



## ASPECTOS GEOLÓGICOS DEL MODELADO ESTÁTICO DE RESERVORIOS CLÁSTICOS. FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Néstor A. ACOSTA<sup>1,2</sup>, Walter ACOSTA<sup>1</sup>, Cristian TESONE

<sup>1</sup>YPF S.A. Avda. del Libertador 520. CP 9000. nestor.acosta@ypf.com

<sup>2</sup>Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. Ruta Prov. N°1. S/N. CP 9005  
acostanest@hotmail.com

### RESUMEN

En caracterización estática de reservorios, el concepto de facies tiene diversas alternativas de confección, en función del marco geológico conceptual y de las aplicaciones que se le darán al modelo generado. Se presenta la metodología de integración de datos de subsuelo para el modelado geoestadístico tridimensional de reservorios clásticos en la columna sedimentaria de la Formación Mina del Carmen en el área El Trébol del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Se detalla una técnica de subsuelo para la generación de facies y asociaciones de las mismas que pretenden honrar el modelo geológico conceptual y cumplir las expectativas de aplicación previstas. Con el modelo geológico conceptual de sedimentación y la integración de herramientas de sísmica y registros de imagen de pozo, se definieron las características del estilo y arquitectura fluvial las cuales definieron la escala del poblado de propiedades y la incertidumbre del modelo generado. Los elementos paleoambientales inferidos otorgaron un criterio para condicionar la propagación de parámetros petrofísicos representando el escenario geológico del sector modelado detallando conectividades tanto laterales como verticales. Se realizó el poblado estocástico tridimensional utilizando modelado por objeto y 50 realizaciones para obtener un único modelo probabilístico para las propiedades petrofísicas considerando los elementos reconocidos en el paleoambiente fluvial inferido con testigos corona y análisis de agrupamiento aplicado a curvas de registros convencionales de pozo. Sobre el modelo se realizó el cálculo de volumen de petróleo in situ y se determinó la predictividad para visualizar tendencias estratigráficas, de propiedades petrofísicas y de fluidos.

**Palabras clave:** petrofísica, facies fluviales, asociaciones de facies, análisis de agrupamiento, estocástico.

### ABSTRACT

*Geological aspects of elastic reservoirs static modelling in the North Flank of San Jorge Basin.* The concept of facies can vary in the characterization of static reservoirs from 3D geocellular modeling. The geological conceptual model and the uses are also taken into account. The methodology of subsurface data integration for 3D geo-statistical modeling of static reservoirs is analyzed. The reservoirs belong to a sedimentary column located in the Mina del Carmen Formation El Trébol area in the north flank of San Jorge Basin. A subsurface technique is detailed in order to generate facies and facies associations preserving the geological conceptual model and to meet the expectations of it uses. Some characteristics of fluvial style and architecture were defined due to the geological conceptual model of sedimentation, the integration of tools of seismic interpretation and the borehole images data. They define all properties of modeling and allow us to quantify the margin of error. The paleoenvironmental inferred elements provide criteria to set conditions for the spreading of petrophysics parameters. They represent the geologic scenery of the model in order to specify lateral and vertical connections. The 3 D stochastic population was defined by using object modelling and repeated 50 times in order to obtain only one probabilistic model for effective porosity, water saturation, useful thickness and permeability. The fluvial paleoenvironmental elements were inferred by cores and were taken into account together with the cluster analysis of conventional boreholes curve registers. The volume of petroleum in site was calculated and the predictivity to see stratigraphic tendencies, fluids and petrophysics properties was defined.

**Keywords:** petrophysics, fluvial facies, facies association, cluster analysis, stochastic.

## INTRODUCCIÓN

Las complejidades geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge hacen que las metodologías de modelado deban tener un fuerte sustento geológico para reflejar cuantitativamente las características de los reservorios productivos. Se presentan las características del modelo estático de reservorios clásticos que componen la columna estratigráfica productiva de la Formación Mina del Carmen en el área El Trébol del Flanco Norte de la Cuenca. Se muestra el análisis de los componentes necesarios para modelar por elementos: facies, asociaciones de facies, modelo de sedimentación, direcciones de paleocorrientes, arquitectura y estilo fluvial. Se destaca el

uso de registros especiales (imágenes de pozo y resonancia magnética nuclear) para el modelado de estos reservorios y la aplicación del modelo para la optimización del cálculo de reservas de hidrocarburos.

## MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La Cuenca del Golfo San Jorge está ubicada en la parte central de Patagonia, incluye sur de la provincia del Chubut y norte de Santa Cruz. En superficie presenta una forma elongada en dirección este-oeste. Se ubica entre dos altos positivos, el Macizo del Deseado y el Norpatagónico los cuales controlan sus flancos.

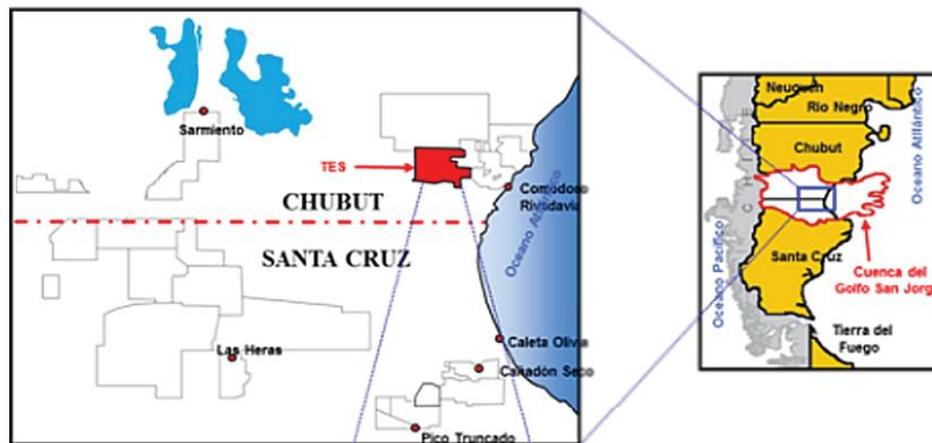
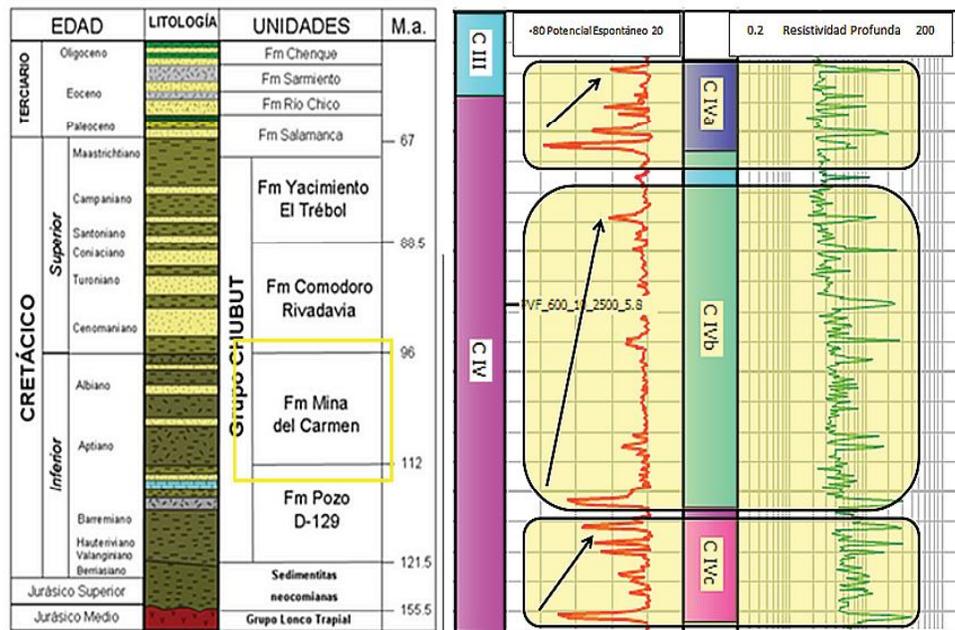


Figura 1. Ubicación y columna estratigráfica del Flanco Norte.

