

MODELADO 3D: METODOLOGÍA INTEGRADA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SIMULACIÓN DINÁMICA, LA ITALA BLOQUE II, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Jean-Philippe Ursule¹, Eduardo Farina Saint-Selve¹, Alejo Agüero Ferrer¹,
 Lourdes Vera López¹, Daniel Maza¹

1: YPF S.A., jean.p.ursule@ypf.com, eduardo.farina@ypf.com, alejo.aguero@ypf.com,
 lourdes.vera@ypf.com, daniel.maza@ypf.com

Palabras clave: **Modelado 3D, Simulación numérica, Los Perales-Las Mesetas**

ABSTRACT

The present study is about the second part of La Itala area in the oil field of Los Perales - Las Mesetas. This deposit is located on the western flank of the San Jorge Gulf Basin, northwest of the Province of Santa Cruz in Argentina and about 45km at the north of the town of Las Heras.

Synthetic seismograms were generated using sonic and density logs, which allowed to obtain time-depth tables (speed laws) that served to control the seismic-well adjustment, achieving an acceptable correlation between the geological well-tops and those interpreted in the seismic.

A velocity model was made in the area using the interpreted surfaces, the geological well tops and the speed-laws of the wells, to make the conversion between time and deep of the structural elements.

From this structural model, a static one was built in depth, which one was created with cells of 75x75x1. The grid was made with a model of seven facies. Variogram maps were generated to optimize the populate according to the zones and at the same time we worked with two different algorithms (Kriging and Gaussian).

The difference between this model, and traditional one is about how we use the water saturation curve (Sw). The petrophysical interpretation provides, from records measured in the wells, a Sw curve conditioned and affected by different factors, such as tool type, vertical resolution and well quality. Geoscientists and engineers rely on these "biased" results to perform a well-to-well and hydraulic unit interpretation.

What is proposed in this paper, and for this model, is to apply an equation on the water saturation curve using a cut-off of porosity on the hydraulic units, to work only on reservoir sands. This methodology allows to visualize a balance in the distribution of fluids, with the structure water below and hydrocarbon structure above. We also get a useful thickness more adjusted to reality.

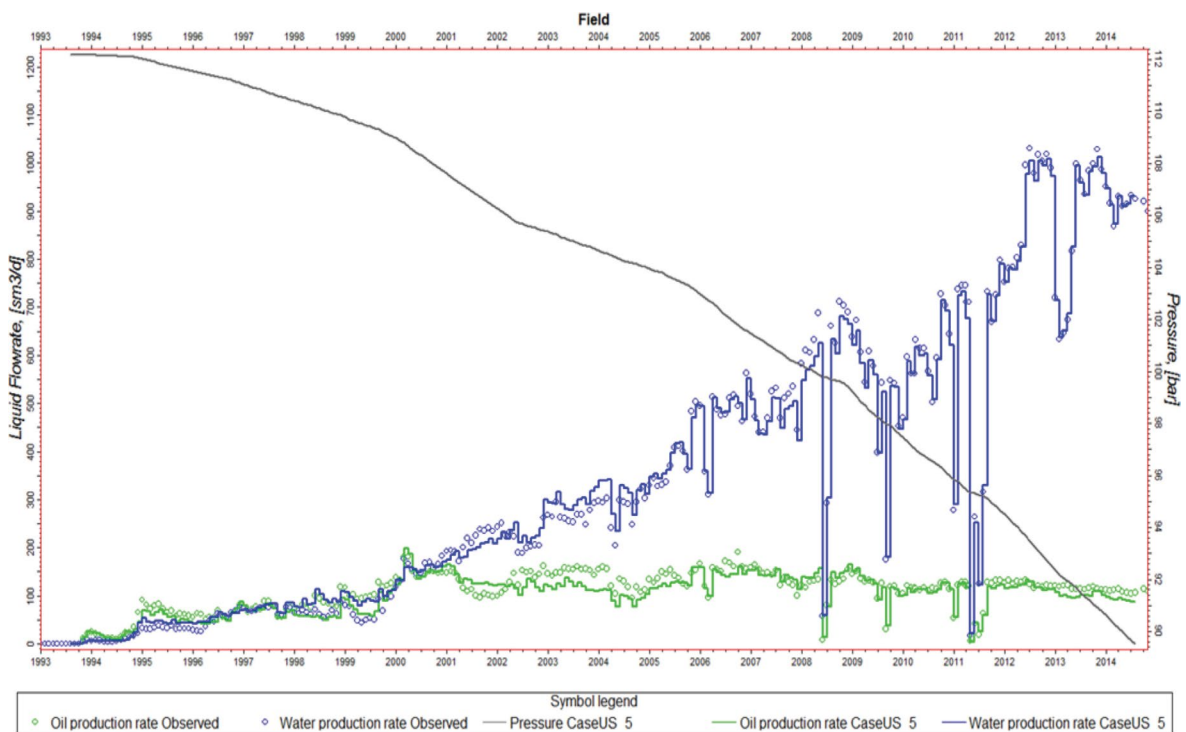
In conclusion, the numerical simulation provides better results when calculating is on the new hydrocarbon volume, showing a better fit with the production history of the wells, which implies that the OOIP estimated in 2D projects by traditional calculations is underestimate..

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de este trabajo fue optimizar los resultados obtenidos en el estudio presentado anteriormente (Ursule et al., 2016) sobre el bloque II de La Itala, perteneciente al yacimiento Los Perales – Las Mesetas. Este yacimiento se encuentra ubicado en el flanco oeste

de la Cuenca del Golfo San Jorge, al noroeste de la Provincia de Santa Cruz, en la República Argentina, a 45km al noroeste de la localidad santacruzense de Las Heras.

El trabajo mencionado se basó únicamente en 2 facies: reservorio y no reservorio, las cuales se obtuvieron a partir de las curvas resultantes de la interpretación petrofísica, sin reprocesamiento, además se enfocó en un número escaso de pozos, perforados recientemente (35 pozos productores de primaria) y donde se obtuvo un buen ajuste histórico de la producción primaria al momento de la simulación (Figura 1).



El objetivo siguiente del estudio fue obtener un mismo ajuste histórico, pero sobre la totalidad del bloque, agregando los pozos en recuperación secundaria (más de 200 pozos). Usando los mismos parámetros que en el modelo anterior surgieron problemas con el ajuste de la inyección de agua (Figura 2).

Este trabajo presenta unas pistas para resolver los problemas de ajuste encontrados.

Se usó el mismo flujo de trabajo que en el estudio anterior (Ursule et al., 2016), tal como los describen Breit et al., 2004 y Castro et al., 2012. Hubo mucha interacción entre la parte geología y geofísica, geología y petrofísica y al final geología con ingeniería. A continuación, se presentará los diferentes modelos armados: geológico (con la sísmica), petrofísico, y dinámico.

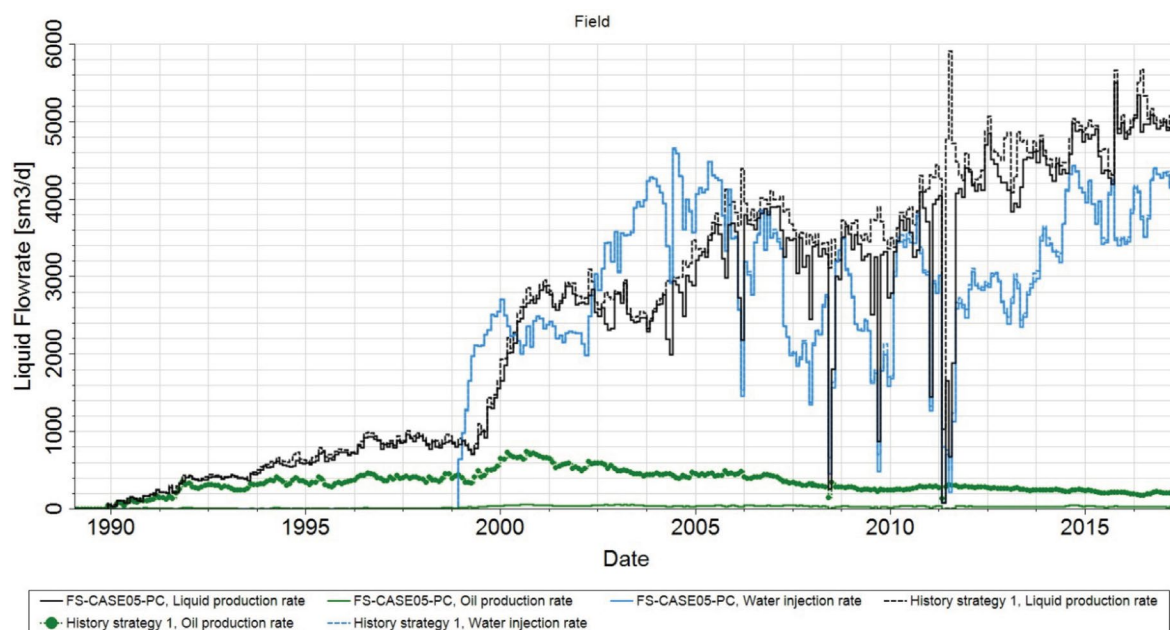


Figura 2. Problema de ajuste histórico

METODOLOGIA

Modelo Geológico

El yacimiento Los Perales – Las Mesetas es parte de la Sierra de San Bernardo y se caracteriza por la presencia de anticlinales asimétricos elongados en dirección NNE-SSO. Están limitados por fallas inversas principales que se desarrollan en los flancos orientales con un buzamiento importante hacia los bloques bajos.

