



Caracterización estática e inicialización dinámica

de la Fm. Mulichinco
en el Yacimiento Rincón
del Mangrullo (RDM)

El yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM) tuvo su etapa exploratoria y de delineación en forma discontinuada entre 1977 y 2006. A partir de 2012 pasa a constituir el activo estratégicamente con mayor potencial de desarrollo de gas de ANC, lo que llevó a una intensa actividad desde 2013. Esta actividad fue programada como consecuencia de un estudio interdisciplinario que abarcó un estudio geofísico, un análisis petrofísico, el modelado geocelular y la inicialización del modelo dinámico. En este trabajo se resumen los flujos de proceso y los resultados de esta actividad.

Ubicación

El yacimiento RDM se encuentra ubicado geográficamente a unos 60 km al sur-oeste de la localidad de Añelo, en zona de engolfamiento de la cuenca Neuquina.

Historia de desarrollo

La perforación del yacimiento se inicia en 1977 con la perforación del pozo M.x-7. YPF continuó operando el campo con la etapa exploratoria y la delineación continua hasta 2006.

En 2012 el bloque adquiere importancia debido al potencial de gas en la Fm. Mulichinco, y se inicia un desarrollo masivo en 2013 en sociedad con la Petrolera Pampa. Hasta la actualidad se han perforado 104 pozos entre verticales y dirigidos, además del primer pozo horizontal del campo. La producción actual luego de la compresión de las USP 1 y 2; alcanza los 4,8 Mm³.

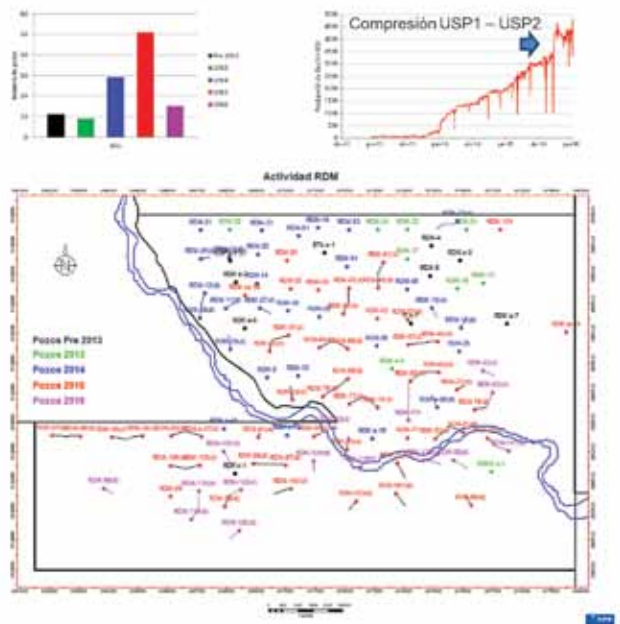


Figura 2. Historia de desarrollo.

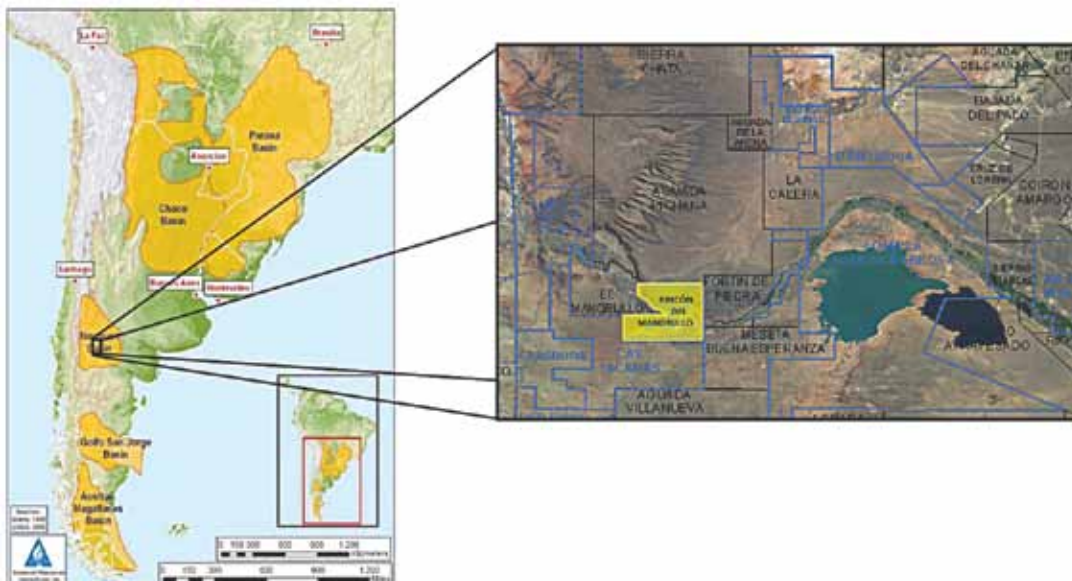


Figura 1. Ubicación del yacimiento RDM.

Fm. Mulichinco

La Fm. Mulichinco se compone de sedimentitas pertenecientes a facies continentales en la base, estuarinas en el tramo medio y de planicies de baja energía y lagunas costeras/engolfamientos en el tramo cuspidal (Schwarz, 2003). Se han reconocido tres secciones, denominadas inferior, media y superior (Vottero y González, 2002), en las cuales se registra en general una tendencia transgresiva, que culmina con la ingresión marina del Hauteriviano Temprano (Fm. Agrio).

En el Bloque Rincón del Mangrullo, la Fm. Mulichinco está constituida principalmente por areniscas finas a medias, distinguiéndose una sección basal eólica, cuya petrofísica muestra una gran variación areal producto de intensa diagénesis. Continúa con una sección media fluvial/estuarina, a la que sobreyasen depósitos marinos someros

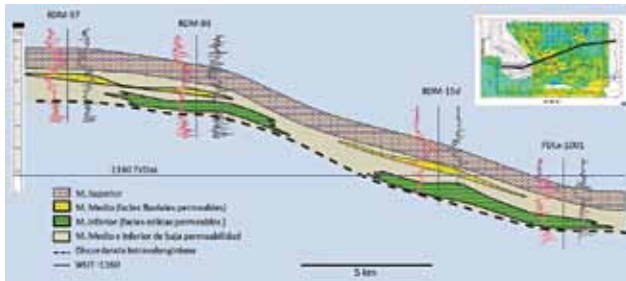


Figura 3. Fm. Mulichinco en el yacimiento RDM.