**Tabla 1.** Asociaciones de Facies reconocidas

Asociación de Facies	Secuencia de Facies	Análisis de Agrupamiento	Tipo	Interpretación	Elemento
A	3-2-3		Reservorio	Corrientes tractivas no canalizadas a escasamente canalizadas cargadas de sedimentos	Depósito de desbordamiento de canal
B	3-1-3		Reservorio	Corrientes tractivas de alto régimen. Migración como forma de lecho arenoso	Depósitos de canal
C	3		Reservorio	Corrientes tractivas de alto régimen de flujo. Migración como forma de lecho evidencias de reactivación de flujo	Depósitos de acreción lateral
D	3-4		No reservorio	Flujos tractivos cargados de sedimentos no canalizados con abundante material piroclástico de planicie	Depósitos de avenidas sin-eruptivas
E	2		No reservorio	Decantación y flujos densos de muy baja energía.	Depósitos de Planicie de Inundación

otorgando un bajo grado de conectividad a los mismos.

## ESTRATIGRAFIA DEL FLANCO NORTE

Las principales rocas reservorio en el Flanco Norte se encuentran agrupadas en el Grupo Chubut (Lesta y Ferello, 1972) el cual abarca un lapso del tiempo geológico desde el Aptiano hasta el Maastrichtiano (Hechem *et al* 1990). Existen rocas reservorios en casi todas las unidades estratigráficas de la columna (Fig. 1); para el presente trabajo se analizaron los reservorios correspondientes a la Formación Mina del Carmen.

## ASPECTOS ESTRUCTURALES DEL FLANCO NORTE

En este sector predominan estructuras de tipo extensivo, en su mayoría, fallas listricas directas que afectan al basamento y que están asociadas a fallas antitéticas menores. Existen bloques basculados, vinculados a zonas de transferencia e interferencia entre fallas regionales sintéticas. Estos aspectos condicionan la ubicación de los principales yacimientos de este flanco de la cuenca los cuales están vinculados a lineamientos de las fallas.

## CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS

En la Formación Mina del Carmen se destacan reservorios de ambiente fluvial de alta a mediana sinuosidad, concentrados principalmente en la sección superior. La relación arena-arcilla es baja existiendo intervalos pelíticos-tobáceos que constituyen sellos locales para los cuerpos arenosos, denotando procesos de baja energía y

## ELEMENTOS BASICOS DE MODELADO

El modelo estático consta de elementos, que definen cuantitativamente características de los reservorios en cuanto a su distribución espacial. Estos fueron definidos con la mayor precisión posible y determinaron parámetros de procesamiento geoestadístico los cuales optimizaron el poblado de elementos y de propiedades petrofísicas, definiendo así el grado de acertividad de las aplicaciones operativas. Este trabajo consistió en la integración de datos que permitieron descripciones para reconocer facies y asociaciones que generaron inferencias sobre sub-ambientes sedimentarios los cuales fueron vinculados a variables de petrofísica básica.

## MODELO DE ZONACIÓN GEOLÓGICA VERTICAL

Los reservorios verticalmente apilados y separados por cuellos pelítico-tobáceos permiten agrupar en secuencias. Se trata de zonas determinadas sobre arreglos definidos en registros de pozo (potencial espontáneo y/o resistividad). Estas permiten agrupar parámetros de procesamiento extrapolables a través de correlaciones entre pozos (Acosta N., 2014).