La estructura específica acotada a la zona de interés corresponde al cierre sur de una antiforma local que inclina en forma homoclinal hacia el SSO, con cierre lateral parcial y cierre hacia el NNE por fallas de orientación ONO- ESE (Figura 3).

Durante el Cretácico, el sistema de fallas normales evolucionó en un sistema distensivo-transtensivo. En el comienzo del Terciario, el episodio compresivo está al origen de una inversión tectónica de la cual se generó anticlinales fallados y plegados.

La deformación compresiva resultó más efectiva en los niveles someros de la Fm. Bajo Barreal, mientras que en niveles medios y profundos de Bajo Barreal Inferior y Fm Castillo, las fallas mantuvieron el carácter original, aunque con disminución del rechazo y aumento de la deformación, como se ilustra en la Figura 4, la cual representa un corte esquemático de orientación SO – NE en el sector NO del bloque II de la Ítala.

Por estas circunstancias, el Bloque SSO (a la izquierda de la Figura 4), ha sufrido un efecto de levantamiento compresivo con una deformación moderada, mientras que en la zona fallada las deformaciones relativas han sido más profundas.

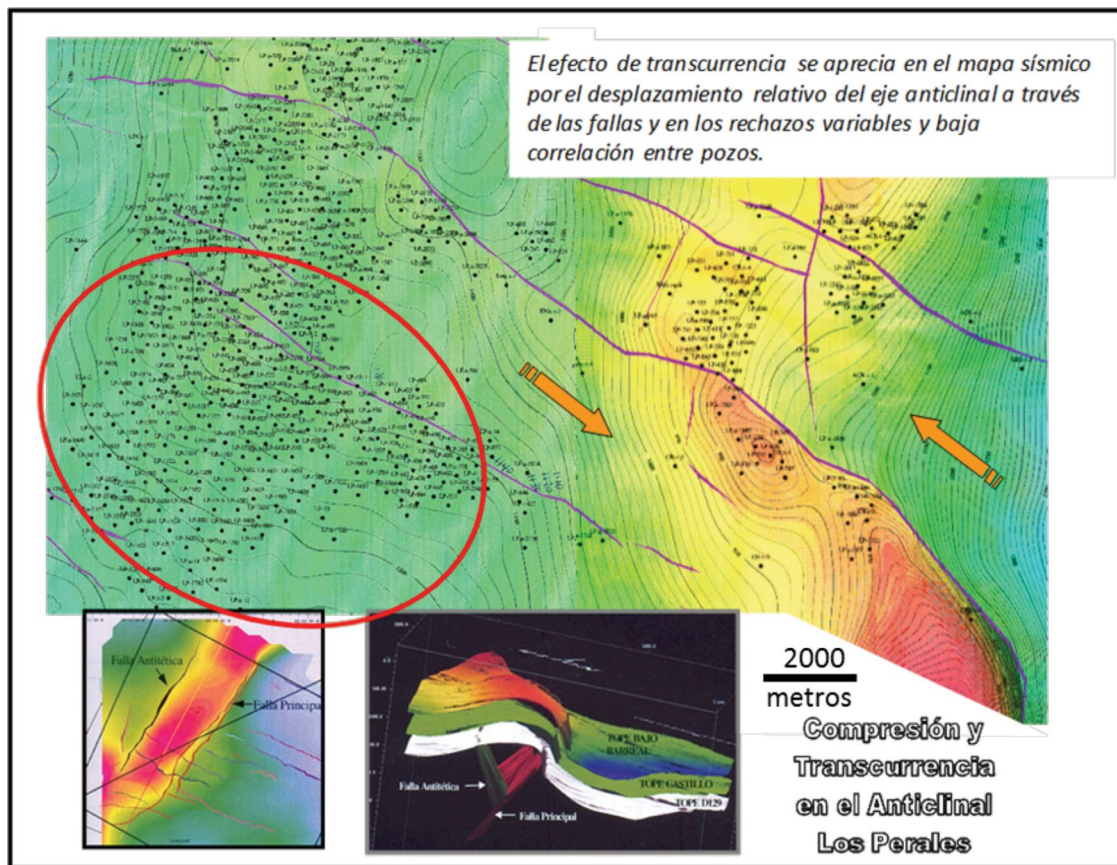


Figura 3. Mapa sísmico del bloque del estudio

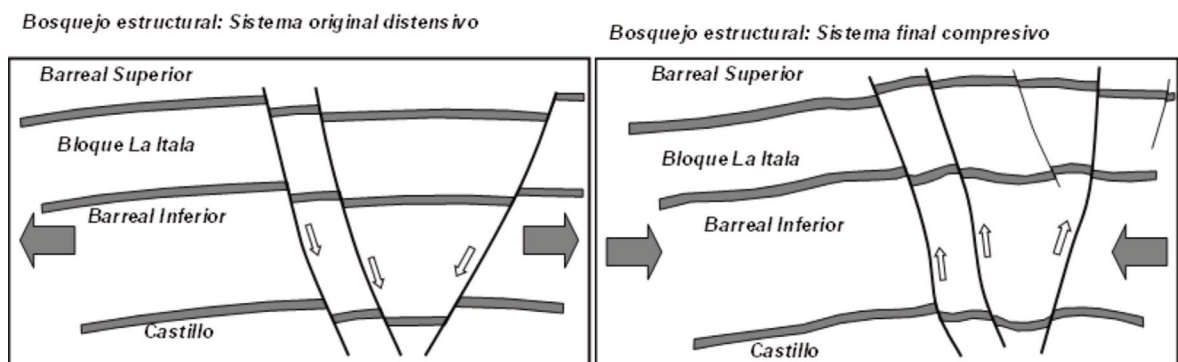


Figura 4. Consecuencia de la activación de fallas.

Los reservorios del Miembro Inferior de la Formación Bajo Barreal son los reservorios principales de hidrocarburos del bloque de estudio. Estos niveles tienen una edad del Cretácico medio, depositados en un ambiente continental de tipo fluvial de moderada a baja sinuosidad con abundante participación piroclástica en la parte basal [Paredes et al.,2013; Hechem et al.,2003]. Los sondeos verticales del bloque atraviesan dicho intervalo entre los 900 y 1400 mbbp y están constituidos por reservorios multicapas (de 1 a 20 niveles productivos por pozo, siendo el promedio

de 9 niveles mineralizados por pozo). La sucesión estratigráfica de la región puede observarse en el cuadro de la Figura 5.

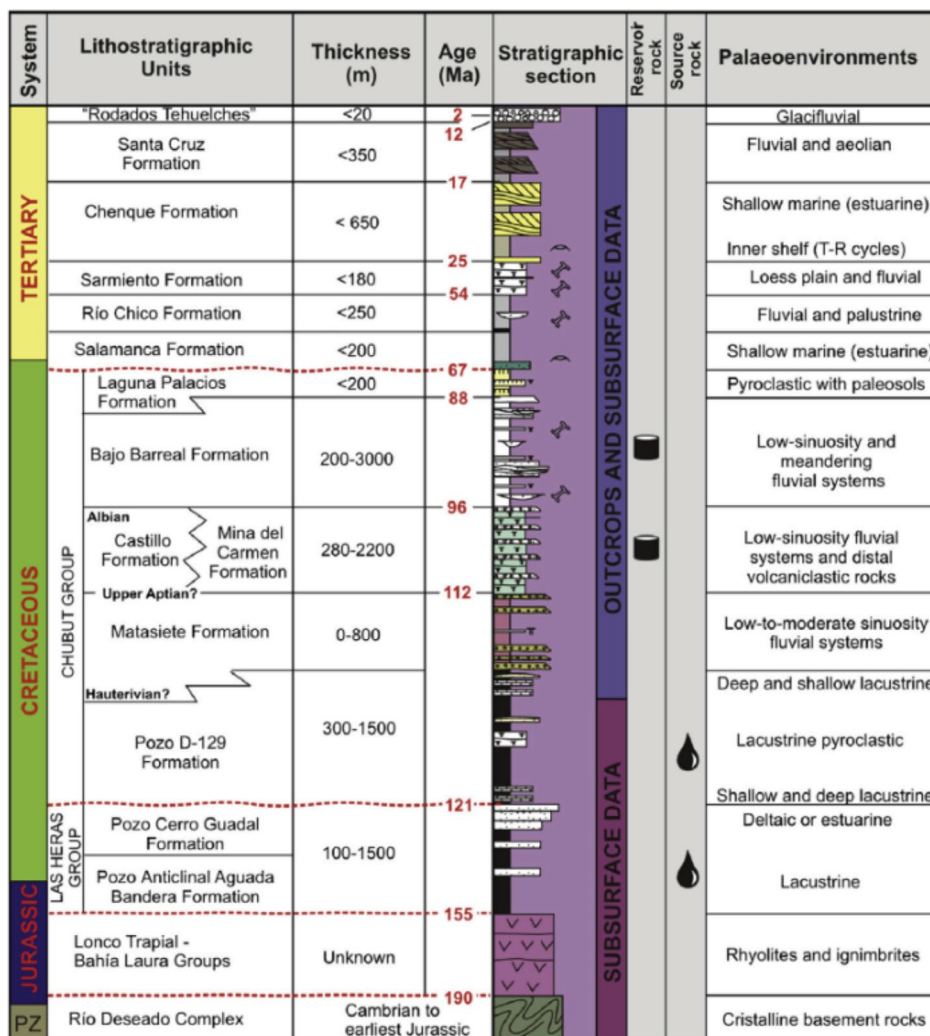


Figura 5. Cuadro Estratigráfico de la Cuenca del Gof San Jorge. (Paredes et al., 2013)

Modelo sísmico

El modelo geofísico obtenido consiste en un conjunto de elementos estructurales (fallas y horizontes) en profundidad; estos elementos, que originalmente fueron interpretados en el dominio del tiempo, fueron convertidos mediante el uso de un modelo de velocidades del subsuelo (Figura 6). Para elaborar el modelo de velocidades, el geofísico se ocupó de la búsqueda y recopilación de datos, los cuales habían sido generados previamente en otro software.