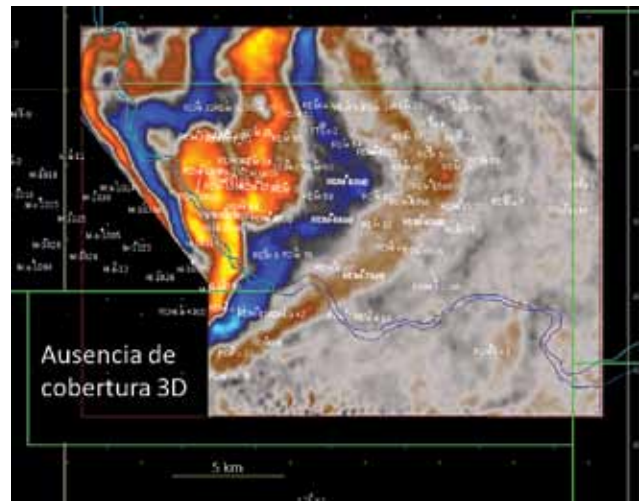


Figura 4. Cobertura 3D en RDM.

de la sección superior. Las dos primeras (Miembro inferior y medio) constituyen el reservorio, mientras que la sección superior conforma el sello (Figura 3).

Caracterización sísmica

El bloque tiene una sísmica 3D de 196 km² adquirida en 1998, se refleja la cobertura en la figura 4, lo que fue

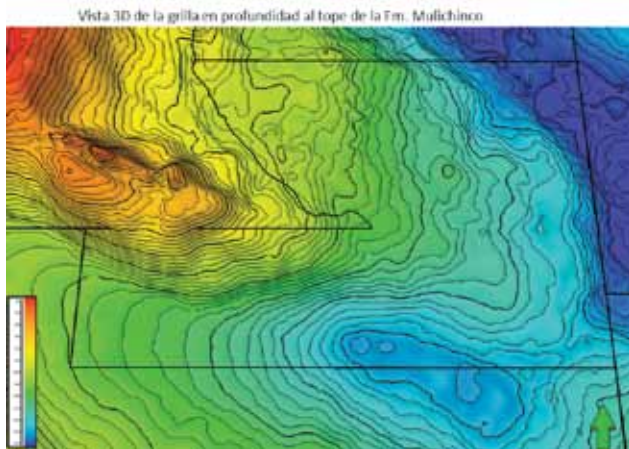


Figura 5. Mapa estructural al tope del reservorio.

reprocesada con una migración PSTM en 2009.

Para la caracterización estructural se integró la información 3D como 2D de las áreas vecinas, así se logró el mapa estructural de la figura 5, que permite definir la posición del yacimiento en el flanco este de la estructura cuyo ápice se ubica en Mangrullo.

La caracterización sísmica del reservorio contempló una inversión acústica para definir las tendencias de calidad de reservorio y un proceso de descomposición espectral con el objetivo de poder definir la orientación de geo-

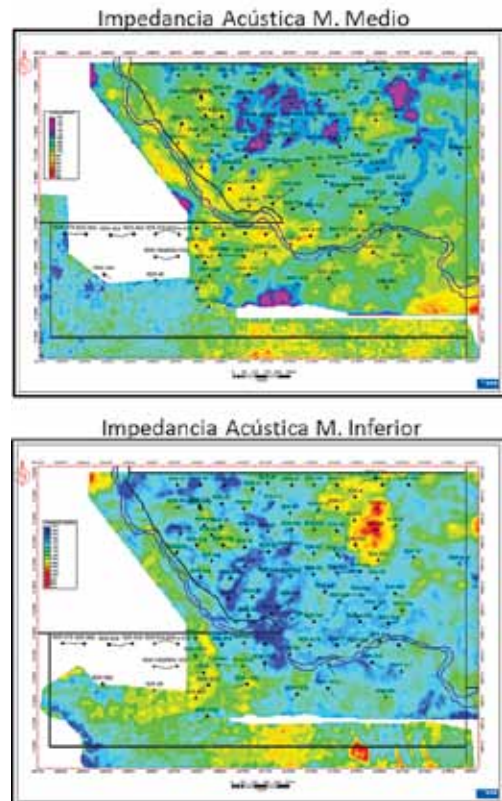


Figura 6. Distribución de IA para los miembros medio e inferior.

formas canalizadas asociadas al ambiente de deposición fluvial del Miembro medio.

Los mapas de la figura 6, muestran la distribución areal de impedancia acústica (IA) para el miembro medio e inferior, donde los colores cálidos representan bajos valores de IA asociados a mayores porosidades, y los colores fríos altas IA asociados a facies más cerradas.

Cabe mencionar que los mapas integran una inversión acústica en un cubo al Sur de RDM, el que muestra muy buena correlación. Además se observa, principalmente para el M. inferior, la orientación de las dunas, representadas por bajas IA, separados por zonas de interdunas de menor calidad petrofísica representadas por altas IA (colores azules).

En lo que respecta al proceso de descomposición espectral, la figura 7 muestra la interpretación de geoformas canalizadas, las que constituyen un sistema que transicionalmente de Sur a Norte pasa de canales fluviales de cierta sinuosidad a canales más rectilíneos que se bifurcan en el extremo septentrional del área estudiada, posiblemente vinculados al ambiente fluvio estuarino.

Esta interpretación tiene muy buena correlación tanto con los datos de corona y perfiles de imagen obtenidos en el yacimiento, como así también con el complejo transgresivo asociado al período de máxima inundación, definido por el Dr. E. Schwartz en su tesis doctoral (Figura 7).

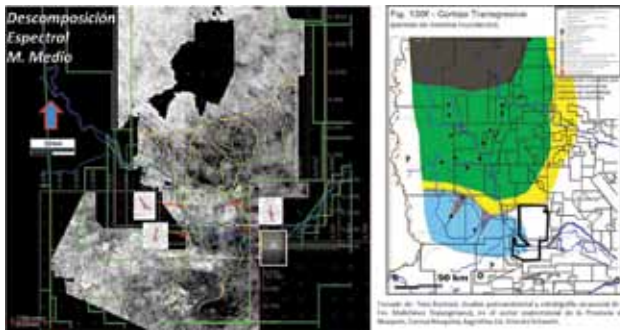


Figura 7. Interpretación de descomposición espectral.

Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico de la Fm. Mulichinco contempla toda la información adquirida en los pozos que involucra coronas, control geológico, testigos laterales, perfiles básicos y especiales. Para el cálculo de porosidad se utilizó un modelo basado en el perfil de densidad, obteniéndose un buen ajuste como se ve la figura 8. Cabe destacar que los pozos son perforados con lodo base aceite (OBM) y poseen buen calibre.

