243	5.44
1077.5	1077.1/1077.6	2.5	0.03474	2.38
1093	1092.2/1093.2	7.5	0.0293	8.46
1126.5	1126.7/1127.3	4	0.03125	4.23
1145	1144.8/1145.4	1	0.02997	1.1
1225	1223.2/1226.8	40	0.02036	26.24
Promedio			0.03304	

Tabla 3. Obtención constante c.

Se aplicó este coeficiente a todas las capas de todos los pozos en los cuales hay resonancia magnética nuclear y se obtuvo el radio poral.

La tabla 4 muestra el radio poral obtenido por el procesamiento de resonancias magnéticas.

Evento	POZO	CAPA	TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	Radio poral= c*T2	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	8.84	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	987	10.57	0.033	320
13	Pozo 3	13-190	918.5	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 4. Radio poral obtenido por el procesamiento de resonancias magnéticas.

En la figura 14 se comparan los espectros de distribuciones porales, porosidades vs T2 y porosidades vs radio porales.

La figura 15a es una presentación combinada de perfiles, se incluyen datos registrados en el pozo; en la pista 4 está la distribución de bins desde (0.5 a 2048 msec).

En la figura 15b la presentación es similar a la anterior, pero la diferencia está en la misma pista 4, aquí ahora es la distribución radios porales desde (0.5 a 64 micrones).

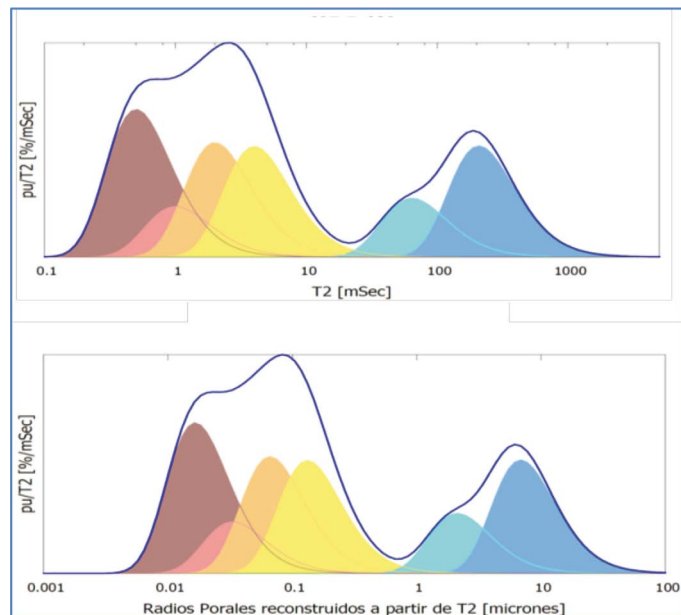


Figura 14. Comparación T2 (msec) vs T2(μm).