Los datos consisten en fallas y horizontes que fueron reinterpretados para este trabajo; los últimos son correspondientes a los toques de las unidades geológicas de interés, que a su vez

tienen importancia hidrocarburífera. Ellos son: tope Fm. Bajo Barrear Inferior, tope de la Sección Tobácea, tope de Fm. Castillo y tope de Fm. Pozo D-129. La interpretación se hizo en el cubo Flanco Oeste, en una clase migrada en tiempo pre stack (PSTM). Este cubo se reprocesó utilizando la técnica de interpolación 5D.

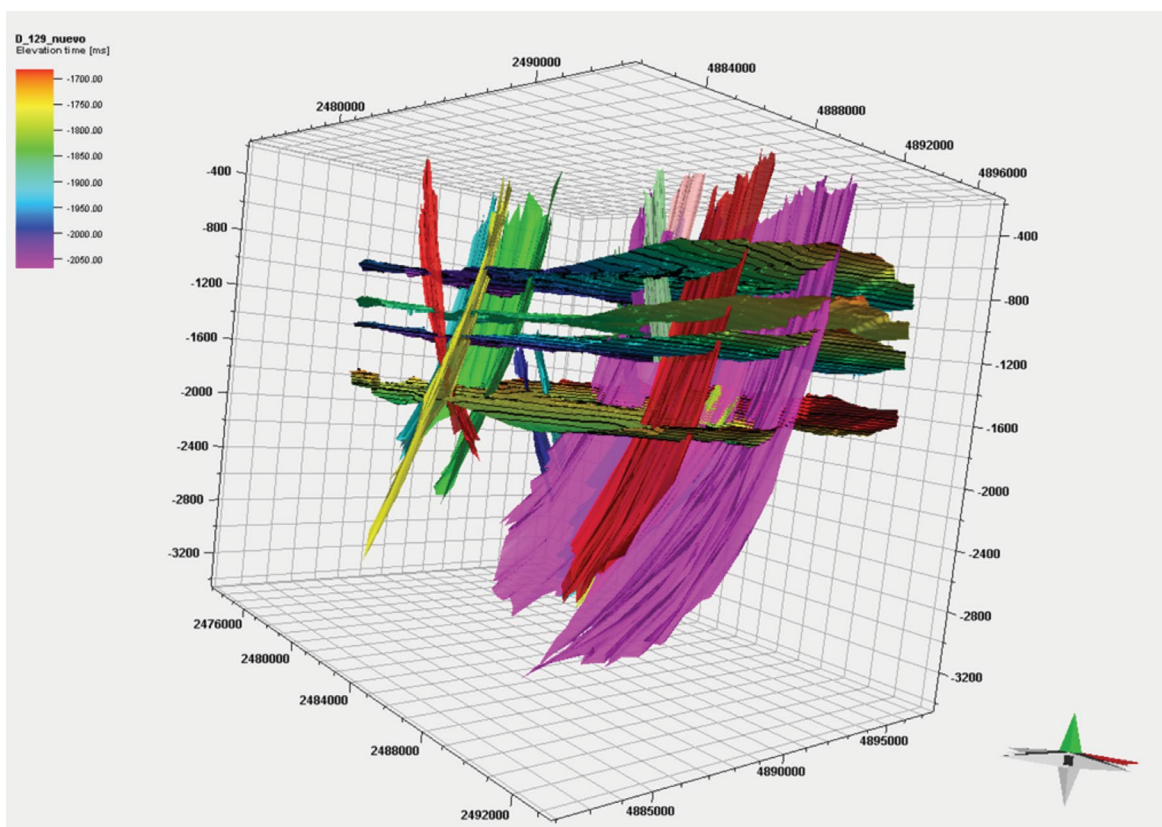


Figura 6. Fallas y horizontes interpretados en el cubo de amplitudes Flanco Oeste

Además de los horizontes, se importaron las leyes de los pozos obtenidas mediante los perfiles sónico y densidad, lo que permitió obtener las tablas tiempo-profundidad que sirvieron para controlar el ajuste sísmica-pozo, logrando una aceptable correlación entre los marcadores geológicos y los interpretados en la sísmica (Figura 7). Los marcadores en cada pozo se obtuvieron mediante correlación geológica y haciendo uso de los perfiles eléctricos.

Una vez colgados los pozos se procedió a hacer el control de calidad de los Checkshots (Figura 8). De los once pozos utilizados en el modelo, seis de ellos tenían leyes propias, a los demás se les compartió las anteriores utilizando el criterio de proximidad y mejor ajuste entre marcador geológico y horizonte interpretado.

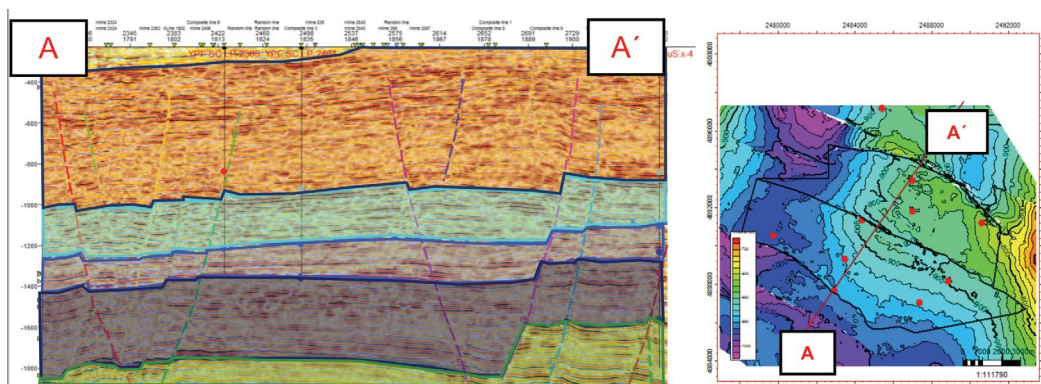


Figura 7. Sección sísmica del bloque estudiado en la cual podemos ver la traza de la sección ENE-OSO y los diferentes “markers” del bloque (BBS: Bajo Barreal Superior, BBI: Bajo Barreal Inferior, ST: Sección Tobaccea, CAST: Fm. Castillo, D-129: Fm. Pozo D-129)

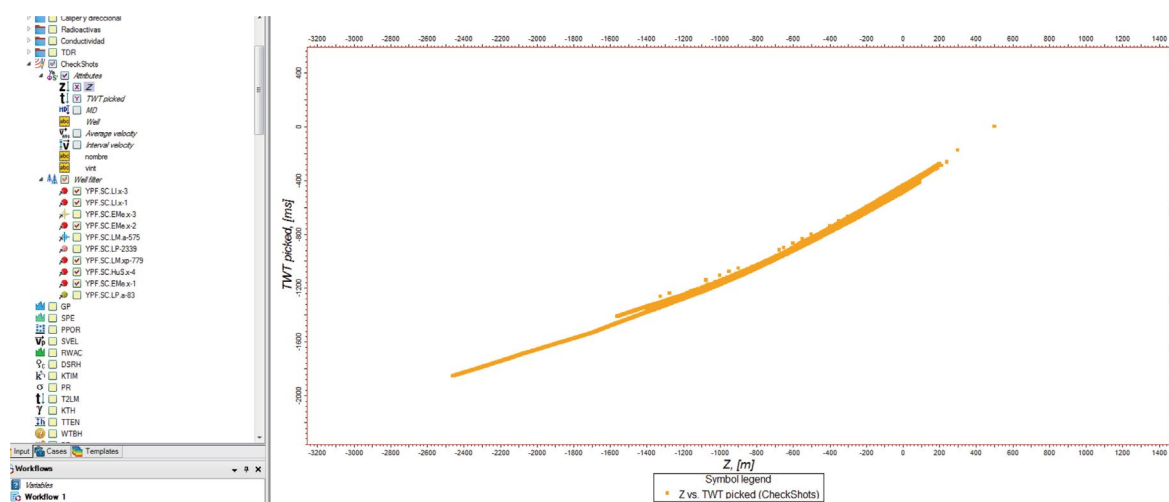


Figura 8. Relación Tiempo vs. Profundidad de los Checkshots utilizados en el modelado

Se realizó un modelo de velocidades en la zona usando las superficies interpretadas, los pases geológicos y las leyes de velocidades de los pozos. El algoritmo de modelado que tuvo mejor ajuste fue el de velocidades lineales donde:

$$V=V_0+K*z \quad V_0 = \text{Well TDR/Surface} \quad \text{y} \quad K=\text{Well TDR/Constant}$$

Con respecto al control de calidad de los modelos salientes, se puede destacar que se analizaron los mapas de velocidades V_0 para cada una de las superficies utilizadas, constatando que no presentaran valores anómalos (Figura 9a). Los marcadores de fallas en los pozos no fueron utilizados en la generación del modelo, pero sí como un control de calidad del mismo (Figura 9b).