Para el miembro Medio se observa una marcada dispersión en la relación Porosidad-Permeabilidad de corona, debido fundamentalmente a heterogeneidades de tamaño de grano y a la presencia de rims cloríticos que disminuyen sensiblemente las gargantas porales. Se utilizó la diferencia entre las porosidades del registro de densidad y neutrón como discriminador para establecer múltiples leyes $k-\Phi$, como se observa en la figura 9 (los colores representan rangos de separación de densidad-neutrón).

Para el caso del Miembro inferior, el bajo contenido en arcillas hace que la relación K/Φ sea única como se muestra en la figura 10.

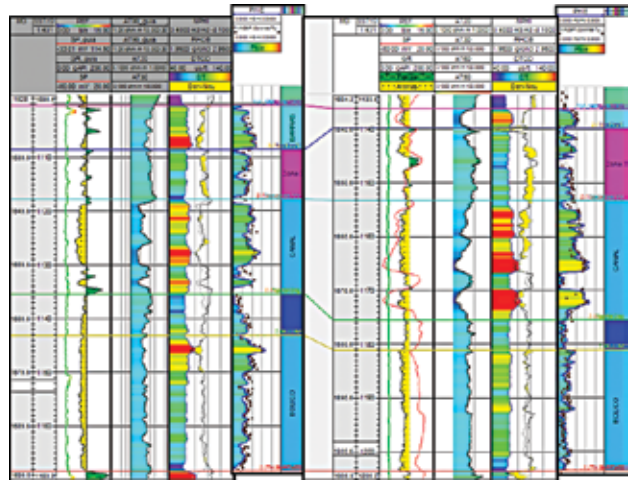


Figura 8. Porosidad de perfil versus corona.

La estimación del índice de permeabilidad a partir estas leyes tuvo un buen ajuste respecto de los datos de corona, como se observa en la figura 11.

Por último, el modelo de saturación de agua utilizado es Dual Water. Si bien los valores de SW calculados por

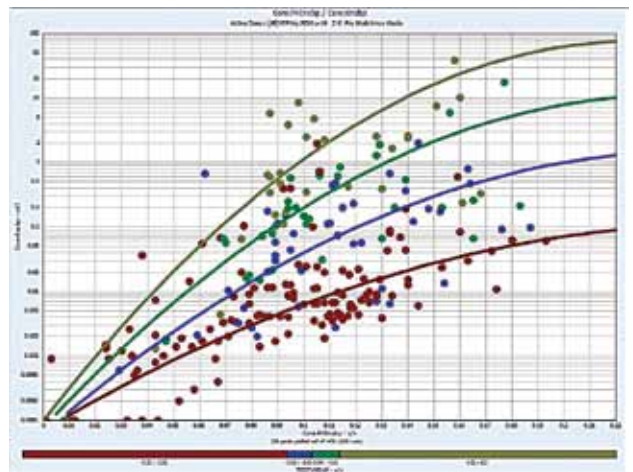


Figura 9. Leyes K/Φ Miembro medio.

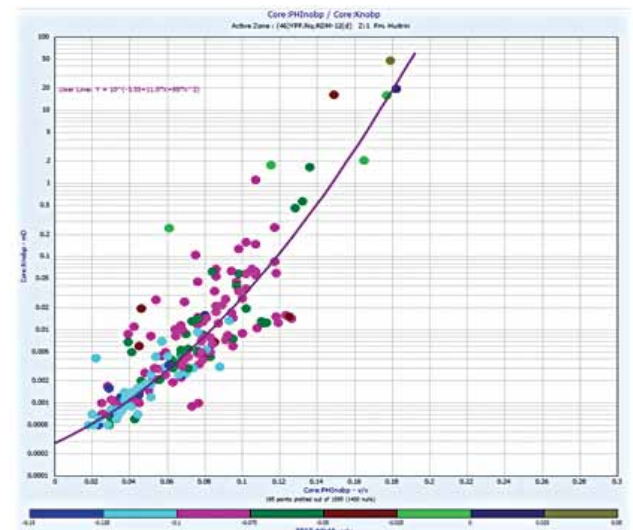


Figura 10. Leyes K/Φ Miembro inferior.

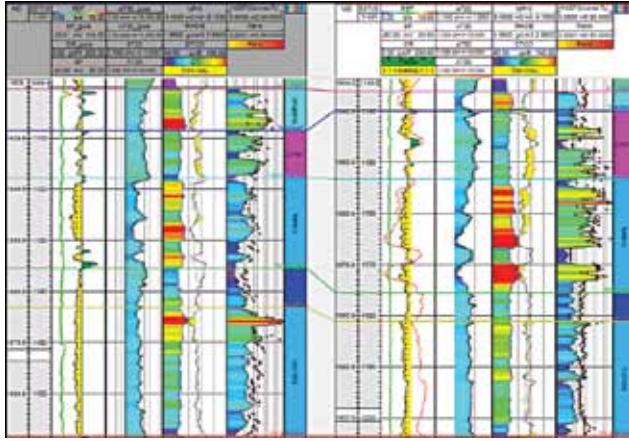


Figura 11. Resultado del modelo de permeabilidad.

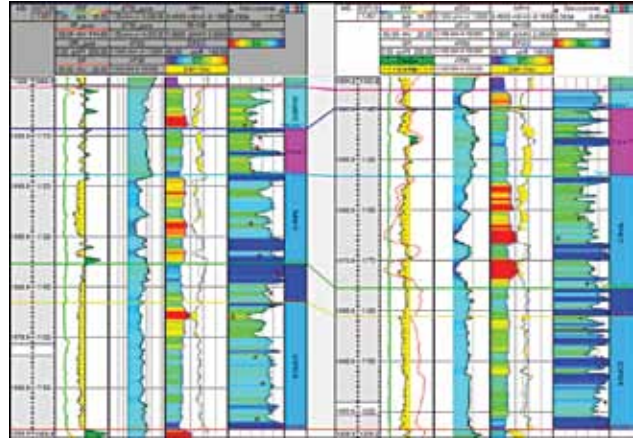


Figura 12. Modelo de saturación de agua.

modelo resistivo en general resultan altos, la saturación de agua irreductible según ensayos de corona también resulta elevada, como puede observarse en la figura 12. Este modelo sigue en proceso de ajuste, incorporando los datos de producción del campo.

