

# Yacimiento Centenario, Cuenca Neuquina:

Shale en ARGENTINA

1º Ag de

2º Jorn y Des en

## Modelo Estático 3D en reservorios *tight-gas* de la Formación Los Molles

Por *Basilio A. Giménez, Marcela Feilhaber, Marcos Mendoza, Guillermina Álvarez, Tania Galarza y María Soledad Montenegro (Pluspetrol Argentina)*

En este trabajo se describe el proceso por el cual a través de un modelo estático 3D se buscó caracterizar la distribución de roca reservorio y estimar sus propiedades petrofísicas hacia las zonas escasamente perforadas; y la posterior obtención de mapas de espesor útil saturado con gas para los niveles principales de la Formación Los Molles.



**E**l yacimiento Centenario se encuentra al norte de la región geomorfológica de la Dorsal de Huincul, que está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación este-oeste fuertemente asimétricas, es lo suficientemente conspicua como para dividir en dos a la Cuenca Neuquina (Pángaro *et al.*, 2009). Geográficamente se ubica en la región este de la Provincia del Neuquén, involucrando parte de los ejidos urbanos de Plottier, Neuquén y Centenario (Figura 1).

En la columna estratigráfica de la zona, la Formación Los Molles corresponde al Grupo Cuyo Inferior (Jurásico inferior a medio). Su composición es diferente a la descrita en afloramientos de la Cuenca (Arregui *et al.*, 2011), ya que además de un Miembro Pelítico de origen marino, presenta un Miembro Clástico sobreimpuesto (subdividido

en basal, intermedio y superior). Este miembro concentra los reservorios productivos de la Formación (Figura 2).

La Fm. Los Molles es productora de gas y condensado, y fue descubierta en 1998 con la perforación del pozo Ce.xp-1116 en el tope de una estructura anticlinal (Schiuma *et al.*, 2002). Hasta ese momento, el yacimiento era productor de gas y petróleo de las Formaciones Lajas, Lotena y Quintuco.

Los reservorios de la Fm. Los Molles (Mb. Clástico) están conformados por conglomerados y areniscas depositados en un ambiente que grada desde un sistema deltaico hacia un ambiente fluvial-proximal de muy alta energía, constituyendo cientos de metros de espesor. La principal característica de estos reservorios es que presentan una degradación de su calidad petrofísica desde el tope de la estructura (sur) hacia los flancos (norte) conviviendo, en el mismo yacimiento, reservorios con características convencionales pero de permeabilidad desmejorada y reservorios de muy baja permeabilidad tipo *tight-gas* (Figura 3).

Desde su descubrimiento hasta la actualidad, los volúmenes de gas que no eran económicos para su explotación comenzaron a ser rentables a medida que se profundizaba el conocimiento geológico del área, los desafíos técnicos comenzaron a ser superados y el contexto económico (precios diferenciales) mejoró dando viabilidad al proyecto. Sin embargo, queda una gran extensión y volumen sin cuantificar, por lo que uno de los objetivos fundamentales consiste en la delimitación de estos recursos prospectables en las zonas con bajo grado a nulo desarrollo con pozos.

En este sentido, se delineó el objetivo de caracterizar conceptualmente la distribución de roca reservorio y estimar sus propiedades petrofísicas hacia las zonas escasamente perforadas. De esta forma, se construyó un modelo estático 3D que incluyó: una revisión del modelo estratigráfico-estructural, un estudio sedimentológico conceptual, revisión de información de imágenes de pozo, y un nuevo modelo petrofísico consistente para toda el área.

Como resultado del trabajo, se obtuvieron mapas de espesor útil saturado con gas para los niveles principales de la Fm. Los Molles que permitieron la delimitación de zonas con distintos grados de incertidumbre de desarrollo futuro del recurso *tight-gas*. También se realizaron cálculos volumétricos con distintos casos variando los valores de cut-off, lo que permitió obtener una sensibilidad de los mismos desde un punto de vista distinto al aplicado por petrofísica.

## Metodología

El flujo de trabajo consistió en definir los aspectos típicos necesarios para realizar un modelo estático 3D, y el flujograma se muestra en la figura 4. Se utilizó la plataforma GOCAD-SKUA (Paradigm Software) para realizar dicho modelo, integrando información sísmica en profundidad (horizontes correspondientes a los topes de la Fm. Los Molles, Arenas Finas o Basal, y Pelítico, y planos de falla), datos de 50 pozos en el área de la cobertura sísmica (incluyendo surveys de desviación, niveles de correlación, curvas de interpretación petrofísica) e información de terminación y producción para delimitar los principales intervalos productivos (Figura 5).

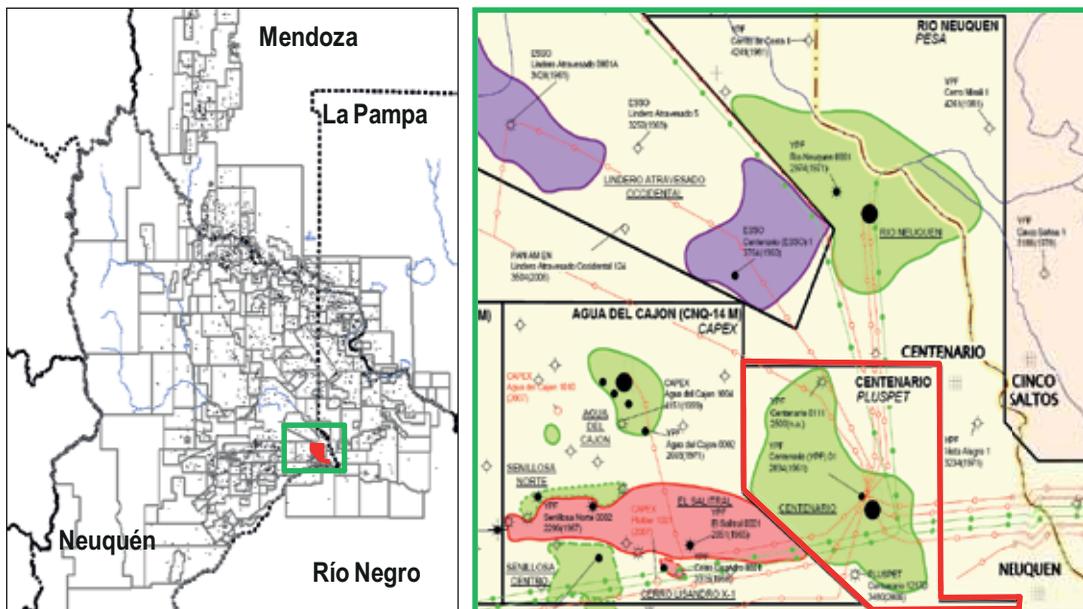


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque Centenario en la Cuenca Neuquina.