Una vez que se hicieron diferentes corridas y se realizaron los controles de calidad anteriormente descriptos, se obtuvo el modelo final, a través del cual se realizó la conversión a profundidad de los elementos estructurales (Figura 10).

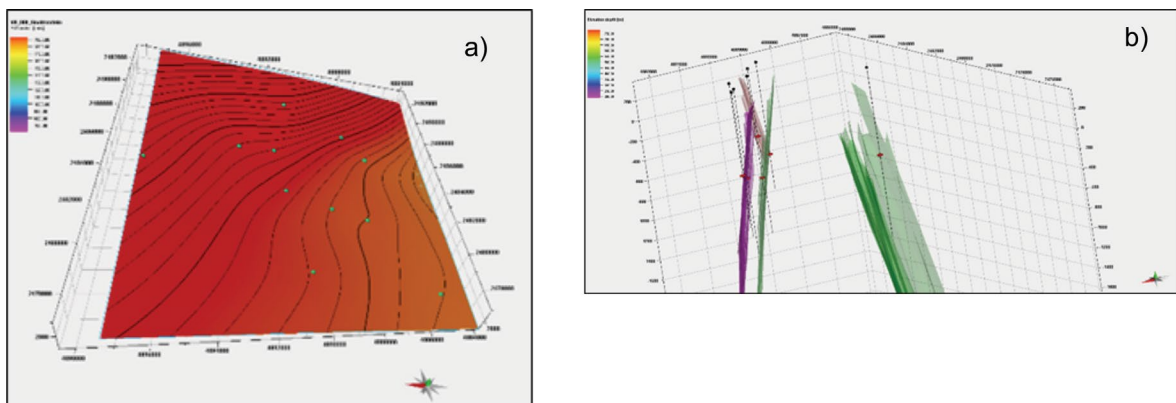


Figura 9. a) Superficie V_o para el tope de Fm. Bajo Barreal Inferior; b) Correspondencia entre fallas en profundidad y marcadores de pozo.

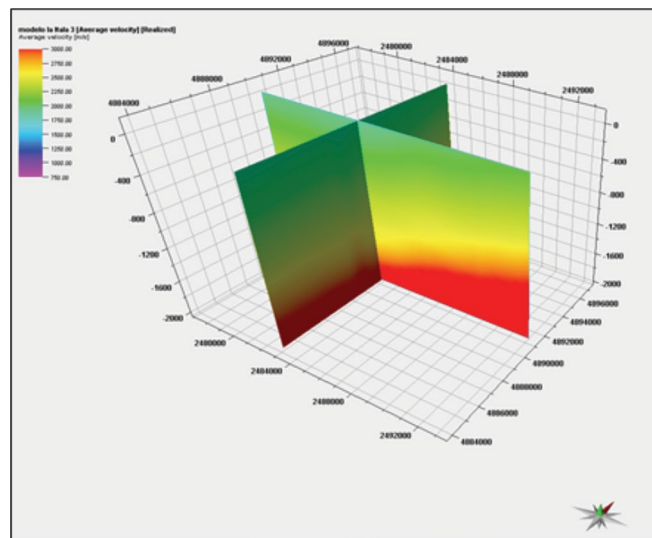


Figura 10. Cubo de velocidades obtenido mediante el algoritmo de interpolación lineal.

Modelo Petrofísico

El bloque contaba con interpretaciones petrofísicas realizadas para las fases I y III (sector este del bloque), faltando completar la fase II: petrofísica básica de detalle de 160 pozos.

Modelo Petrofísico Básico

- Se relevó la información disponible y se hizo un control de calidad de las curvas registradas.
- Se estimó el R_w por zonas entre los “markers”, a partir de datos de salinidad medidos en ensayos representativos, y gradiente de temperatura.
- Se procedió a hacer una aproximación de parámetros eléctricos (m , n y a) para cada marker, a partir de valores de resistividad vs. resultados de ensayos (Picket) y análisis de laboratorio

(Maza; Ursule et al., 2016).

- Posteriormente se realizó el cálculo de Volumen de Arcillosidad (Vsh), Porosidad Total (PhiT), Porosidad Efectiva (PhiE) y Saturación de Agua (Sw) con software adecuado. Estas interpretaciones fueron comparadas con resultados de ensayos para corroborar el cálculo realizado con los registros disponibles (“matcheo”).
- Los “cutoff” se determinaron a partir de resultados de ensayos individuales (caudales mayores a 500 lt), los cuales se cruzaron (crossplots) con los parámetros obtenidos en la interpretación petrofísica: Vsh, Phie y Sw. Si bien los resultados entregados fueron un número determinado, en realidad representan rangos dentro de los cuales el geólogo puede trabajar (Figura 11).

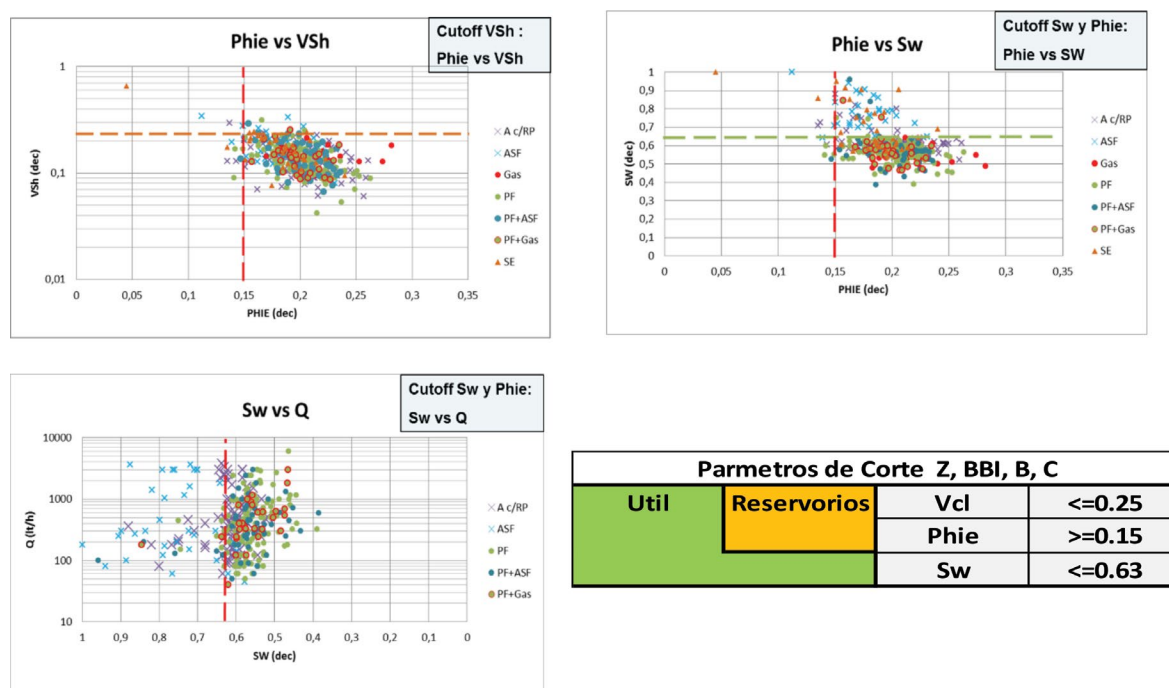
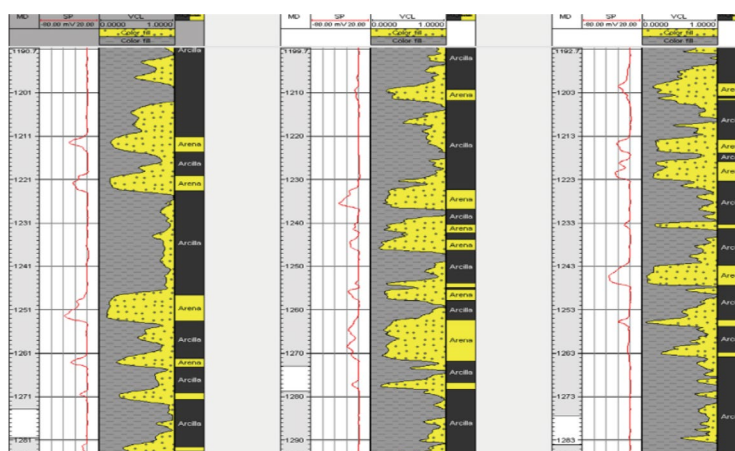


Figura 11. Obtención de cut-offs y resumen de los mismos.

Se finalizó esta etapa haciendo un poblado en 3D, con un modelo binario simplificado (Reservorio-No reservorio), utilizando el cutoff de Vsh (Figura 12)

Figura 12. Poblado Binario simplificado: Reservorio (amarillo)-No Reservorio (negro)



RESULTADOS

Modelo estático

Para la construcción del modelo estático se utilizaron los mismos datos que en el modelo realizado previamente (Ursule et al., 2016): petrofísica básica y los horizontes más relevantes de la columna, comprendidos entre la base del terciario y el tope de la Sección Tobácea.