Modelo Geocelular

El modelo 3D construido para el campo integra toda la información mencionada, como así también el modelo sedimentológico definido para la Fm. Mulichinco en el yacimiento, el que como se mencionó en un principio está conformado por un ambiente eólico que caracteriza al Miembro Inferior y fluvial a estuarino para el Miembro Medio. El flujo de trabajo se resume en la figura 13

El objetivo del mismo es poder iniciar el modelo dinámico, calcular escenarios de GOIS, y definir la navegación y seguimiento de los pozos horizontales.

Como características generales, la formación fue subdividida en cinco zonas definidas de base a tope como: Eólico, Eólico Diagenizado, Canales, Zona 7 y Barras (Figura 14).

El *layering* (selección de capas) aplicado fue de 100 capas de manera proporcional, lo que generó un alto de celda máximo de 1,6.

Para el poblado de las propiedades se utilizó el cubo de IA tanto para las tendencias como la orientación de los variogramas. Para el caso de la zona de Canales y Zona 7, como ambos pertenecen a facies de ambientes fluviales, la orientación en este caso fue definida a partir de los canales interpretados. Por último, para la zona de Barras, el modelado se basó en mapas de espesor de barra construido a partir de los pozos.

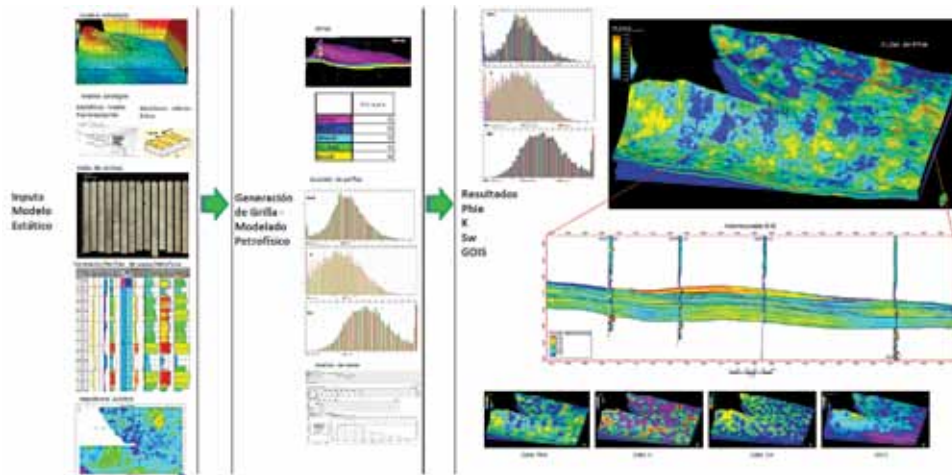


Figura 13. Flujo de trabajo modelo estático.

En la figura 15 se muestra el poblado de la porosidad, el que fue utilizado como input para el modelado de la permeabilidad y la saturación de agua.

En la figura 16 se muestra los resultado del modelo geocelular. Además, por un lado, se observa un sección del cubo de porosidad y su correlación con los perfiles sínicos, los histogramas de porosidad (izquierda) y permeabilidad (derecha), y por otro lado, dos pruebas ciegas, donde si bien los valores para cada celda no son coincidentes, el valor promedio por zona sí lo es.

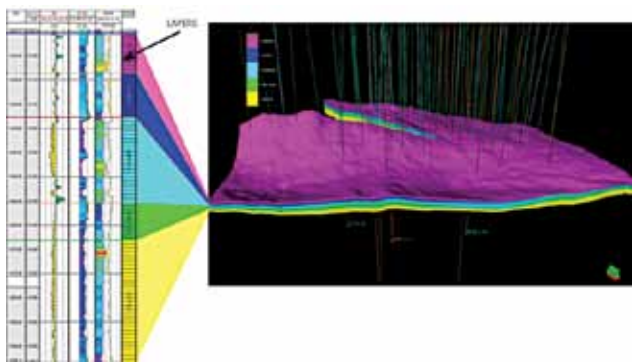


Figura 14. Zonación de la Fm. Mulichinco.

Inicialización dinámica

Una vez generado el modelo estático, queríamos inicializar el modelo para poder calcular el GOIS y luego, en un trabajo posterior, realizar un ajuste histórico.

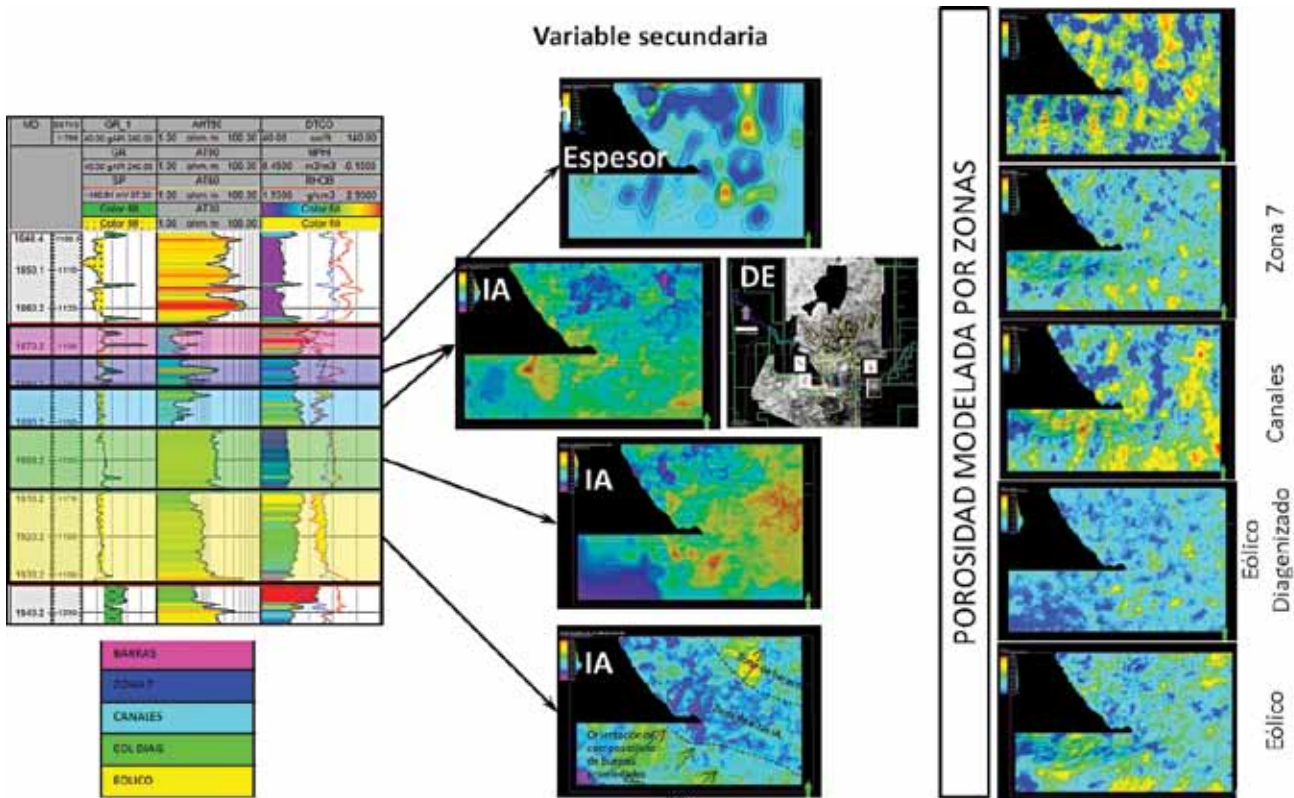


Figura 15. Poblado de la porosidad.