La columna estratigráfica definida en el modelo 3D consiste en una serie de niveles de correlación modelados por topes de pozo utilizando como guía los horizontes interpretados en la sísmica (Figura 6). La correlación se basó en la identificación de niveles de inundación/escasa deposición (freáticas) que separan los distintos cuerpos areno-conglomerádicos. La capa "Tope Arenas Finas" se corresponde con el Mb. Basal, la capa "Base\_canal\_2" al Mb Intermedio, y el resto hacia el tope de la Fm. Los Molles corresponde al Mb. Superior de la misma.

## Modelo estructural

La estructura regional en la zona de la Dorsal de Huincul fue interpretada (Vergani, 2005) como un sistema de fallas lítricas que controlan la sedimentación en la etapa

de rift de la cuenca (Jurásico inferior), que posteriormente son afectadas por inversión tectónica selectiva con alzamiento contrario a la extensión (Jurásico inferior alto a Jurásico medio).

En el caso de la estructura del Gp. Cuyo Inferior en el bloque Centenario, la misma consiste en un anticlinal ubicado en el extremo sur del bloque con cierre en tres direcciones, y un cuarto cierre contra una falla principal normal de orientación WNW-ESE. Dicho anticlinal se encuentra segmentado en diferentes bloques por un set de fallas normales de orientación general N-S con vergencia hacia el este, las cuales se presupone que han tenido cierta incidencia en la generación de depocentros durante la deposición de la Fm. Los Molles, parcialmente controlados por subsidencia diferencial de estructuras asociadas al ciclo Precuyano.

Hacia el centro y norte del bloque, los flancos de la es-

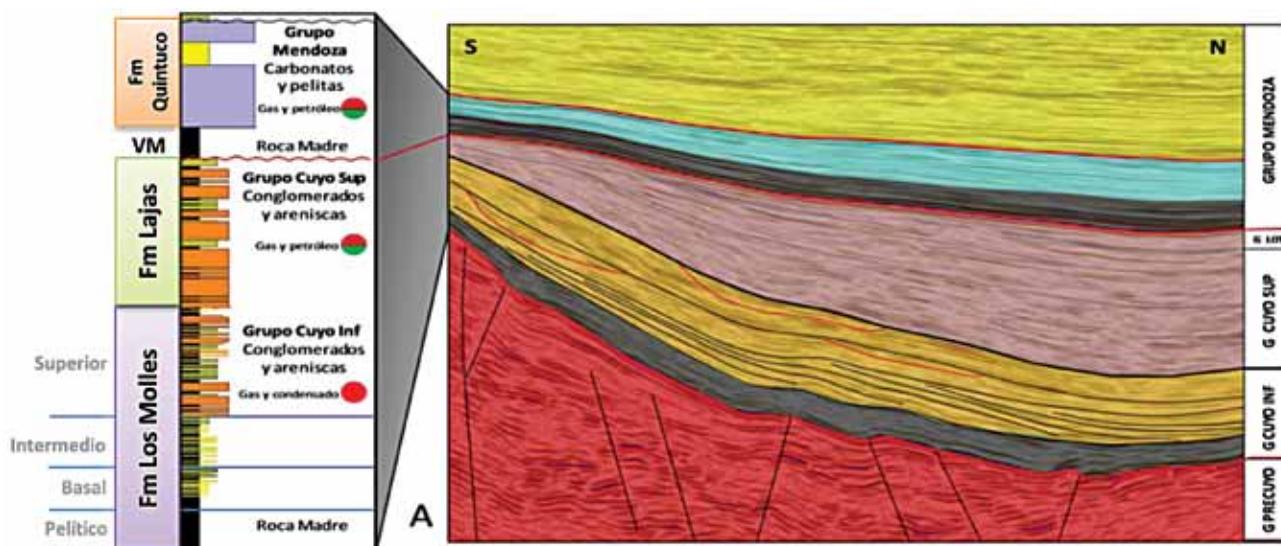


Figura 2. Columna estratigráfica esquemática en la concesión Centenario (tomado de María y Rivero, 2014).

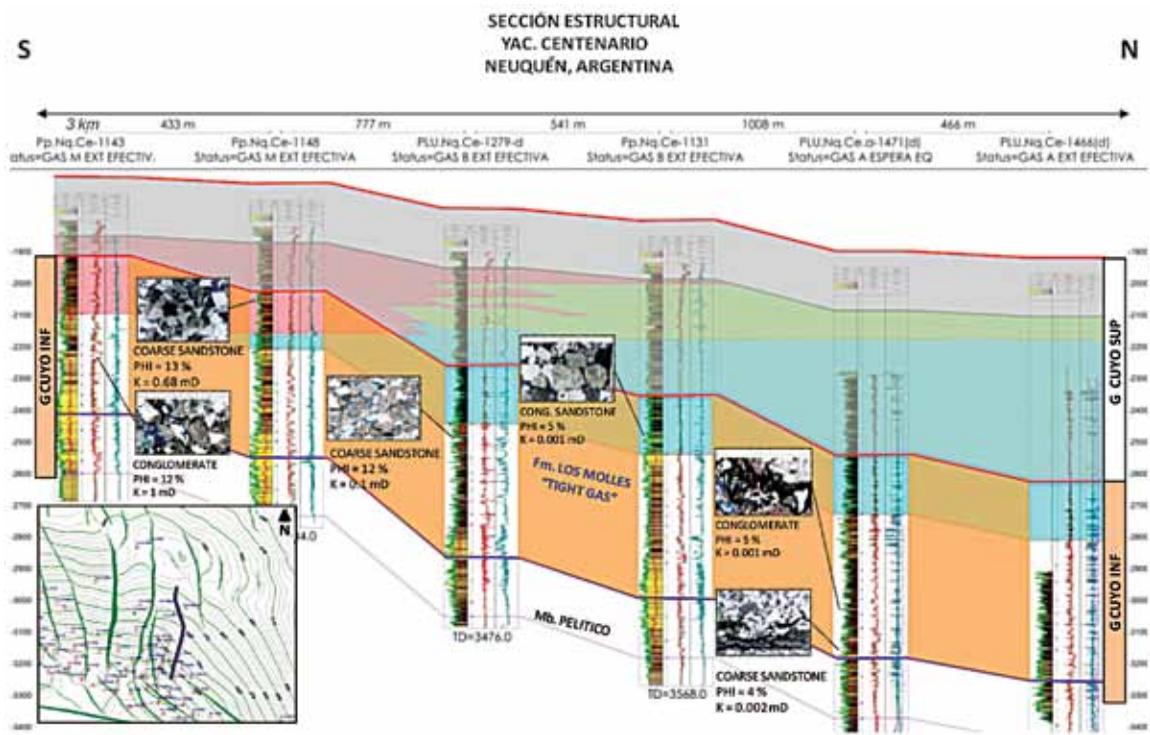


Figura 3. Variación lateral de propiedades petrofísicas desde el tope de la estructura anticlinal (sur) hacia los flancos (norte). Tomado de María y Rivero, 2014.

estructura anticlinal principal se profundizan con tendencia homoclinal, aunque existen estructuras anticlinales transversales de menor relevancia.