Se probaron diferentes grillas (Tabla 1) según lo trabajado en el primer modelo, pero por inconvenientes en la cantidad de celdas activas, se decidió usar la grilla de 75m x 75m x 1m.

El modelo de dos facies, reservorio-no reservorio, funcionó muy bien para el ajuste histórico de la producción primaria, sin embargo, para optimizar el modelo dinámico, como primera opción se procedió a agregar más facies al modelo estático para obtener más detalle.

	X	Y	Layering
1	50	50	0.5
2	50	50	1
3	75	75	0.5
4	75	75	1

Tabla 1. Parámetros de las grillas probadas

Como complemento del modelo petrofísico, se generó un modelo de 7 facies a partir de las curvas resistivas y datos de corona. Después de varias interacciones con el ingeniero, se decidió trabajar con 3 facies en vez de 7 (Figura 13).

Code	Name	Parent	Background
0	No reservorio		
1	Sucio		
2	Limpio		

Code	Name	Parent	Background
0	Silstone - Clay		
1	Fine - Very Fine		
2	Medium fine san		
3	Medium sand		
4	Coarse - mediu		
5	V Coarse + Coa		
6	V Coarse + Con		

Figura 13. Modelo de facies relacionados entre datos de resistividad y coronas

Este modelo dio buenos resultados a la hora de hacer el modelo geológico (Figura 14), pero el ajuste histórico de la producción no fue el que se esperaba.

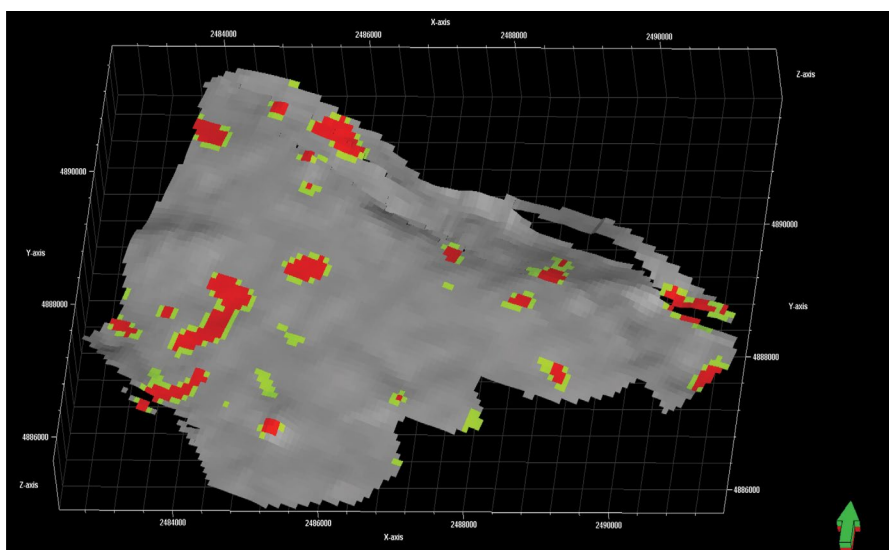


Figura 14. Modelo de facies

El siguiente camino elegido para mejorar el ajuste de producción, fue el de trabajar sobre las propiedades, particularmente sobre la curva de saturación que se obtuvo con la interpretación petrofísica.

En los modelos de recuperación secundaria 2D, se suele utilizar una saturación única para los pozos y capas. En un modelo 3D, se puede usar el espectro completo de valores de saturaciones que nos entrega la curva básica de petrofísica, pero estas curvas tampoco están representando la realidad del subsuelo, ya que dependen de la resolución de las herramientas de perfilaje y del año en que se registraron las mismas.

Para poder seguir adelante con el trabajo, se consensuó con el equipo de petrofísicos aplicar una metodología que implicaba la modificación de la forma de la curva de saturación de agua calculada con los perfiles, y así lograr una aproximación más real de la distribución de fluido en el reservorio.

Si bien no se utilizó una sola saturación como en el caso de un modelo 2D, tampoco se recurrió a todas las variaciones que presenta la curva de saturación de agua calculada. Se usó un “workflow” que permitió “posicionar” el agua en la base de las capas y que la saturación disminuyese hacia el tope.

Primero se seleccionaron los intervalos definidos como reservorio, es decir que se incorporaron las arenas con valores de porosidad superior al 10% (Figura 15a).

Una vez definidas las zonas de interés, se les aplicó la siguiente fórmula, con múltiples iteraciones para que se pueda extender a todo el intervalo:

$$\text{Nueva_Saturación} = \text{If}(\text{Reservorio} = U, 1, \text{If}(\text{Saturación}[K] > \text{Saturación}[K-1], \text{Saturación}[K-1], \text{Saturación}))$$

Esta fórmula fue utilizada para poder visualizar el dato de saturación de agua en una profundidad “k” y corregirlo si fuese necesario: en el caso en que la saturación visualizada en un punto de esta profundidad fuese mayor al punto por debajo (demostrando aumento en la proporción de agua hacia el tope). El uso de la fórmula mencionada permitió modificar el dato para respetar la realidad del subsuelo. Donde no se encuentran reservorios (Reservorio=U en la formula), el modelo será cargado con agua.

La Figura 15b presenta la curva de origen y su transformación.

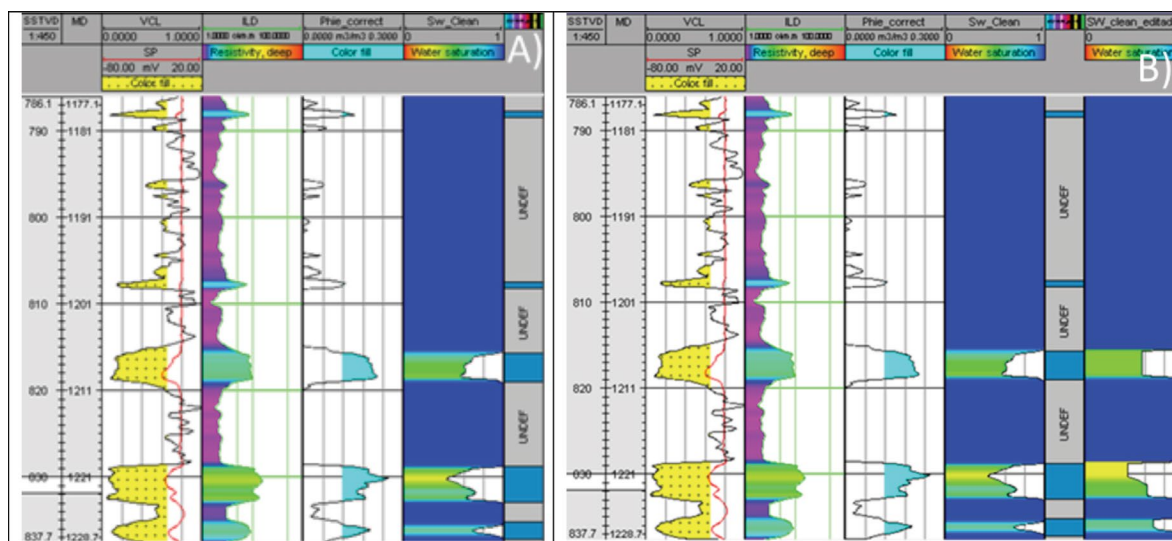


Figura 15. A) Definición del intervalo de trabajo usando un cut-off de porosidad (última columna); B) Curva de saturación modificada

Una vez modificada la curva, se la escaló y modeló de la misma manera que las demás propiedades. El resultado fue una mayor concentración de hidrocarburos en los elementos

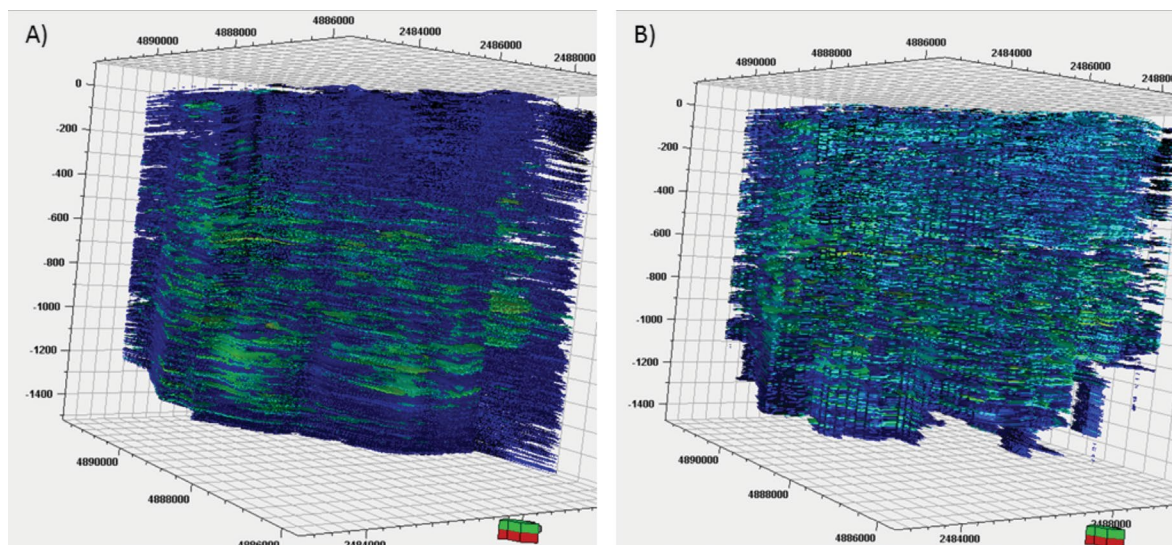


Figura 16. Diferencia entre el modelo de la curva original (A) y el modelo con la curva modificada (B).

conectados como se puede ver en la Figura 16 (las escalas de colores son idénticas). El escalado de la curva de saturación se hizo con el método aritmético sin usar guía o peso. La propiedad escalada se pobló con los algoritmos Kriging y Gaussian, En la figura 16 se presenta el poblado en Kriging.