## ANÁLISIS DE FACIES Y ASOCIACIONES DE FACIES

Con registros de pozo convencionales (resistividad,

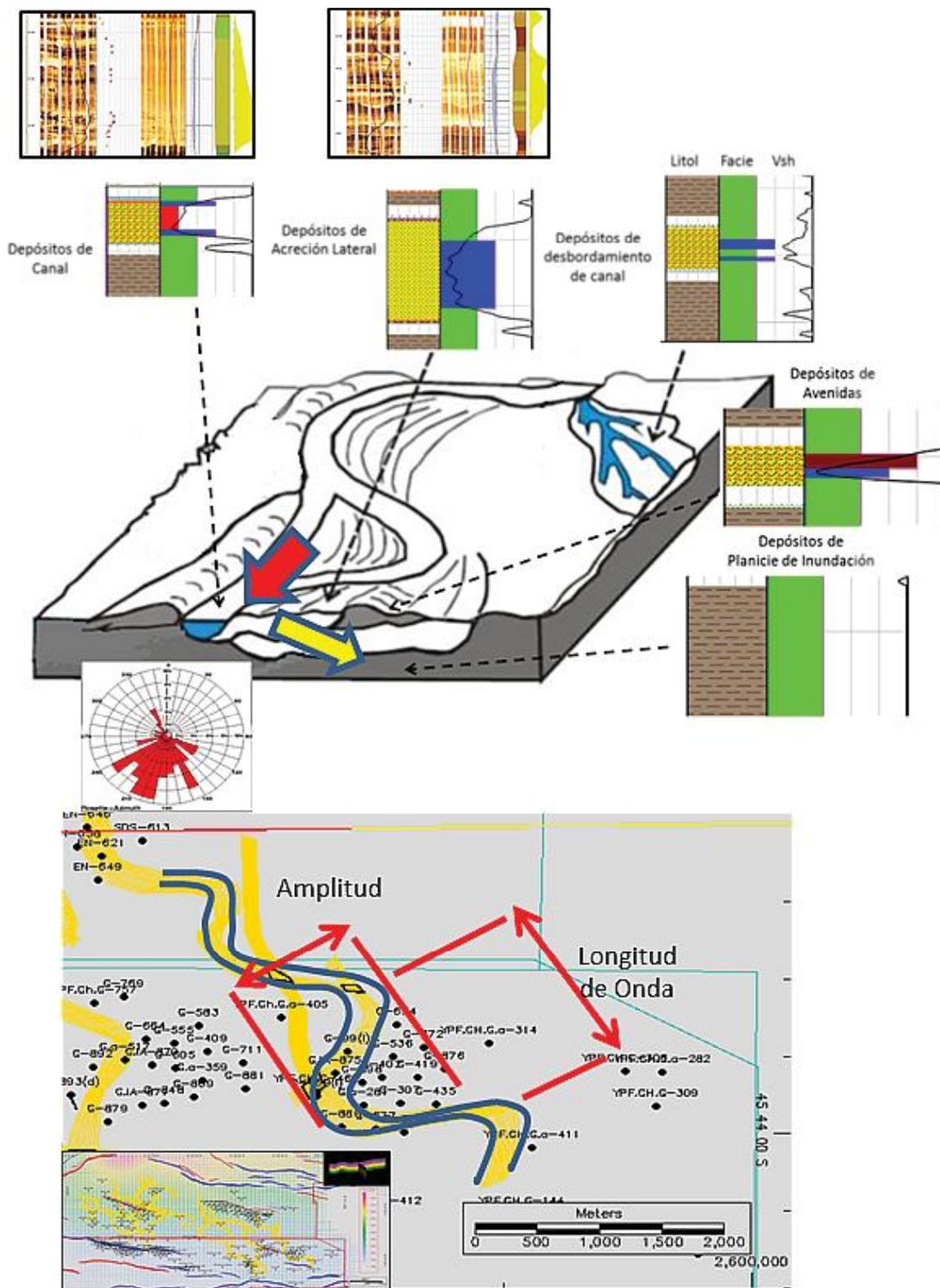


Figura 2. Diagrama de bloque con modelo geológico.