Para el modelo estático 3D realizado en GOCAD-SKUA, se importaron 9 fallas normales y 3 superficies estructurales (Tope Fm. Los Molles, Tope Mb. Basal, y Tope Mb. Pelítico). Los niveles reservorio intermedios se modelaron de forma isópaca ajustados por la correlación estratigráfica.

La grilla geológica está constituida por celdas de 100 m x 100 m y entre 1-2 m de espesor. El total del celdas del modelo es de  $2,53 \times 10^6$ . El detalle de las dimensiones de la grilla geológica se observan en la figura 7.

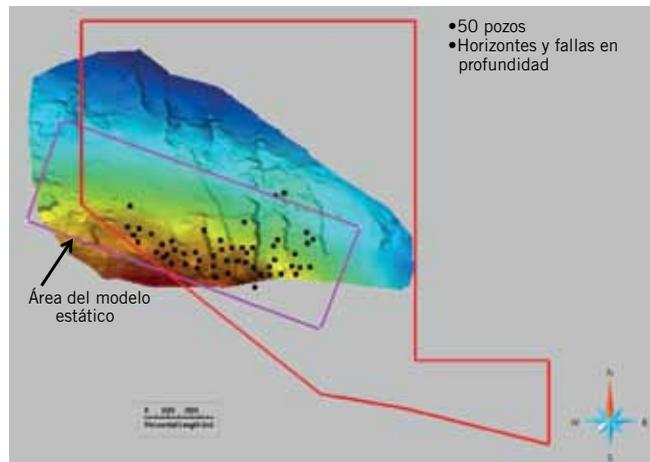


Figura 5. Datos utilizados en el modelo estático 3D conceptual.

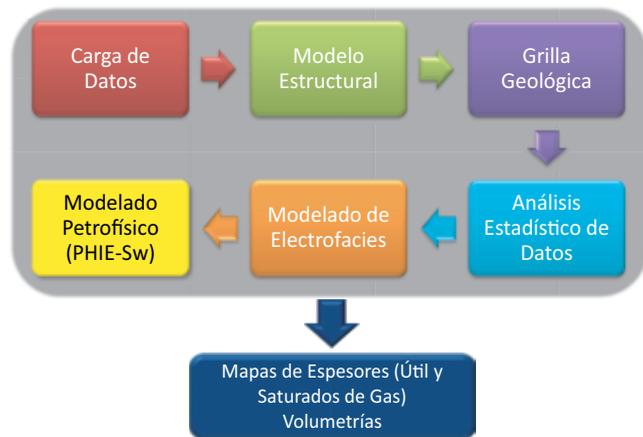


Figura 4. Flujograma para la construcción del modelo estático 3D conceptual de la Fm. Los Molles.

## Definición de electro-facies

Para la generación del modelo geológico de facies, se evaluó en una primera instancia utilizar el control geológico disponible en todos los pozos utilizados. Sin embargo, al comparar las litologías del *mud-logging* con las facies interpretadas en imágenes resistivas se observó una muy baja correlación (Figura 8).

Por lo tanto, y en función de tendencias generales observadas en comparación con información de testigos-corona y las facies de imagen resistiva, se realizó una caracterización conceptual de Electrofacies utilizando valores de corte sobre las curvas interpretadas de perfiles a pozo abierto: volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE), y saturación de agua calculada por el método Simandoux



Figura 6. Columna estratigráfica definida en el modelo estático 3D conceptual.

(Sw\_simandoux o SWSIM). Como se observa en la figura 9, se diferenciaron 4 Electrofacies: arcillas, arenas finas, conglomerados y areniscas conglomerádicas.

## Interpretación petrofísica

En el caso de las variables petrofísicas del reservorio, se realizó una nueva interpretación global para los 50 pozos

involucrados en el proyecto, de los cuales se obtuvieron las curvas de VCL, PHIE y Sw\_simandoux. Este modelo petrofísico se calibró con mediciones de petrofísica básica provenientes de 11 pozos con testigos-corona. El set de perfiles de pozo abierto consiste en suites triple-quad combo, involucrando curvas de correlación (GR-SP), resistividad, porosidad (sónico, neutrón-densidad), y en algunos casos factor fotoeléctrico. También se utilizaron datos de producción y una base de datos completa de PLT (en muchos casos, varios PLT en distintos tiempos para un mismo pozo).

- El flujo de trabajo consistió en varias etapas sucesivas:
- 1) Control de calidad, correcciones ambientales y normalización de los registros de pozo.
  - 2) Definición de los modelos que se utilizarán: GR (modelo curvo)-Resistividad para calcular el VCL; Densidad/Sónico para la PHIE, y Simandoux para la Sw.
  - 3) Validación/calibración de los modelos.
  - 4) Sensibilidad a los cut-offs.
  - 5) Aplicación en pozos del modelo 3D y en terminación de nuevos pozos.

## Análisis estadístico de los datos (electrofacies y petrofísica)

El entendimiento de las distribuciones estadísticas y geoestadísticas de las propiedades es fundamental para su simulación. En esta etapa, el flujo de trabajo consiste en:

- 1a) Control de calidad de datos.
- 1b) Generación de histogramas para determinar las proporciones del dato duro.
- 1c) Escalamiento del dato de pozo a la grilla geológica (*Blocking*) y su control de calidad.

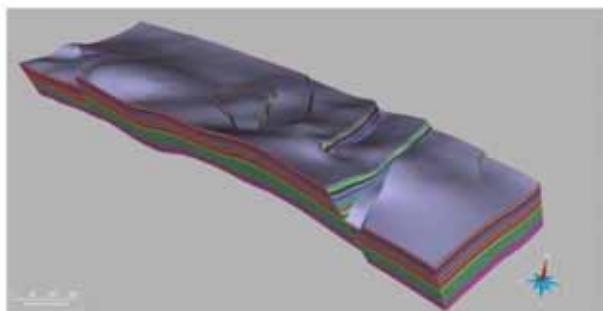
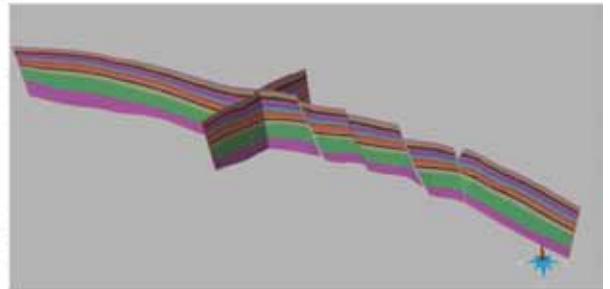
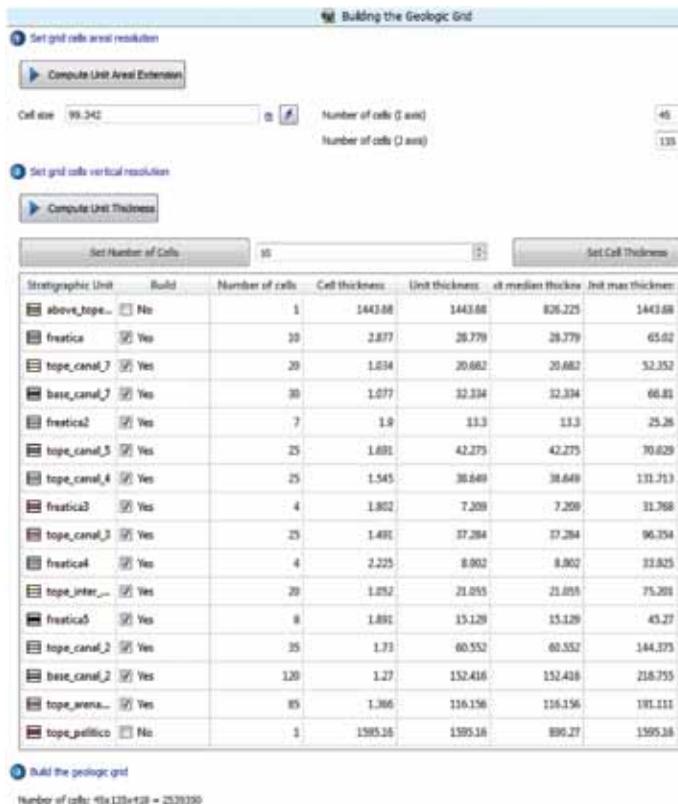