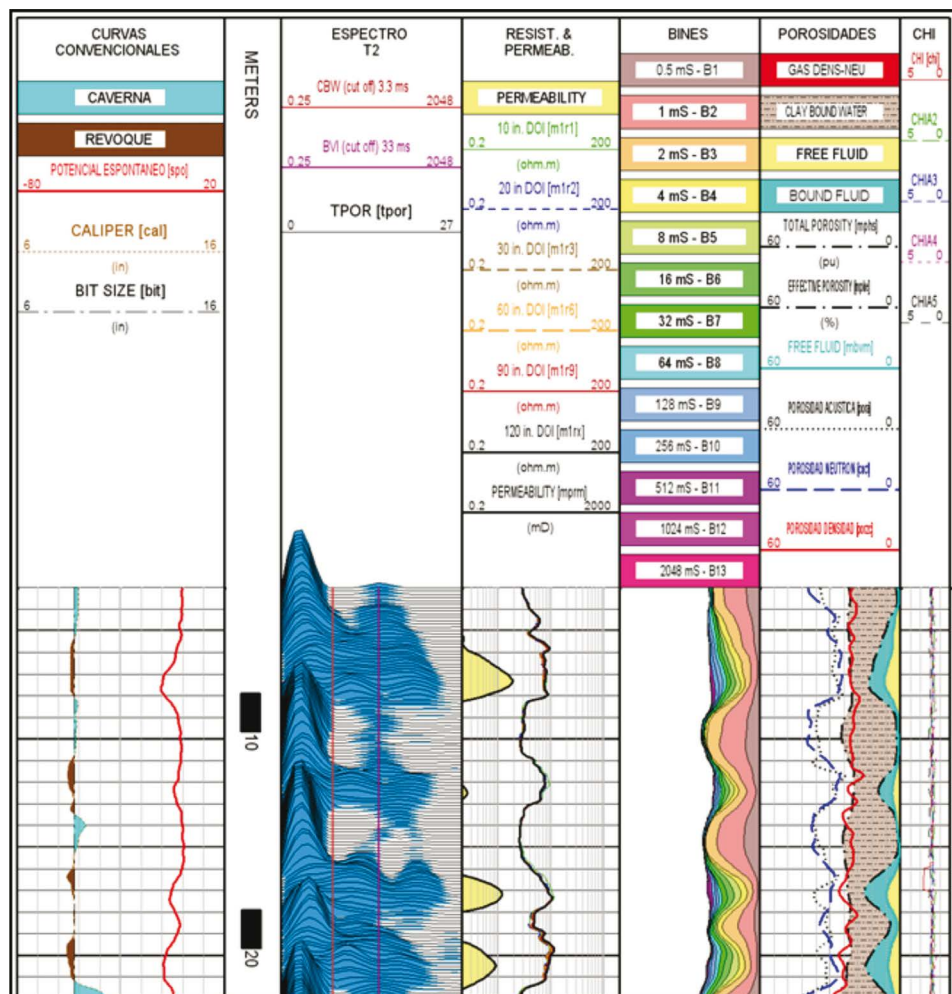


Figura 15a. Perfil distribución de bins.