Se pudo observar que en el modelo de la derecha (Figura 16A) los niveles con hidrocarburos (tonos de verdes) fueron mayores y más continuos a lo largo de las arenas, situación no representada en los modelos anteriores (Figura 16B), donde se visualizaban “parches” de hidrocarburos diseminados en los niveles, con mucha agua presente (tonos de azul oscuro).

Modelo Dinámico

En esta sección se presenta el modelo dinámico completo. Se cubrirán los aspectos de la inicialización del modelo, las corridas de ajuste histórico y una predicción de prueba. El ajuste histórico se realizó con la metodología de “Streamlines”. Se compararon los resultados obtenidos entre las corridas realizadas y una corrida con simulación numérica. A continuación, se mostrará el flujo de trabajo, así como los resultados obtenidos.

Propiedades de los fluidos y de roca

Para caracterizar las propiedades del fluido del modelo dinámico, se consideró válida la muestra de la formación Bajo Barreal de un pozo de la zona de Los Perales. Es una muestra de fondo, analizada en laboratorio, tanto en condiciones de fondo, como de superficie (Tabla 2). El fluido fue tratado en el simulador como “Black oil”, petróleo subsaturado en condiciones iniciales. El PVT del agua se estimó utilizando correlaciones con la salinidad obtenida de ensayos.

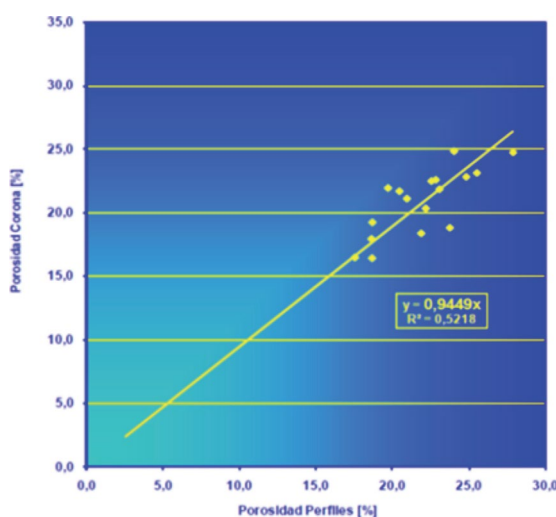


Figura 17. Cross Plot porosidad de corona vs porosidad de perfil

Para los parámetros de la roca se utilizaron los estudios de múltiples coronas del Área Los Perales. El primer parámetro analizado fue la porosidad. Esta propiedad es uno de los parámetros petrofísicos que es obtenido en todos los pozos desde la conversión de la medición indirecta de perfiles. Para evaluar la porosidad se utilizaron los perfiles de densidad y sónico los cuales se correlacionaron con los de las coronas seleccionadas. Para ajustar los valores de porosidad perfil a los de corona, se construyó un cross plot porosidad media corona vs. porosidad calculada del perfil (Figura 17). El mismo se utilizó para extrapolar al resto de los pozos del área y poblar el modelo de porosidad.

PROPIEDADES DEL HIDROCARBURO									
Estudio PVT									
Los Perales - La Itala									
Cliente	YPF SA					Yacimiento	Los Perales - La Itala		
Pozo	XXXX					Punzados	1.115,0 mbbp		
Zona	Los Perales					Formación	Bajo Barreal		
Datos									
Profundidad						1115,0	mbbp		
Cota						426,9	m		
Densidad del petroleo						0,908	gr/cm³		
Presión estática						118,49	kg/cm²		
Temperatura						68,88	°C		
Propiedades Calculadas									
PETROLEO						GAS			
Presión kg/cm²	Densidad g/cm³	Bo m³/m³	Viscosidad cp	Vr m³/m³	Rs m³/m³	Densidad aire=1	Z	Bg m³/m³	Viscosidad cp
118,49	0,8673	1,0622	43,57	0,9912	17,43				
114,00	0,8662	1,0635	42,75	0,9918	17,43				
108,00	0,8647	1,0654	41,65	0,9926	17,43				
102,00	0,8632	1,0672	40,55	0,9934	17,43				
96,00	0,8617	1,0691	39,45	0,9943	17,43				
90,00	0,8602	1,0709	38,35	0,9952	17,43				
84,00	0,8587	1,0727	37,25	0,9961	17,43				
78,00	0,8573	1,0746	36,15	0,9972	17,43				
72,00	0,8558	1,0764	35,05	0,9983	17,43				
66,00	0,8543	1,0783	33,95	0,9995	17,43				
64,21	0,8539	1,0788	33,62	1,0000	17,43	0,6183	0,9050	0,0173	0,0121
64,00	0,8540	1,0787	33,64	1,0004	17,38	0,6183	0,9052	0,0173	0,0121
60,00	0,8558	1,0755	33,94	1,0202	16,40	0,6187	0,9092	0,0186	0,0121
56,00	0,8576	1,0724	34,27	1,0432	15,41	0,6192	0,9133	0,0200	0,0120
52,00	0,8594	1,0692	34,62	1,0701	14,42	0,6199	0,9175	0,0216	0,0119
48,00	0,8613	1,0660	35,00	1,1021	13,42	0,6206	0,9219	0,0235	0,0119
44,00	0,8633	1,0628	35,41	1,1407	12,41	0,6216	0,9263	0,0258	0,0118
40,00	0,8652	1,0595	35,86	1,1882	11,39	0,6229	0,9308	0,0285	0,0117
36,00	0,8673	1,0561	36,36	1,2480	10,36	0,6245	0,9356	0,0318	0,0116
32,00	0,8694	1,0526	36,90	1,3253	9,32	0,6268	0,9405	0,0360	0,0115
28,00	0,8716	1,0491	37,52	1,4293	8,26	0,6301	0,9456	0,0413	0,0114
24,00	0,8739	1,0454	38,23	1,5760	7,20	0,6351	0,9509	0,0485	0,0113
20,00	0,8764	1,0416	39,05	1,7981	6,11	0,6436	0,9566	0,0585	0,0111
16,00	0,8790	1,0375	40,05	2,1707	5,00	0,6600	0,9626	0,0736	0,0110
12,00	0,8820	1,0332	41,32	2,9116	3,86	0,6989	0,9692	0,0989	0,0108
8,00	0,8857	1,0283	43,04	4,9567	2,68	0,8376	0,9765	0,1494	0,0106
4,00	0,8920	1,0224	45,84	18,9019	1,44	2,2493	0,9852	0,3015	0,0104

Tabla 2. Valores PVT del petróleo

Se ha incorporado el estudio de los puntos extremos de las permeabilidades relativas Kro (permeabilidad relativa al petróleo) a la saturación de agua inicial (Swi), Krw (permeabilidad relativa al agua) a la saturación de petróleo irreducible (Sor), obtenidos desde la información de datos de la corona mencionada. Los datos provenientes de la medición experimental de permeabilidad relativa, a diversos estados de saturación de fluidos y en condiciones NOBP (Net Over Burden Pressure: Presión en condición de fondo), fueron empleados para obtener las respectivas curvas de permeabilidad relativa (Figura 18). Las curvas son las utilizadas en el modelo dinámico.

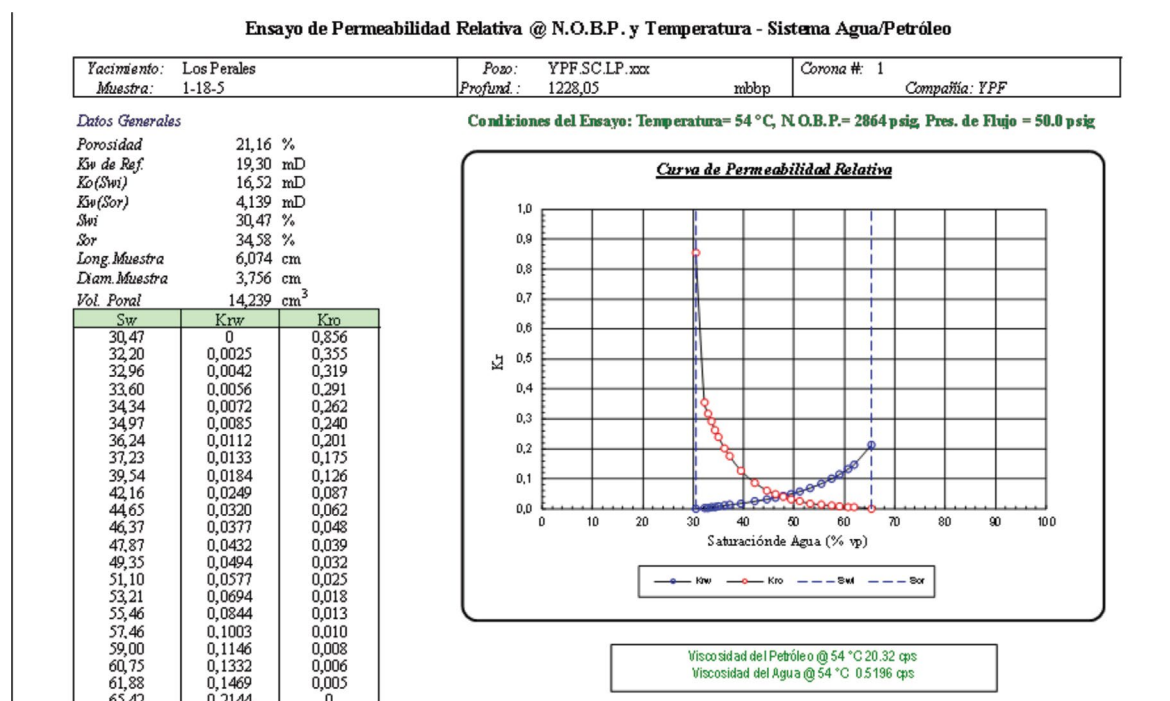


Figura 18. Curva de permeabilidad relativa aplicada al modelo.