Figura 7. Detalle de las dimensiones de celdas para cada nivel estratigráfico del modelo 3D.



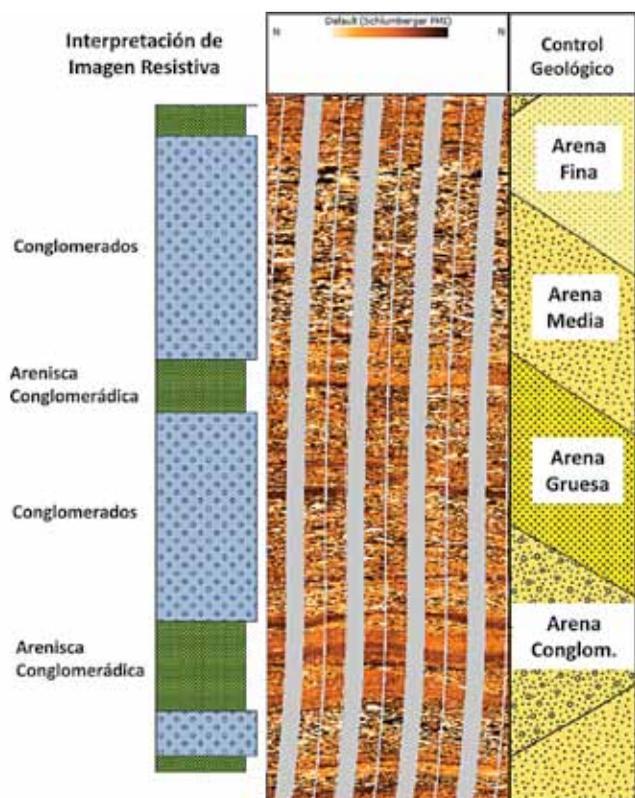


Figura 8. Comparación de litologías de control geológico y de imágenes resistivas.

1d) Generación de curvas de proporción (electofacies) y tendencia (propiedades petrofísicas) vertical (VPC y VTC).

Para las electrofacies, el método de *blocking* aplicado fue "Nearest to cell center" (dato más cercano al centro de la celda). Los histogramas de electrofacies, la curva VPC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante en un pozo, se observa en la figura 10. Las electrofacies con mejores propiedades petrofísicas son las areniscas conglomerádicas (color naranja en figura 10), y su distribución vertical (curva VPC) muestra que los mejores reservorios se concentran hacia el tope del Mb. Basal, en la base y tope del Mb. Intermedio, y en la mayor parte del Mb. Superior.

Para la porosidad efectiva, el método de *blocking* apli-

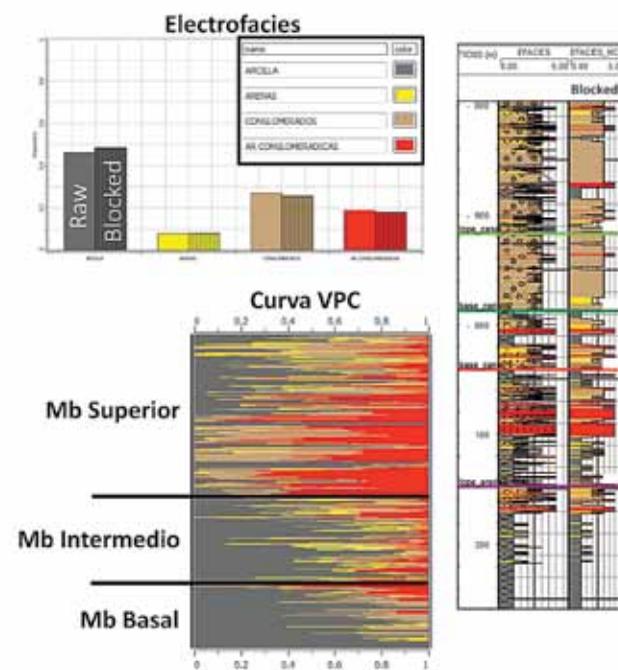


Figura 10. Histogramas y curva VPC para las Electrofacies.

cado fue "Arithmetic Mean" (promedio aritmético). Los histogramas de porosidad, la curva VTC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante en un pozo, se observa en la figura 11. Consistentemente con la distribución de electrofacies y según la curva VTC, las mejores porosidades se concentran hacia el tope del Mb. Basal, en el tope del Mb. Intermedio, y en la mayor parte del Mb. Superior.

Para el caso de la saturación de agua, el método aplicado fue "Geometric Mean" (promedio geométrico). Los histogramas de Sw, la curva VTC y un ejemplo comparativo del *blocking* resultante para un pozo, se observa en la figura 12. Según la curva VTC, las saturaciones de agua más bajas se encuentran en el tope del Mb. Basal y en la mitad inferior del Mb. Superior.

## Simulación estocástica

Para la simulación de las propiedades se definió utilizar el tipo secuencial. Este tipo de simulación geoestadística utiliza el método de *Kriging*, y requiere dos datos de entrada principales: distribución de proporciones de la variable y determinación de parámetros de variograma para cada variable.

Para el caso de los variogramas, su dirección de orientación (*azimuth*) es sensible a la distribución geográfica y cantidad de los datos, lo cual debe ser lo más homogénea posible. En este caso, la distribución es heterogénea con una orientación dominante WNW-ESE (Figura 13), por lo que genera una influencia no real sobre los variogramas experimentales.