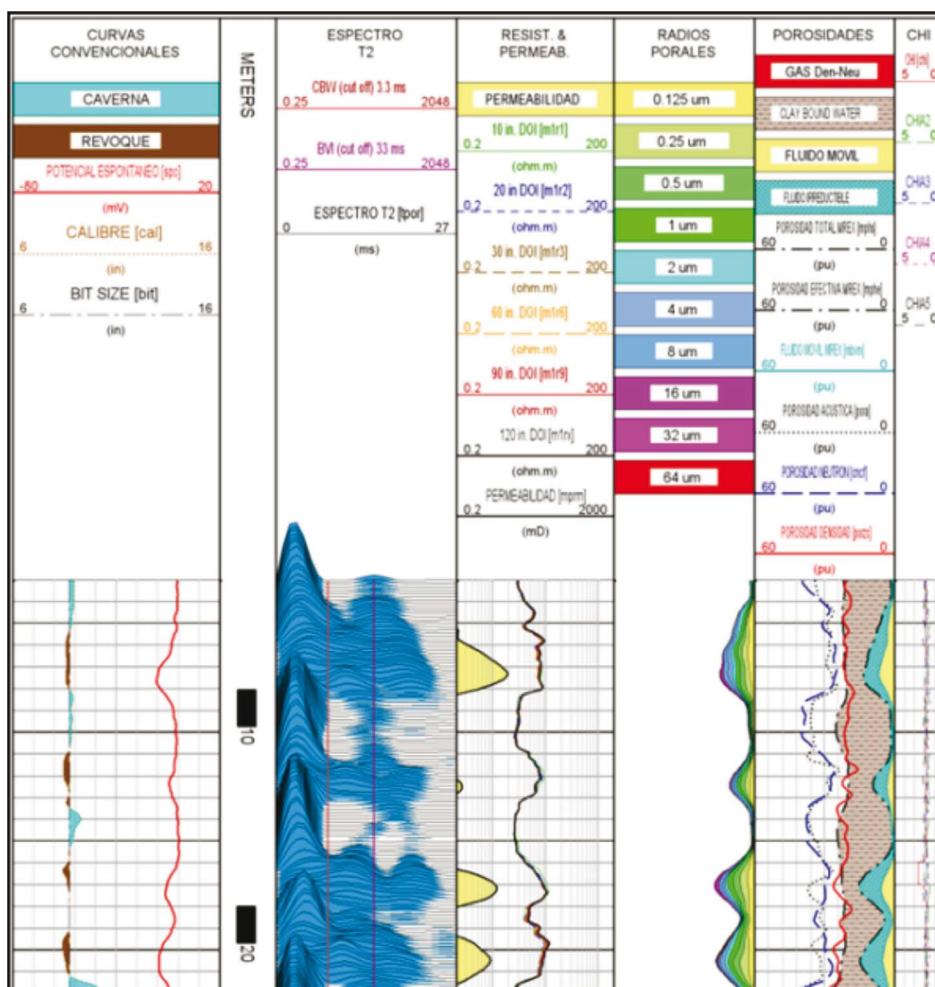
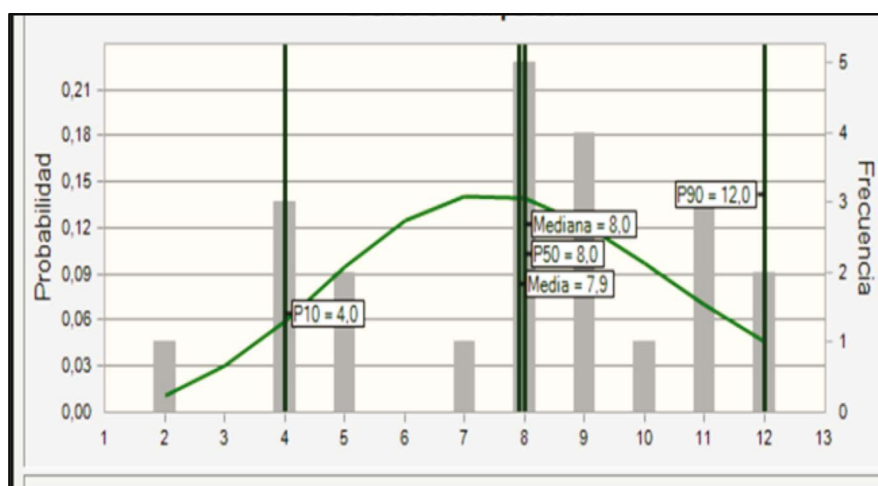