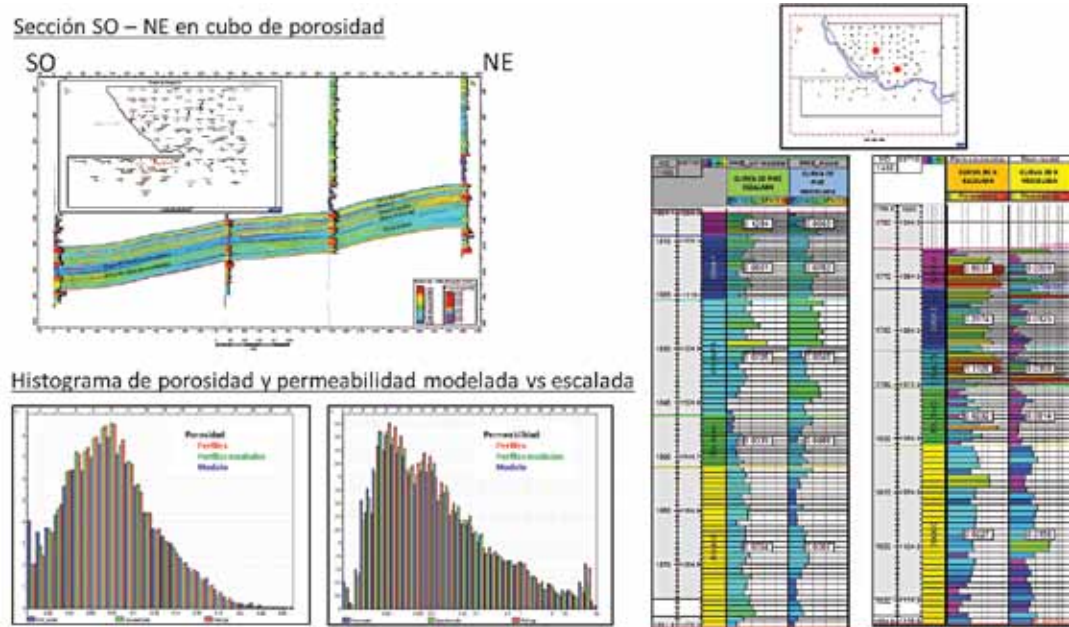


Figura 16. Resultados del modelo geocelular.

La metodología, como se muestra en la figura 18, consistió en tomar el modelo estático generado, usar datos de ensayos de laboratorio para especificar tipos de roca y presiones capilares lo que permitió definir el contacto de agua y saturar el cubo 3D.

Por no contar con un PVT representativo, y debido a que el GOR es alto (50.000 m³/m³) se generó un PVT de gas húmedo sintético a partir de cromatografías de gas y condensado de un mismo pozo. Para el contacto de agua se utiliza el del PDI.x-1002 y una presión de 153,8 kg/cm² a 1100 mTVDs de la ley de presiones obtenida de RFT.

Al observar los datos de laboratorio hay mucha dispersión de las curvas de presión capilar, lo que no permitiría utilizar un único tipo de roca. Como el objetivo final es poder poblar el modelo, primero se buscó una forma de asignar radio de garganta poral al mismo. Para ello se calcularon los radios de garganta poral con datos de laboratorio con la ecuación 1, graficándolos contra los radios de garganta poral calculados con las correlaciones de Pittman y Winland utilizando las ecuaciones 2 y 3, obteniéndose mejor ajuste con la ecuación de Pittman para una saturación del 20% presentado en la figura 17. Ambas ecuaciones consideran porosidad en porcentaje (Ø%) y la permeabilidad no corregida (Kair, mD).

$$R = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot C}{P_c}$$

r = Radio de garganta de poros a una saturación de mercurio dada
 σ : tensión interfacial (480 Din/cm)
 θ : ángulo de contacto (140°)
 C: constante de conversión (0,145)
 P_c: Presión capilar de laboratorio (psi)

Ecuación 1. Radio de garganta poral con datos de laboratorio

$$\begin{aligned} \text{Log}(R20) &= 0,218 + 0,519 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,303 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R25) &= 0,204 + 0,531 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,350 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R30) &= 0,215 + 0,547 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,420 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R35) &= 0,255 + 0,565 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,523 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R40) &= 0,360 + 0,582 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,680 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R45) &= 0,609 + 0,608 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,974 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R50) &= 0,778 + 0,625 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 1,205 \cdot \text{Log}(\Phi) \\ \text{Log}(R55) &= 0,948 + 0,632 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 1,426 \cdot \text{Log}(\Phi) \end{aligned}$$

Ecuación 2. Ecuaciones de radio de garganta poral de Pittman (1)

$$\text{Log}(R35) = 0,732 + 0,588 \cdot \text{Log}(K_{air}) - 0,864 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

Ecuación 3 Ecuación de radio de garganta poral de Winland (2)

El problema de la metodología es que el modelo geológico tiene datos a NOBP, por lo que se tuvo que calcular una relación para llevarlos a superficie mostradas en la

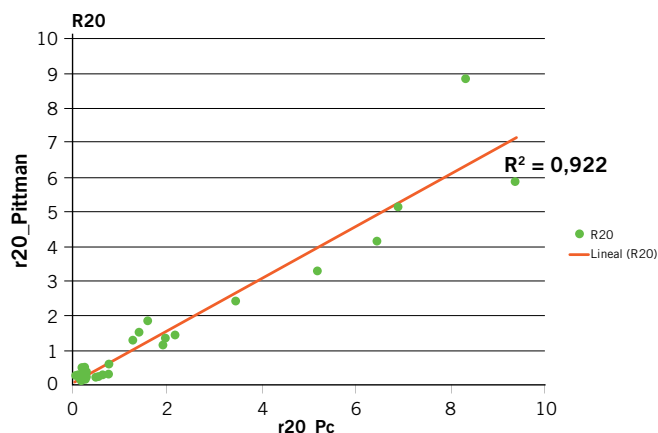


Figura 17. Ajuste de radio de garganta poral de laboratorio con Pittman.