Para obtener un *azimuth* más confiable en la distribución de electrofacies (Simulación Secuencial por Indicadores, SIS), se incorporó información obtenida del análisis de imágenes resistivas de 4 pozos (Figura 14). Como resultado, los *azimuth* aplicados presentan una orientación general hacia el NNW.

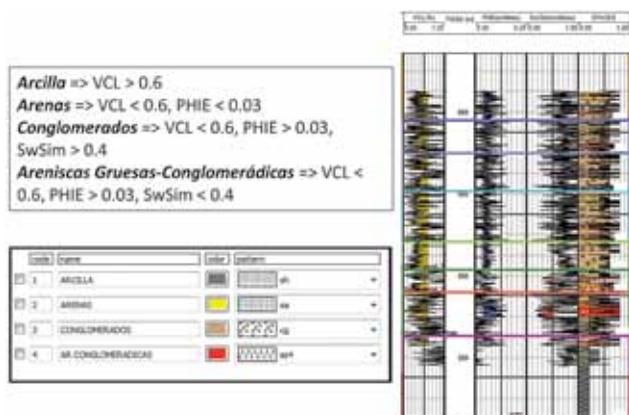


Figura 9. Definición de electrofacies mediante *cutoffs* aplicados sobre VCL, PHIE y Sw.

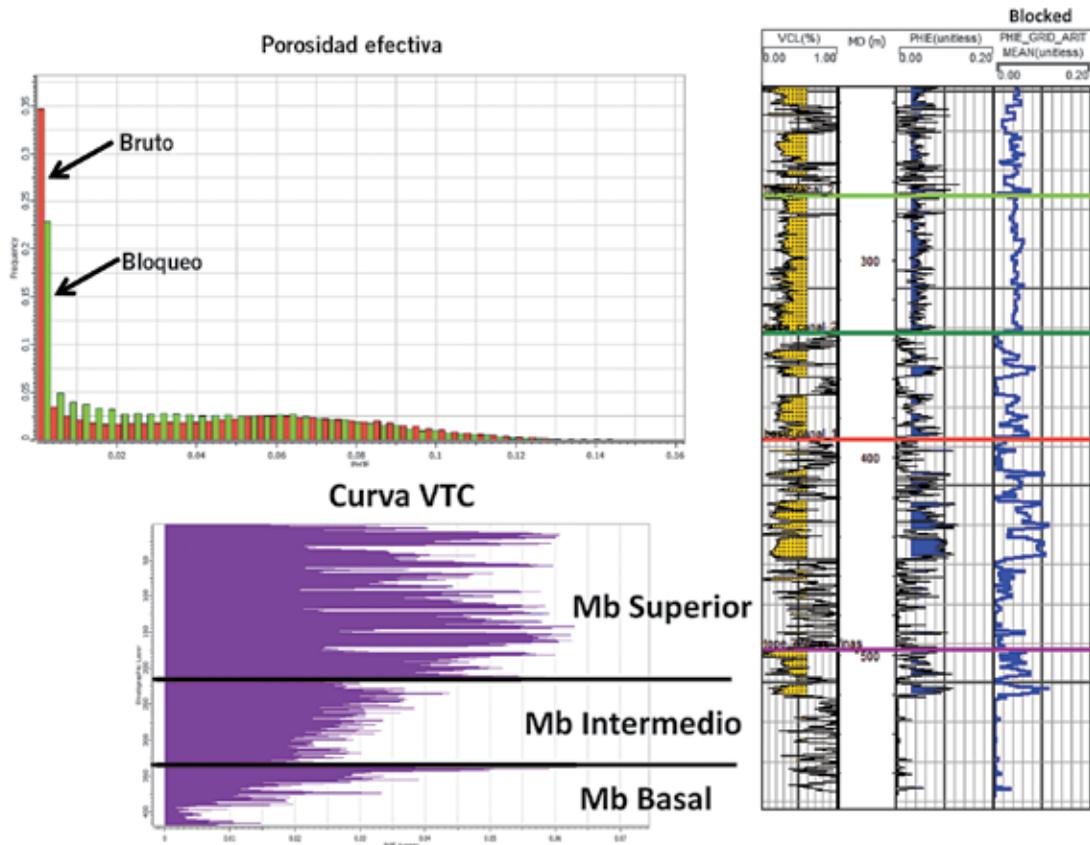


Figura 11. Histogramas y curva VTC para la porosidad efectiva (Mb = miembro).

Las dimensiones del variograma en el plano horizontal se determinaron mediante variogramas experimentales del tipo esférico. Ejemplos del resultado se observan en los

planos (*layers*) de la figura 15 y en la sección estructural SSW-NNE de la figura 16. En dicha sección estructural, se observa como la mejor electrofacies (arenisca conglomerada)

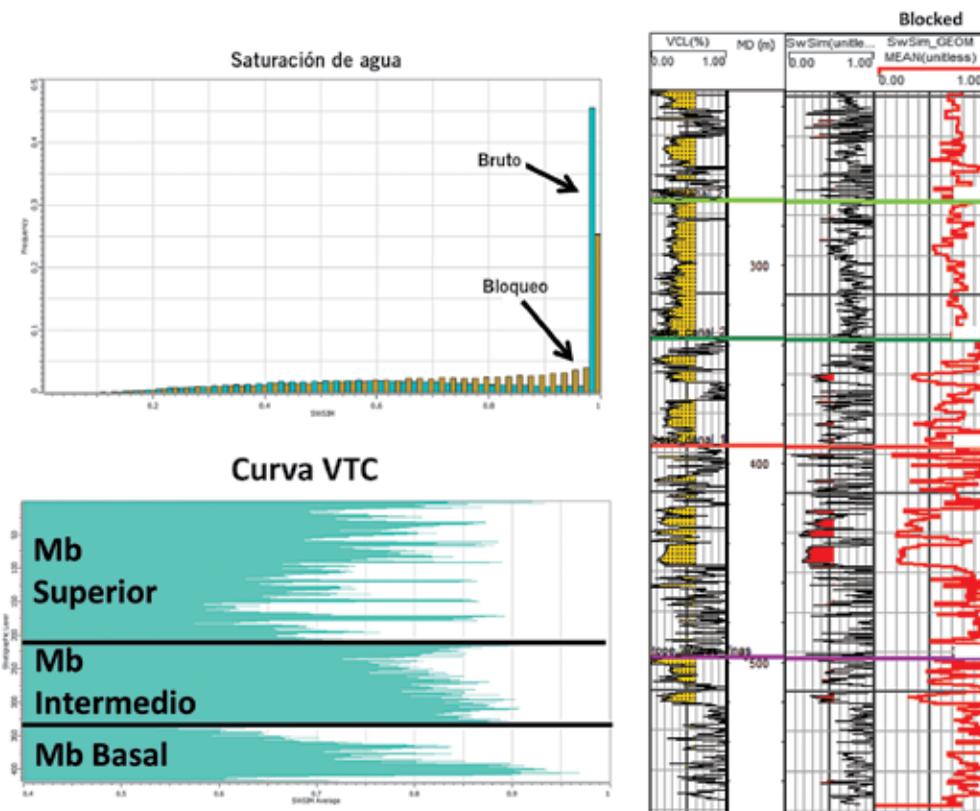


Figura 12. Histogramas y curva VTC para la saturación de agua.