Figura 15b. Perfil distribución de radios porales.

Probabilidades radio poral

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 16 se muestra

Figura 16. Probabilidad radio poral.



la distribución gargantas porales para la formación Bajo Barreal.

Analizando todos los eventos, se puede observar que el valor más probable es de 8 μm (P50) y que puede variar entre 4 μm (P10) y 12 μm (P90).

En el evento 13 con mayor porcentaje de reserva de petróleo asociada, (figura 17), varía entre 8 y 11 μm ; aquí se representa la distribución de gargantas porales en distintas capas del evento 13 en el pozo 1.

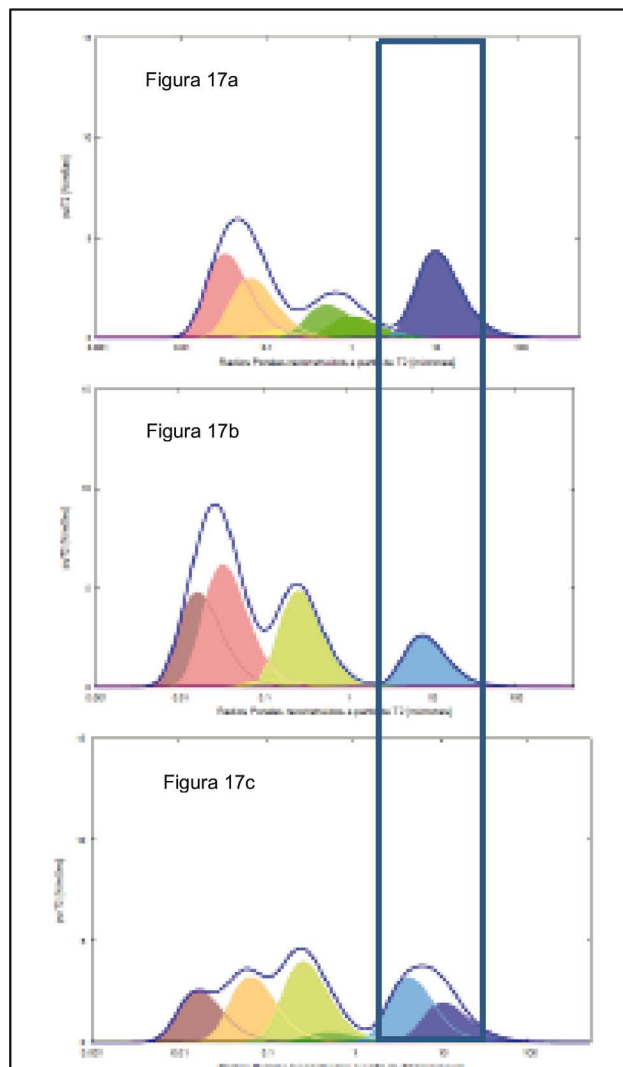


Figura 17a, 17b, 17c. Distribución radio poral evento 13.

Correlación de Spearman

Se utiliza 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 obtenidos en laboratorio.

Para esto, se utilizaron los datos promedio por eventos de formaciones de ambas variables, y con los valores obtenidos se calcula el coeficiente de correlación ρ .

Se obtuvo un coeficiente de correlación $\rho = 0.54$, 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 fue acumulada por los reservorios de los *markers* 11, 13, 14, 16 y 17; siendo el evento 13 el que ha acumulado el 43% de la producción primaria total.

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

Se determinó que la distribución de gargantas porales puede variar entre 4 y 12 μm en los eventos de interés seleccionados para la inyección del proyecto. En el evento 13, que involucra la mayor cantidad de reserva la distribución puede variar entre 8 y 11 μm .

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 90% de las partículas superan los 4 μm , con este trabajo se concluye que el principal problema de taponamiento se debe a revoque externo en la cara del punzado.

Se recomienda realizar un análisis técnico económico para obtener mejoras en la calidad de agua, para mitigar los riesgos por taponamiento desde el inicio en los proyectos que se implementarán en el yacimiento. A su vez, recuperar la inyectividad de los proyectos ya implementados, con el fin de garantizar el desarrollo de las reservas involucradas.

Se recomienda realizar estadística de distribución de tamaños de partículas en el sistema de inyección.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a todas las personas que estuvieron involucradas en las distintas etapas de este trabajo, por la guía y la colaboración en el desarrollo y en la conclusión del mismo.

Claudio Larriestra, Karina Anís, Hernando Escamilla, Daniel Maza, Paulo Gazal, Juan Iriarte, Lucas Coccé, Federico Salvia, Francisco Gastaldi, Gabriel Dubosc, Gastón Nicora, Fabián Oggier, Cristian Orozco, Damián Vivanco, Miguel Ortiz, Carlos Pérez, Vanesa Paredes, Yanina Salas, Lucrecia Alonso, Daniel Astesiano, Benito Saavedra.

BIBLIOGRAFÍA

- Abrams, A (1977): "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion," *Journal of Petroleum Technology*, p.586.
- Barkman, J. y Davidson, D (1972): "Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment," *Journal of Petroleum Technology*, p.865.
- Cabrera, S., Irigaray, R. y Miguez, D. (1972): "Estudio comparativo de la determinación del tamaño de partícula por dos métodos: tamizado en seco y difracción láser," *Revista del laboratorio tecnológico del Uruguay*, p.23.
- Homovc, J. y Lucero, M. (2002), Cuenca del Golfo San Jorge: Marco Geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (Eds.): *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina: Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mar del Plata, p. 119-134.
- Figari, E., Laffitte, G., Lafourcade, P., Strelkov, E., Cid de la Paz, M. y Villar, H. J. (1999), Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1:197-238.
- Hechem, J.J., Homovc, J.F., Figari, E.G. (1990): Estratigrafía del Chubutiano en las Sierras de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Chubut, Argentina. Actas XI Congreso Geológico Argentino, 2: 173-176.
- Hechem, J.J., Strelkov, E.E. (2002). Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge. En: Haller, J.M. (Ed.), *Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz*:129-147, Buenos Aires.
- Foix, N., Paredes, J.M. y Giacosa, R.E. (2012). Upper Cretaceous-Paleocene extensional phase in the Golfo San Jorge basin (Argentina): growth-fault model, paleoseismicity and paleostress analysis. *Journal of South American Earth Sciences* 33: 110-118.
- Norma Nace TM0173:2015, (2015). *Methods for Determining Quality of Subsurface Injection Water Using Membrane Filters*. NACE International.