Para poblar el modelo con los valores de permeabilidad (PERMX, PERMY) se utilizaron los mismos datos de corona confeccionando un gráfico K vs. Phi. Esta relación entre los valores de permeabilidad de corona vs porosidad de corona se utilizó para calcular en función de los valores de porosidad de perfil su equivalencia en permeabilidad (Figura 19).

Parámetros de inicialización del modelo

Con todos los valores estáticos antes mencionados cargados en el modelo se procedió a la inicialización del mismo. Para ello, se cargaron las celdas del modelo con valores de saturación

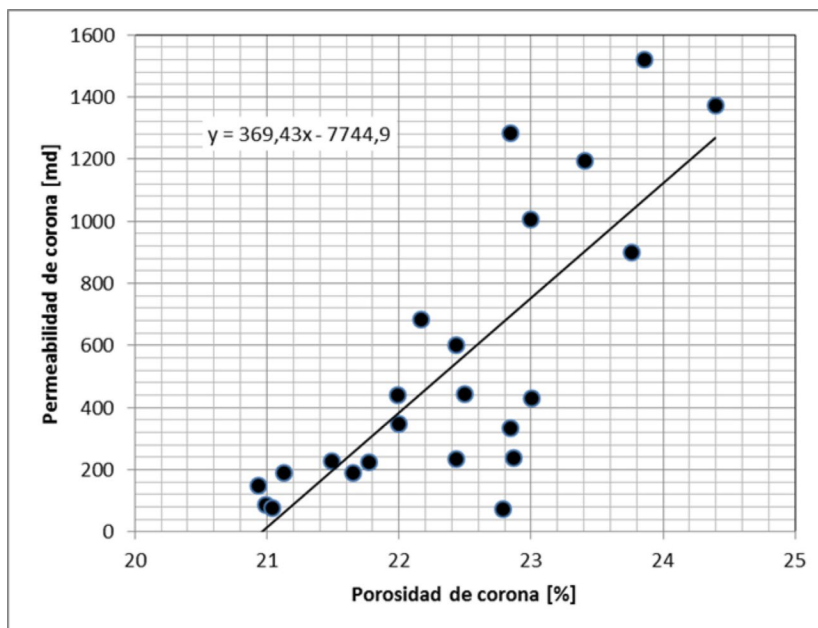


Figura 19. Cross Plot K vs. Phi (valores de corona)

inicial provenientes del modelo obtenido y validado de perfiles como mencionado más arriba en la sección geología de este trabajo.

Para la presión estática inicial se utilizó un gradiente hidrostático normal para toda la columna. El mismo fue comprobado durante la inicialización con los valores de perfiles RFT (Repeat Formation Tester) de los pozos en las capas donde se contaba con esta información.

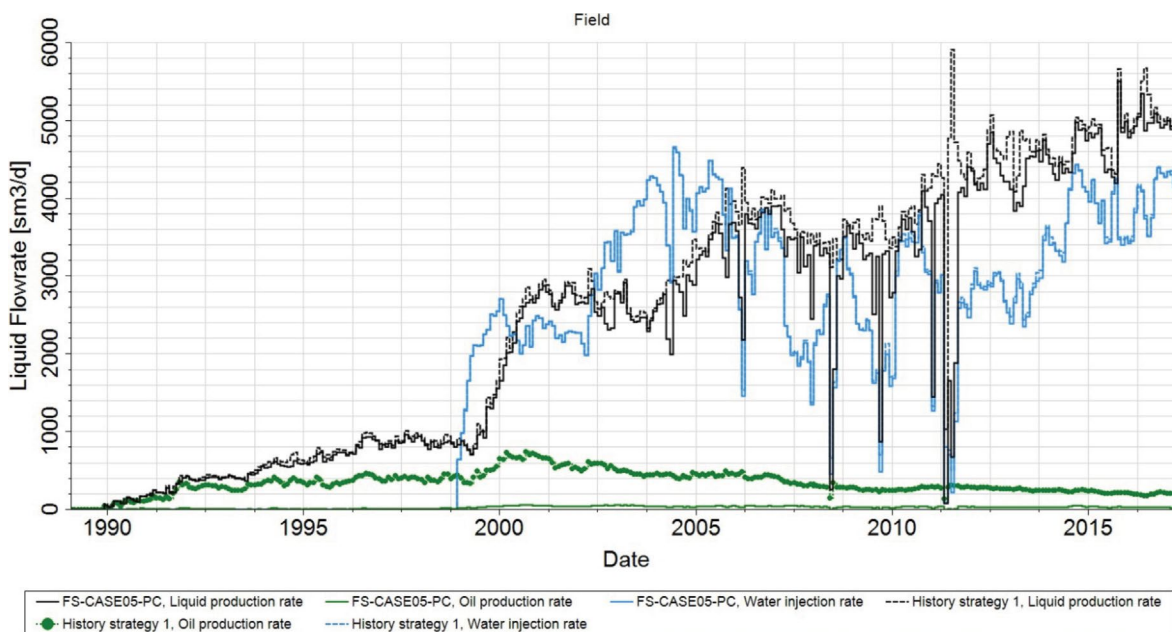


Figura 20. Inicialización del modelo con saturaciones iniciales

La primera corrida realizada con este modelo de saturación mostró un fuerte desajuste en los valores de petróleo. Posteriormente, se inicializó el modelo corriendo la historia de producción por control de líquido. Se consigue con este procedimiento un buen ajuste, no así con la producción de petróleo, la que quedó muy por debajo del valor histórico (Figura 20).

Analizando la grilla 3D y visualizándola con un cut off en la saturación se pudo observar que el modelo petrofísico adoptado no generaba suficiente saturación de petróleo. Es decir, ocultando con el filtro las celdas con saturación de agua mayor a 50% se observa la poca cantidad de celdas con saturación de petróleo mayor a este valor (Figura 21A).

La solución a este problema es la que se mencionara anteriormente en la sección de geología, quedando el filtro anterior como se muestra en la figura 21B.