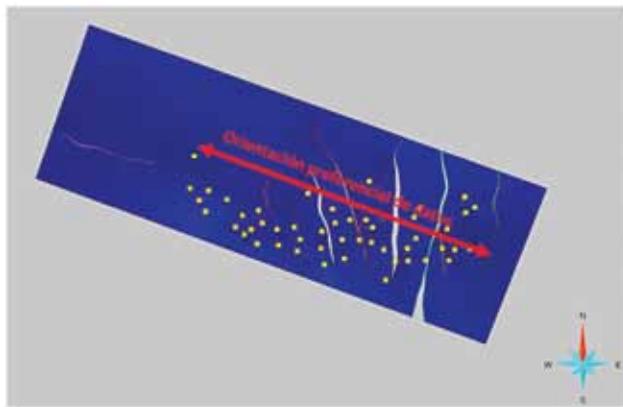


Figura 13. Distribución geográfica heterogénea de los datos (pozos).

dica, color naranja) está presente en todos los intervalos de la Fm. Los Molles en el tope de la estructura, pero hacia el flanco se concentra hacia el tope del Mb. Intermedio y tope del Mb. Basal, aumentando la concentración de conglomerados (color beige) en el Mb. Superior.

Para la simulación de la porosidad efectiva y la saturación de agua, se utilizó Simulación Secuencial Gaussiana (SGS). La simulación se realizó para cada subdivisión estratigráfica y para cada electrofacies, obteniendo para cada caso los histogramas de distribución de cada variable y sus variogramas experimentales. Los variogramas son del tipo esférico con dimensiones muy similares en el plano horizontal, ya que no se observó una tendencia en una orientación definida. Ejemplos del resultado de la simulación para ambas propiedades petrofísicas se visualizan en las secciones estructurales de las figuras 17 y 18.

## Resultados y discusión

Los resultados obtenidos de la simulación estocástica se evaluaron desde dos aspectos: mapas de espesor neto saturado con gas y volumetrías. En el caso de los mapas, se realizaron mapas de espesor promedio para cada uno de los Miembros de la Fm. Los Molles para comprender la distribución de los mejores reservorios. Para el Mb. Superior, los mejores espesores se ubican en el alto estructural (ubicación del desarrollo actual), mientras que para los miembros basal e intermedio se identificaron zonas con diferentes grados de potencial futuro de extensión del desarrollo.

Se definieron dos zonas con los mejores espesores y, por lo tanto, con mayor certidumbre, sobre las cuales se realizaron cálculos volumétricos y una sensibilidad determinística de 4 casos variando los parámetros de corte de PHIE y Sw (Figura 19). Estas volumetrías se compararon con la suma de los EUR estimados de los pozos tipo de cada zona, considerando un distanciamiento entre pozos de 40 acres para desarrollarlas.

En cuanto a los casos evaluados, se observa en la figura 19 que la variación en los *cut-off* de porosidad efectiva, los volúmenes *in-situ* presentan escasa diferencia, mientras que la mayor sensibilidad se observa en la variación del *cut-off* de Sw. Para el caso más pesimista (Caso base, Sw < 40%) el GOIS (condiciones de superficie) es menor a la suma de los EUR de los pozos que se requerirían para desarrollar el área, por lo que no es un *cut-off* realista. Con un *cut-off* de Sw entre los casos A y B (entre 45-50%) se obtendría un factor de recuperación menor al 70%, un valor esperable para este tipo de yacimiento de gas.

Sin embargo, si se utiliza un *cut-off* de Sw más optimista que el 40%, aparecen en la evaluación petrofísica nuevos

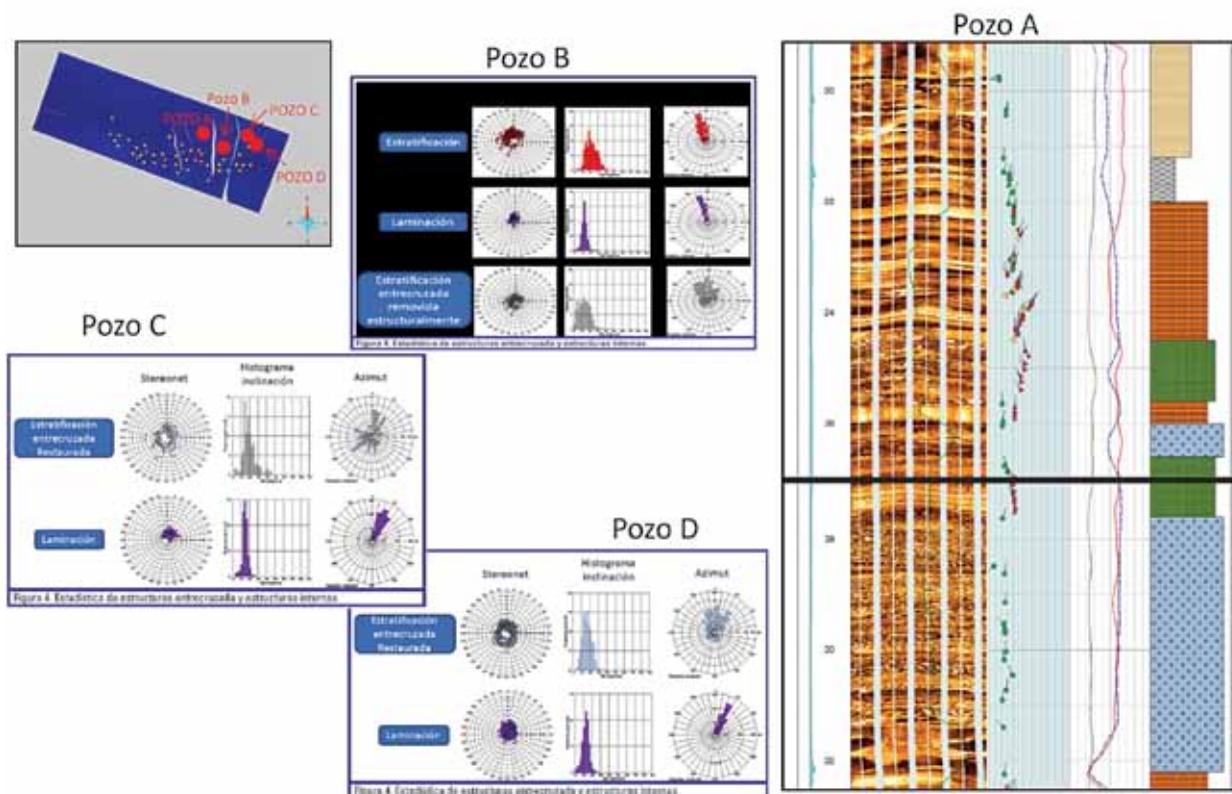


Figura 14. Resultados de la interpretación de planos de estratificación entrecruzada en 4 pozos con imagen resistiva.