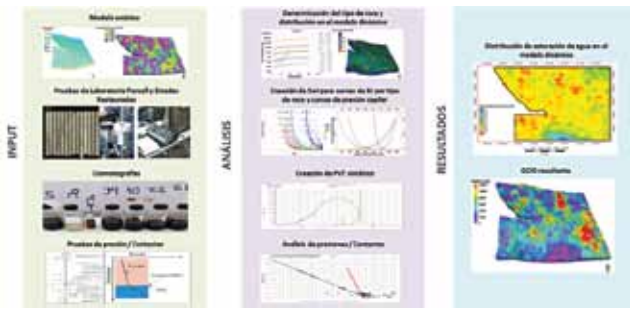


Figura 18. Flujo de trabajo modelado dinámico.

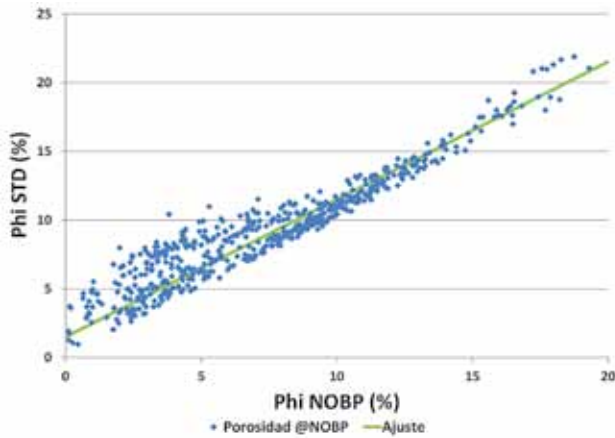


Figura 19. Porosidad NOBP a STD.

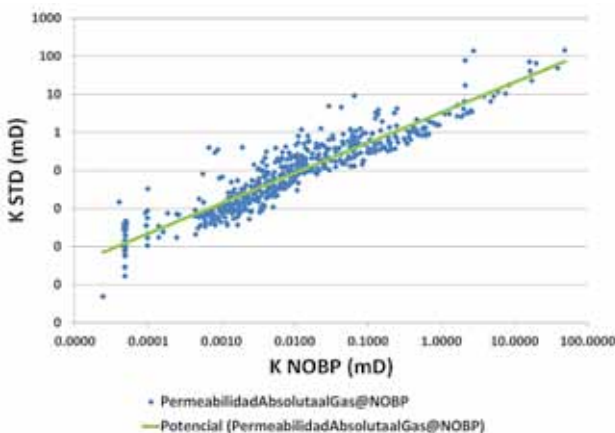


Figura 20. Permeabilidad NOBP a STD.

figuras 19 y 20 y así poder utilizar la fórmula de radio de garganta poral. Ya con los cubos de permeabilidad y porosidad en condiciones estándar se calculó el tipo de roca para cada celda presentando el resultado en la figura 26.

La saturación de agua irreductible se tomó de un ensayo de estados restaurados para una de las pocas muestras que alcanzaba comportamiento asintótico alcanzado en la figura 21. Para esa muestra se obtuvo el valor de presión capilar correspondiente a la saturación de agua irreductible.

Para las demás muestras se tomó el radio de garganta poral alcanzado por la muestra anterior en el ensayo por inyección de mercurio como se muestra en el ejemplo de la figura 22, y se formuló la hipótesis que ese radio determinaría el agua irreductible para cada muestra.

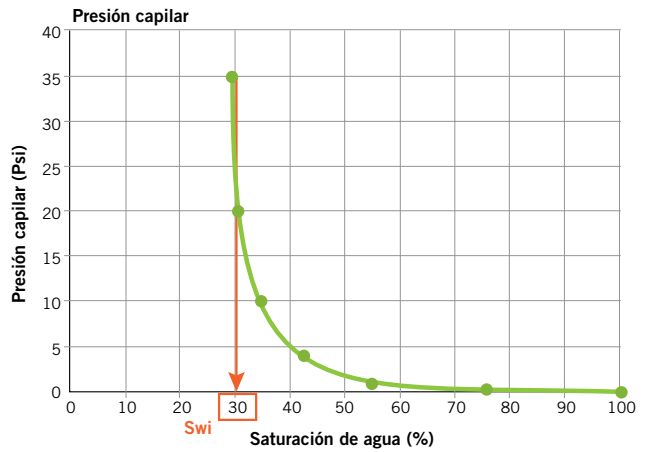


Figura 21. Saturación de agua irreductible de ensayo de estados restaurados.

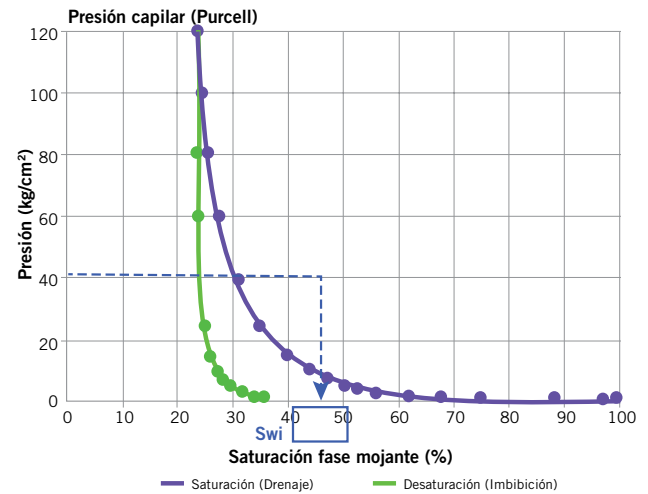


Figura 22. Saturación de agua irreductible en función del radio de garganta poral de muestra de estados restaurados.

La suposición parte de la teoría de que hasta ese tamaño de radio pudo desplazar el gas durante la migración, radios menores mantuvieron el agua. De esta forma se pueden limitar las curvas de presión capilar obtenidas por el método de mercurio en laboratorio.