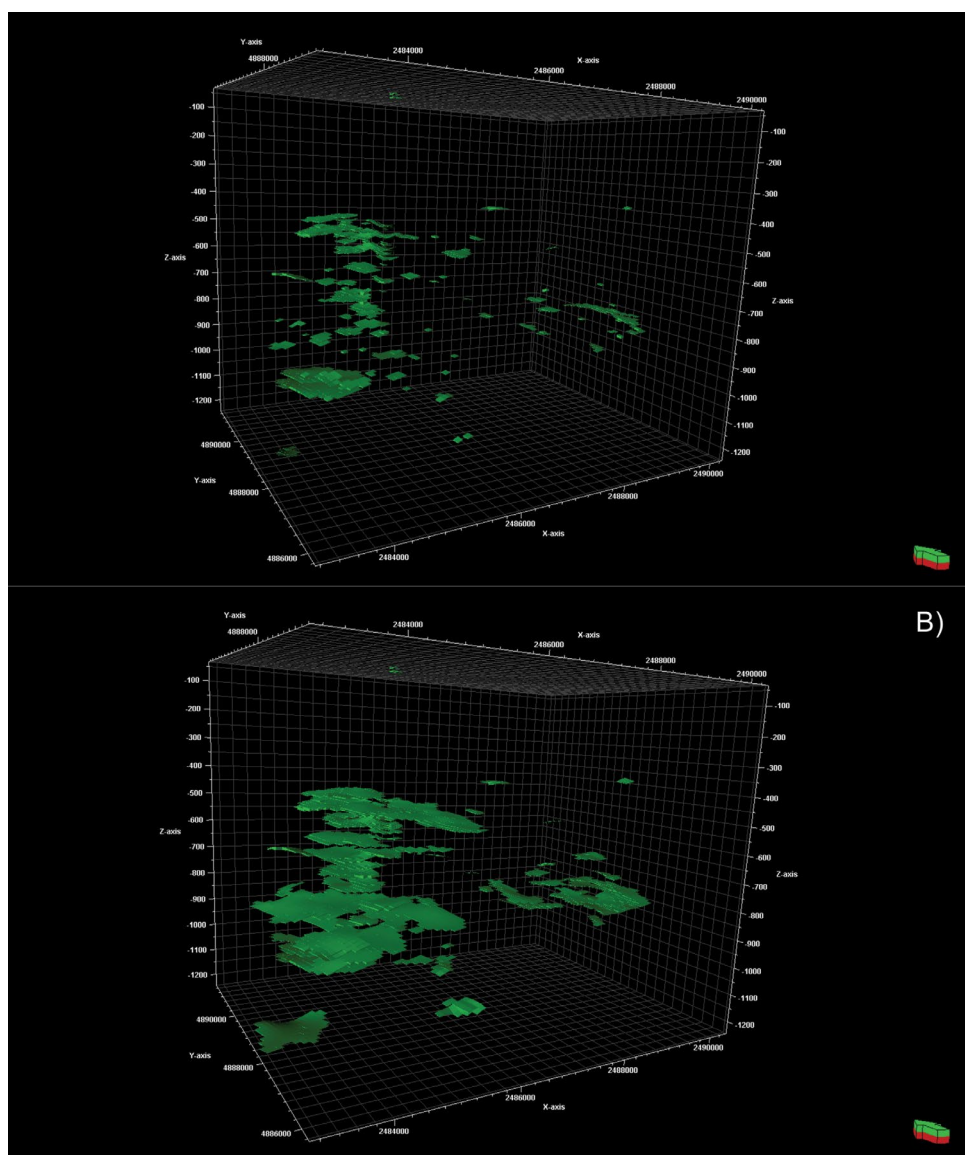


Figura 21. a) Saturación inicial con filtro, b) Nueva saturación con filtro

CONCLUSIONES

El trabajo realizado previamente (Ursule et al. 2016) se capitalizó en el ahorro de tiempo al momento de armar los modelos aquí presentados y de lanzar múltiples simulaciones para observar los diferentes ajustes de manera más rápida y sencilla.

Utilizando el modelo con los parámetros de saturación corregidos se obtuvieron valores de producción de petróleo cercanos a los históricos en los pozos (Figura 22). Se puede concluir que se cumplió con el objetivo del modelo: poder representar la producción real de los pozos a través de una simulación dinámica.

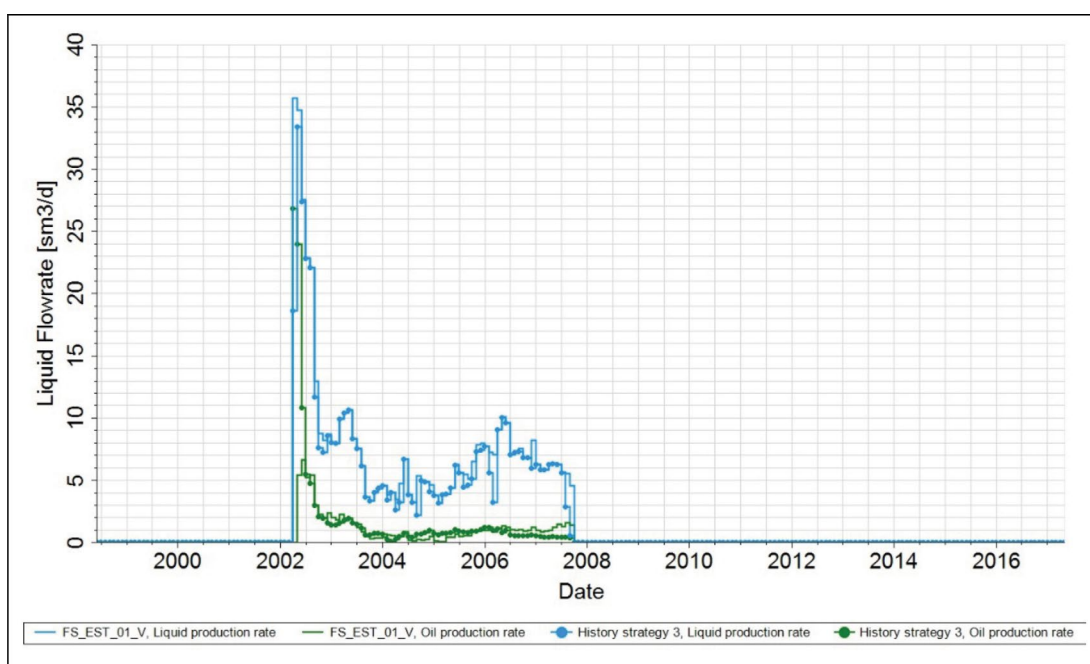


Figura 22. Ajuste en pozos ejemplo

Sin embargo, para poder ajustar los valores simulados al nivel del campo (valores reales), se necesita un trabajo más detallado sobre la inyección. Este trabajo implicaría crear inyectores ficticios para cada mandril presente en el inyector real y asociarle una inyección correspondiente (caudal, presión). Este nivel de detalle no se pudo lograr en el presente trabajo debido a una limitante del software utilizado, que no permite trabajar con inyección selectiva.

La figura 23 es el reflejo del trabajo sobre los inyectores de la primera línea, para optimizar el ajuste y se observa a simple vista que la curva del petróleo calculado se mueve hacia la curva histórica (situación no representada en el modelo anterior). Este resultado nos alienta a seguir sobre este camino, teniendo en cuenta que se deben ajustar aproximadamente 100 inyectores ficticios.

Como última conclusión, se consiguió el objetivo principal del proyecto: mejorar el ajuste histórico de los pozos en recuperación secundaria.

AGRADECIMIENTO

Se agradece al Sr. Carlos Perez por su ayuda al momento de modificar la curva de saturación de agua.

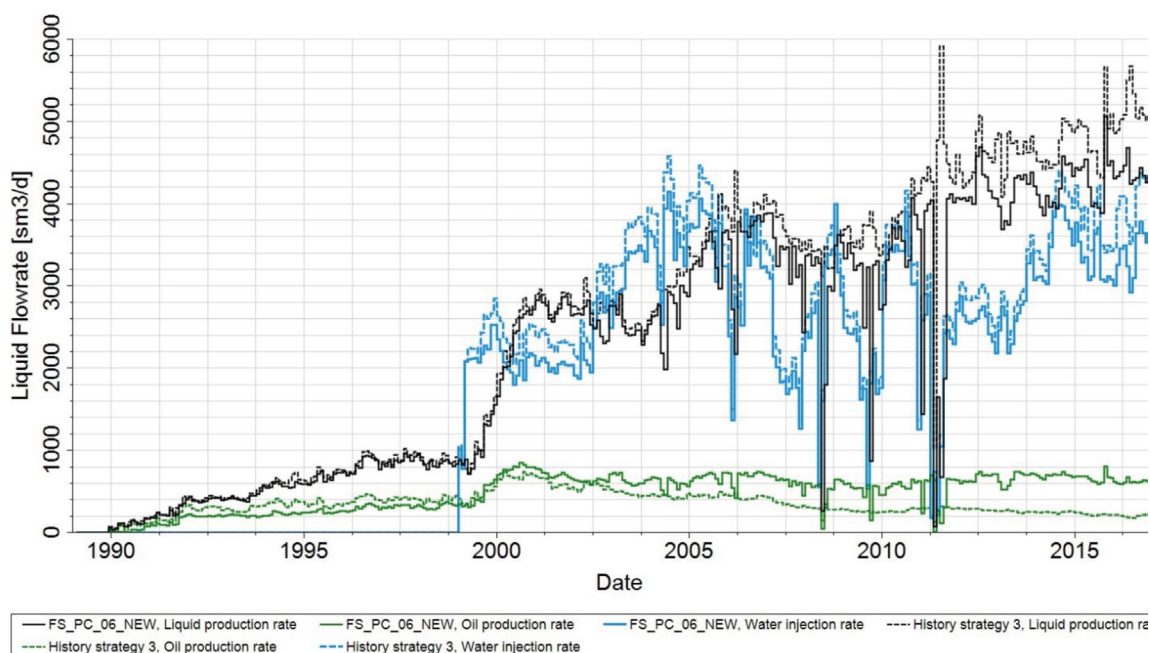


Figura 23. Ajuste a nivel campo

REFERENCIAS CITADAS

- Breit, V.S. & Dozzo J.A., "State-of-the-Art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review, SPE Paper 87032, SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management held in Kuala Lumpur, Malaysia, 29-30 March, 2004.
- Castro A. et al., Integrated Reservoir Modeling On Heterogeneous Ordovician Sandstone Of IR-Fields, Murzuq Basin Libya, Helps Optimizing Field Development Plan And Reduce Uncertainty, SPE Paper 161197, SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE, 11-14 November 2012.
- Di Donato G., SPE et. al. 2003, Streamline-Based Dual Porosity Simulation of Fractured Reservoirs, SPE paper 84036, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA 5 – 8 October 2003.
- Hechem et al., J.J., 2003, Fluvial and Lacustrine Facies in the Chubutian (Cretaceous) of the Golfo San Jorge Basin, Patagonia, Argentina, 3rd Latinoamerican Congress of Sedimentology, Belem, Para, Brasil
- Paredes J.M et al., 2013, Fault kinematics and depocenter evolution of oil-bearing, continental successions of the Mina del Carmen Formation (Albian) in the Golfo San Jorge basin, Argentina, Journal of South

American Earth Sciences 46 (2013) 63-79
Ursule et al., 2016, Nueva metodología de caracterización y simulación numérica de reservorios, La

Ítala-Bloque II, Yacimiento Los Perales, CGSJ, 6to Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, Bariloche, Argentina.