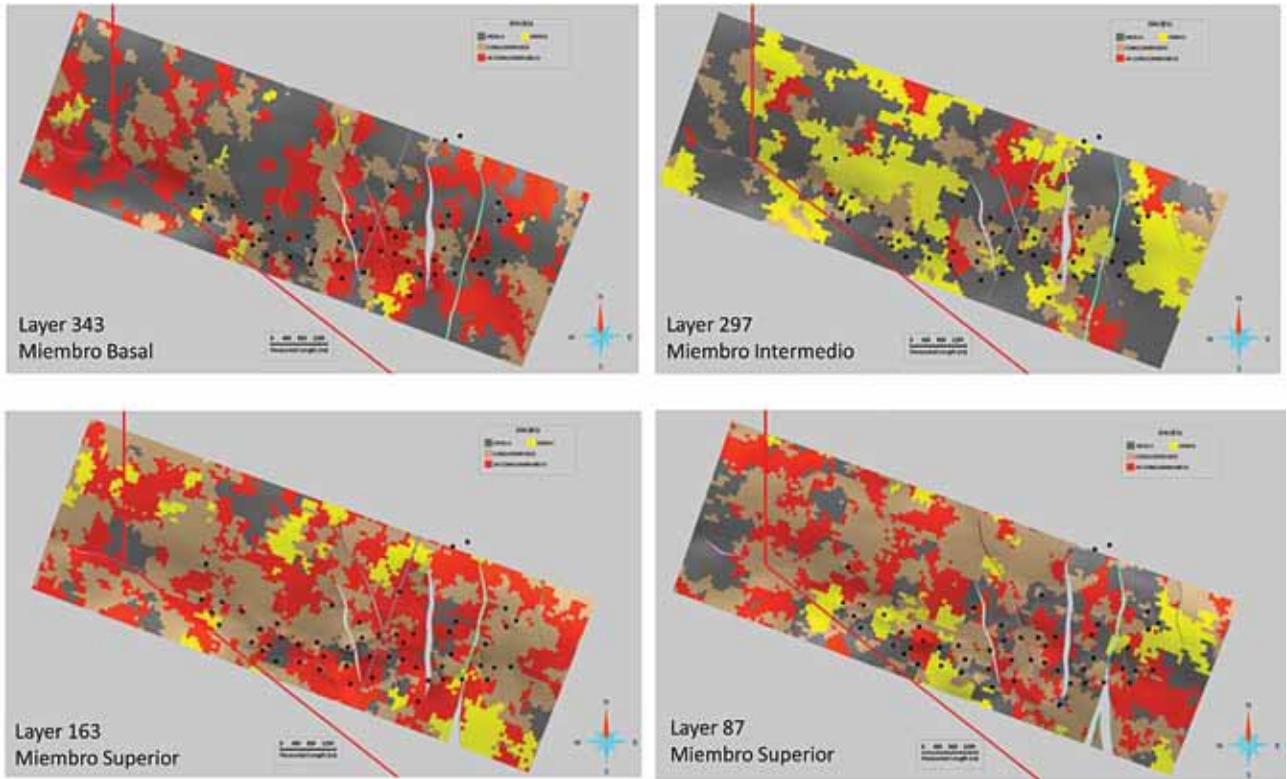


Figura 15. Ejemplos de resultado (en planta) de la simulación secuencial indicadora para las electrofacies.

intervalos reservorio como *net-pay*, que al estimularse con fracturas hidráulicas producen muy bajo volumen de gas o prácticamente resultan sin entrada (Figura 20), aunque el control geológico muestra actividad del Gas Total. Las posibles explicaciones son 1) las saturaciones de gas en estos niveles no es lo suficientemente alta como para poder producirse en un contexto de muy bajas permeabilidades y capacidad de flujo (debido a una alta tortuosidad del sistema poral-gargantas porales), y/o 2) el diseño de las estimulaciones no resulta óptimo para niveles de conglomerados que suelen predominar en estos niveles de menor porosidad-mayor  $Sw$ .

## Conclusiones

La generación de modelos estáticos 3D conceptuales permiten y obligan a plasmar las ideas y modelos que se tienen

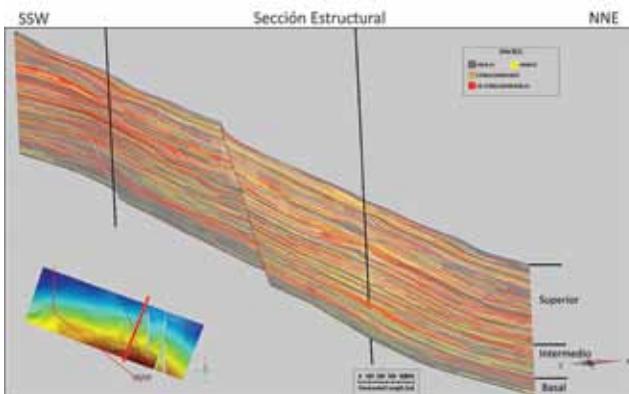


Figura 16. Corte estructural SSW-NNE que muestra el resultado de la simulación secuencial indicadora para las electrofacies.

sobre la distribución areal y vertical de un determinado reservorio. En este caso, resultó de gran utilidad para delimitar zonas de interés con distintos grados de incertidumbre en el desarrollo de los recursos de *gas tight* de la Fm. Los Molles en la concesión Centenario. Los volúmenes de GOIS, calculados de forma determinística para las dos regiones con mejores espesores saturados con gas, muestran una sensibilidad a los cutoffs distinta a la comúnmente desarrollada en la interpretación petrofísica; si bien un *cutoff* de  $Sw$  restrictivo permite estimular las mejores zonas productivas, los factores de recuperación son muy altos; pero si se utilizan valores más optimistas, mejoran los factores de recuperación (menores al 70%) pero aparecen nuevas zonas con *net-pay* con escasa a nula productividad.

En función de esta problemática, se observa que es necesario realizar un nuevo modelo con mayor detalle e integrando más cantidad de datos. En este contexto, la incor-

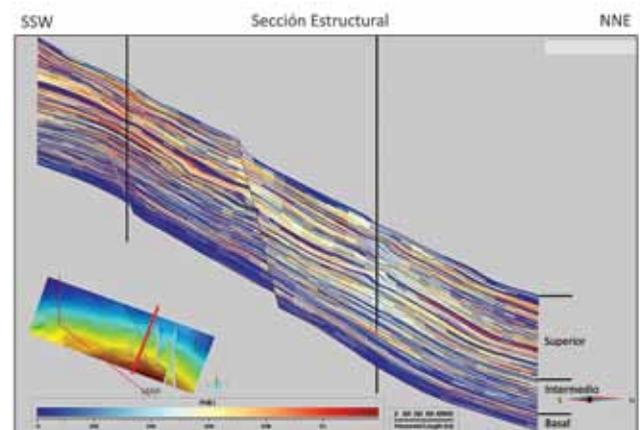


Figura 17. Corte estructural SSW-NNE mostrando el resultado de la simulación secuencial Gaussiana para la saturación de agua.