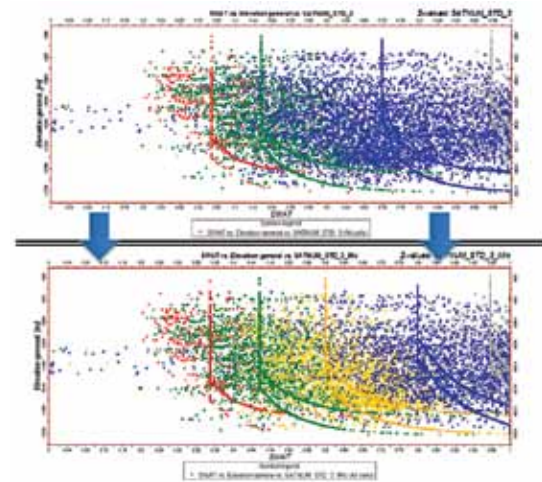


Figura 23. División de tipo de roca micro en dos para aportar mayor heterogeneidad.

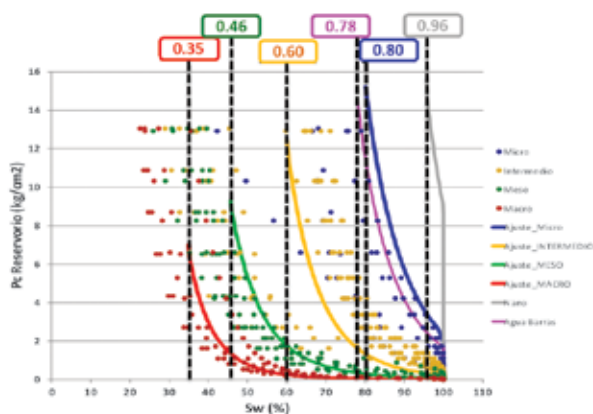


Figura 24. Presiones capilares utilizadas para cada tipo de roca.

Inicialmente se tomaron los tipos de roca discriminados por garganta poral de bibliografía según la tabla 1; sin embargo, al graficar la saturación de agua del modelo y la de los perfiles se observó mucha dispersión en el tipo de roca micro, razón por la cual se la dividió en dos. En la figura 23 se muestra el primer ajuste y la modificación con la curva amarilla.

Tipo de roca	Radio (mm)
Nano	<0,1
Micro	0,1 a 0,5
Meso	0,5 a 2,5
Macro	2,5 a 10

Tabla 1. Tipos de roca de bibliografía. (3)

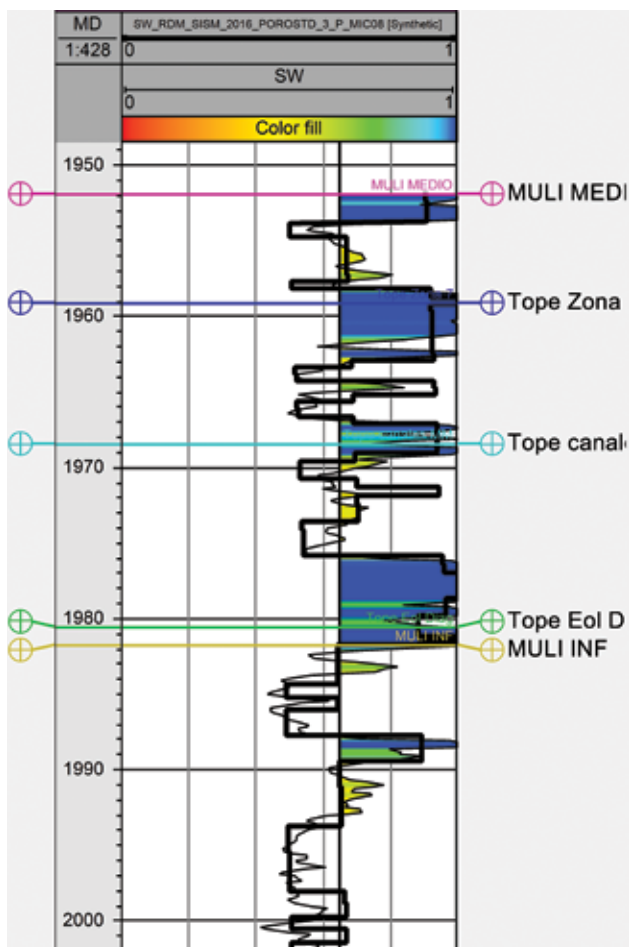


Figura 25. Ajuste de modelo a interpretación (el modelo es la curva negra).

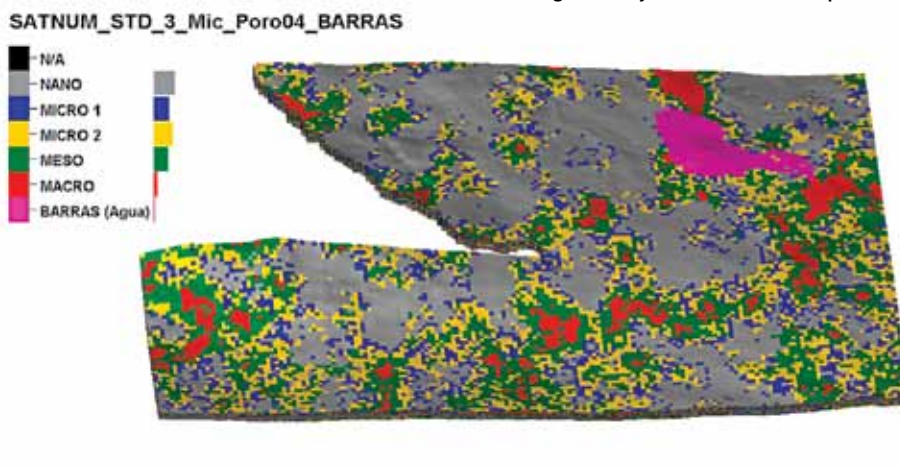


Figura 26. Tipo de roca en el modelo estático.

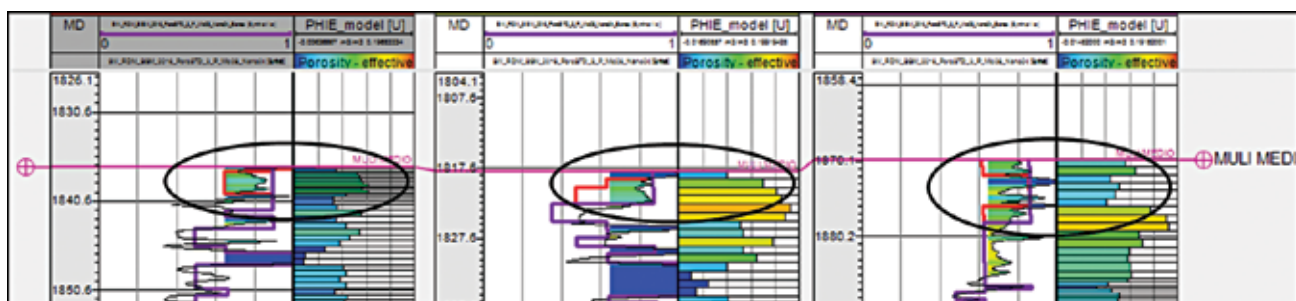


Figura 27. Ajuste Sw por modificar tipo de roca en zona de barras (curva violeta: Sw en zona de barras).