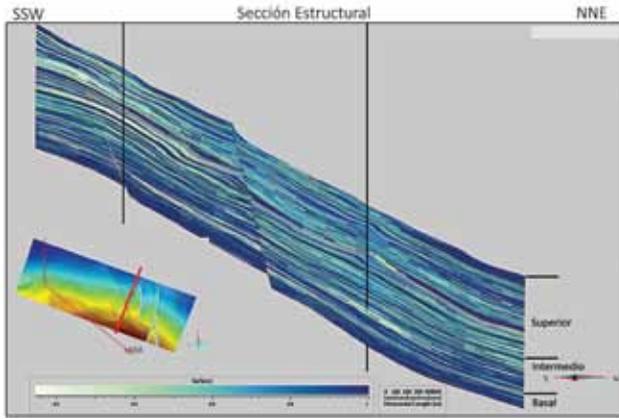


Figura 18. Corte estructural SSW-NNE mostrando el resultado de la simulación secuencial Gaussiana para la porosidad efectiva.

poración de atributos sísmicos, una mejor caracterización de Facies y ambiente depositacional, estimaciones de propiedades petrofísicas adicionales (por ejemplo, permeabilidad), entendimiento de los efectos diagenéticos sobre la red poral, entre otros, permitirán generar una reducción de las incertidumbres y mejorar la sensibilidad en los planes de desarrollo extensivos necesarios en estos reservorios *tight-gas*. ■

### Bibliografía consultada

- Arregui, C., O. Carbone, R. Martínez, 2011. El Grupo Cuyo (Jurásico temprano-medio) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, 77-89. Neuquén.
- Maria, S., M. Rivero, 2014. Caracterización petrofísica del *Tight-gas* del Grupo Cuyo Inferior en el yacimiento Centenario, Cuenca Neuquina. IX Congreso de

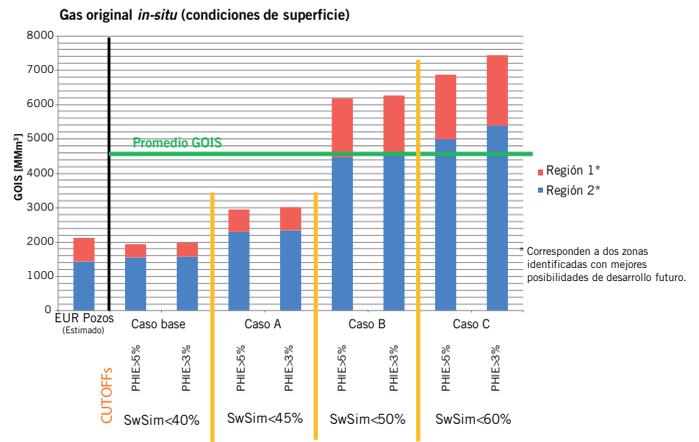


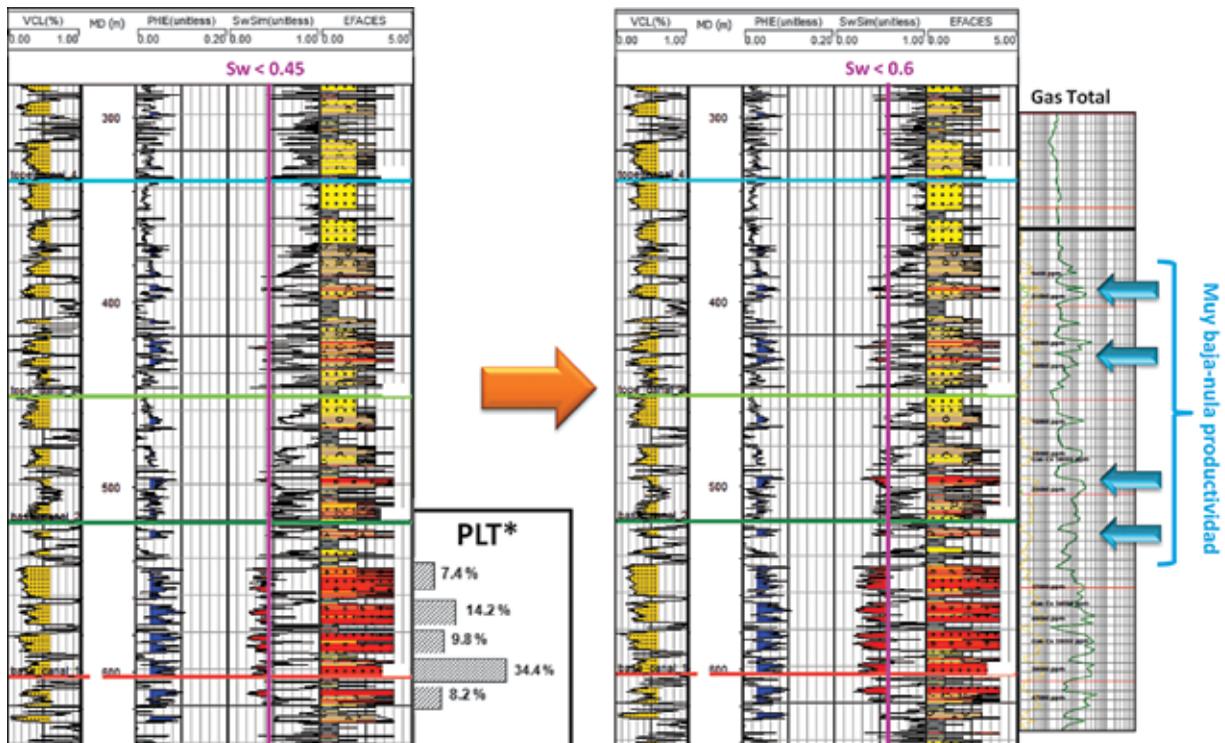
Figura 19. Resultado de cálculo de GOIS para 4 casos determinísticos, definidos mediante diferentes *cut-offs* de PHIE y Sw.

Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos; Simposio de Evaluación de Formaciones, IAPG. Mendoza, Argentina.

Pángaro, F., D. M. Pereira, E. Micucci, 2009. El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 65 (2): 265-277.

Schiuma, M., G. Hinterwimmer, G. Vergani, 2002. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata, Argentina.

Vergani, G. D, 2005. Control estructural de la sedimentación Jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Modelo de falla lístrica rampa-plano, invertida. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 1: 32-44.



\*Quintuco y Mb. Basal también productivos en este pozo

Figura 20. Comparación de espesores útiles saturados con gas modificando el *cut-off* de Sw para un mismo pozo.