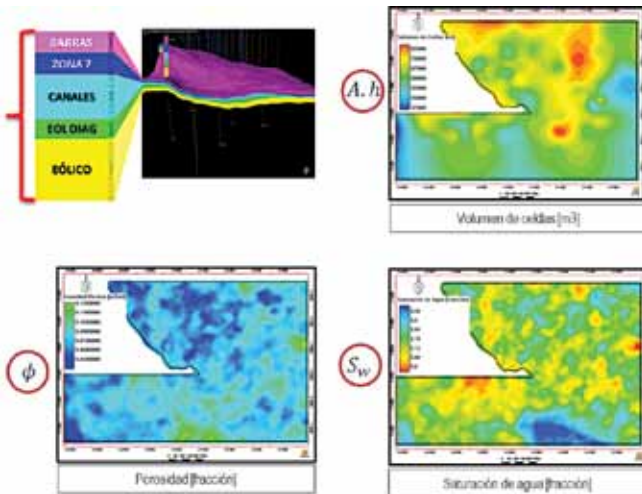


Figura 28. Variables del GOIS.

Con las presiones capilares ajustadas por tipo de roca representadas en la figura 24 se logró un buen ajuste entre la saturación de agua interpretada por perfiles y la del modelo inicializado como se puede observar en la figura 25.

Solamente fue necesario definir una zona en el modelo, en la que las barras tienen buenas propiedades petrofísicas pero alta saturación de agua enseñando el mejor ajuste en la figura 27.

Una vez definidos los tipos de roca para cada celda alcanzados en la figura 26, se inicializó el modelo y se pudo calcular el GOIS presentado en la figura 29. Una buena forma de mostrarlo es a través de los mapas de las variables que integran la fórmula del modelo, ya que se puede visualizar en la figura 28 la variable que más impacta según la zona. Por ejemplo en la zona Centro-Sur se puede observar que el bajo GOIS se debe principalmente a la alta S_w .

Conclusiones

- A partir de la interpretación regional de la sísmica y del proceso de inversión acústica, se logró disponer de mapas de tendencias de calidad de reservorio y presencia de facies canalizadas utilizadas como input en el modelado.
- Se trabajó el modelo de permeabilidad logrando, a través de más de una relación no lineal, disminuir la dispersión generada por la presencia de arcillas, principalmente para el Mulichinco Medio.
- Se logró realizar un modelo estático que cubra toda el área de RDM, integrando y honrando; el modelo sedimentario regional, las tendencias obtenidas de la sísmica, y los datos de pozos.
- Se determinaron tipos de roca y curvas de presión capilar que, al inicializar el modelo dinámico lograron buen ajuste con la S_w interpretada por perfiles.

Pasos a seguir

- Cargar la producción y presiones al modelo para realizar el *history match*. En este paso la mayor complejidad es el modelado de las fracturas.
- Probar el uso de los tipos de roca generados para las leyes K-Phi en el modelo dinámico.
- Analizar los resultados de laboratorio recientes de permeabilidades relativas para verificar S_{wi} calculadas y utilizadas en el modelo actual. ■

Bibliografía consultada

Pittman, E. *Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin (1992).

$$OGIP = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

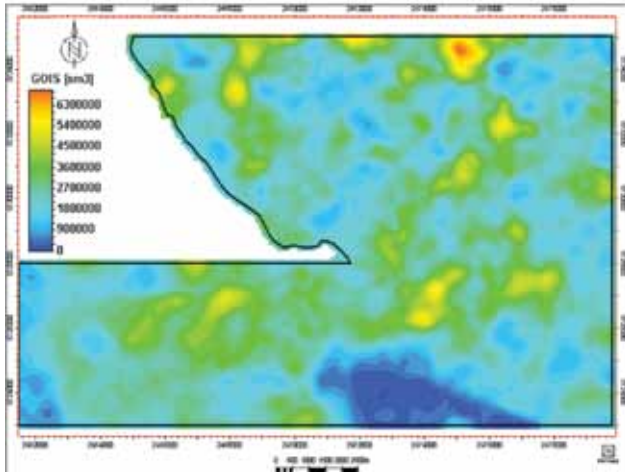


Figura 29. Cálculo de GOIS,

Kolodzie, S. *Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in Spindle field, Colorado*, SPE-9382 (1980)

SPE 108078 - F. Ferrer and M. Vielma, Baker Atlas and A. Lezama, PDVSA - Permeability Model Calibration and Pore Throat Radius Determination Using Core Analysis and Nuclear Magnetic Resonance Data in Mixed-Lithology Reservoirs, South Western Venezuela.

Patamia, M. E., A. Ortiz, M. E. Bertoni, Modelo Estratigráfico-Sedimentológico en el área Rincón de Mangrullo, 2006, DSC Neuquén, Schlumberger Argentina.

Schwarz, E., *Análisis Paleoambiental y estratigrafía secuencial de la Formación Mulichinco (Valanginiano), en el sector septentrional de la Provincia del Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina*, Tesis doctoral, marzo 2003.

Posamentier, H. y R. Walker, *Facies Models Revisited*, 2006.

Davis R. A. y R.W, Dalrymple, *Principles of Tidal Sedimentology*. Cap. Process, Morphodynamics, and Facies of Tide-Dominated Estuaries, 2012.

Los depósitos eólicos de la formación Mulichinco (valanginiano) en el área Fortín de Piedra – Cuenca Neuquina. C. Zavala *et. al.*

Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina. L. Lagarreta *et. al.* Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. E. Schwarz *et. al.* Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, 2011.

The limits of resolution of zero-phase wavelets. R. S. Kallweit and L. C. Wood. *Geophysics*, VOL. 47, NO. 7 (JULY 1982).

Highlight Volumes: Condensing Spectral Decomposition to Two Volumes. Charles H. Blumentritt FracRock International., and Kurt J. Marfurt, Allied Geophysical Laboratories, University of Houston.

Castagna, J. P., *Comparison of spectral decomposition methods*, First Break volume 24, march 2006.