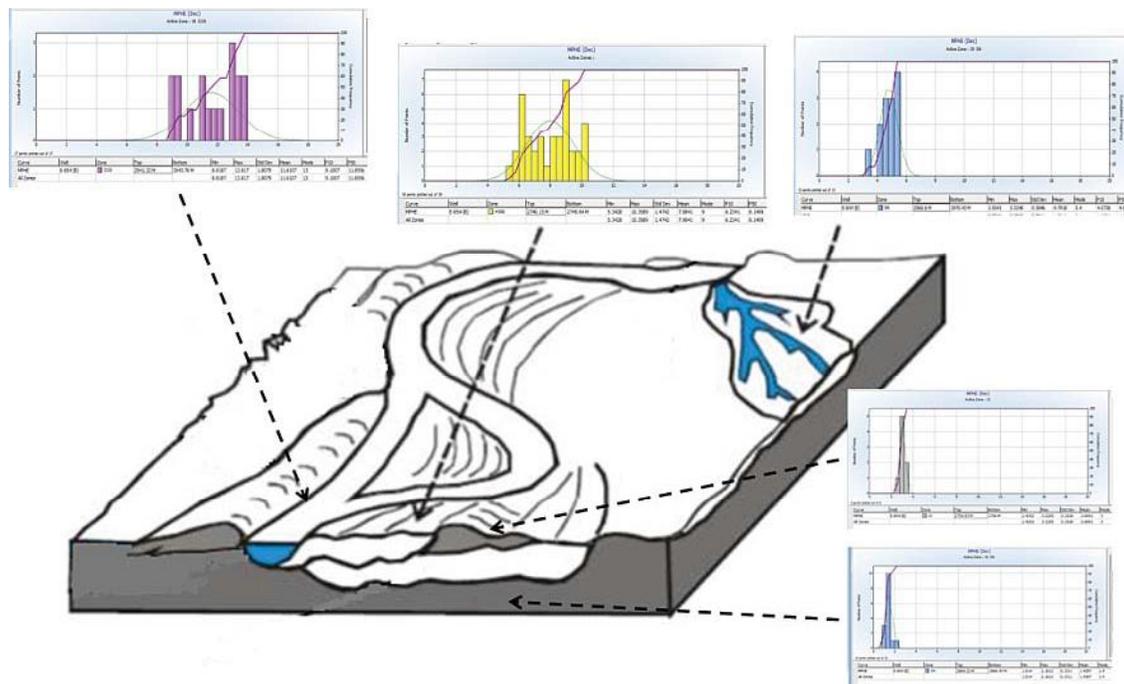


Figura 3. Histogramas por elementos para el poblado.

factor fotoeléctrico, densidad y tiempo de tránsito) se realizaron análisis de agrupamiento que permitieron definir facies, las cuales fueron comparadas con descripciones de recortes de perforación y facies en testigo corona. Definidas las facies, se analizó la distribución vertical de las mismas generando así asociaciones que definieron elementos a modelar (tabla 1).

### MODELO GEOLÓGICO CONCEPTUAL - PALEOAMBIENTAL

En relación al modelo geológico conceptual de sedimentación en el siguiente diagrama de bloque (Fig. 2) puede observarse la interpretación que permitió inferir un paleoambiente fluvial de mediana a alta sinuosidad con los elementos que lo componen.

El análisis de imágenes de pozo definió reservorios con acreción lateral activo e inactiva especificando direcciones de paleocorrientes predominantes y secundarias (Fig. 2).

### ESTILO Y ARQUITECTURA FLUVIALES

Para la definición de estilo y arquitectura fluvial se utilizó la identificación de geofomas con sísmica 3D. Las cuales fueron clasificadas de acuerdo a criterios establecidos en base a geometría en planta de las mismas. En la figura 2 se observan algunas geofomas que aportaron valores de amplitud, longitud de onda y ancho de canal. Los que fueron utilizados para caracterizar areal-

mente los elementos a modelar.

Poblado de Elementos (asociaciones de facies)

Para poblar elementos (asociaciones de facies) se utilizaron histogramas con indicadores de calidad petrofísica (arcillosidad y porosidad efectiva). Los mismos definieron estadísticamente rangos de los indicadores (media y desviación estándar) para los distintos elementos y fueron obtenidos en pozos claves por el contenido de información que permitió reconocer las asociaciones que conforman el elemento (Fig. 3).

### MODELO ESTÁTICO

Para el modelo estático tridimensional (Diaz Viera, M.A. y Dr. Casar González, R. 2004) se utilizaron las variables generadas (Tabla 2) con los distintos análisis comentados en párrafos anteriores las cuales pretenden honrar el modelo geológico conceptual de sedimentación interpretado.

Utilizando correlaciones entre pozos se definieron las secuencias a modelar con un grillado de 30\*30 metros (tamaño del "bin" de sísmica) y un escalado vertical de 1 metro (espesor mínimo de los reservorios a modelar). Con curvas de arcillosidad, porosidad efectiva y ecuaciones lógicas se intentó poblar las cinco asociaciones de facies. Resultando solo poder modelar depósitos de canal, de acreción lateral y de planicie de inundación. Los demás elementos no llegaban a representar juntos ni el 1% en los datos de pozos. Para poblar los elementos, se escalaron las facies y se realizaron pruebas variando al-

Tabla 2. Parámetros geológicos para el modelado tridimensional

Testigos Corona/Imagen Pozo	Análisis Agrupamiento	Sísmica 3D	Sísmica 3D/Perfiles (calculado empírico)	Imágenes Pozo /Sísmica 3D	Petrofísica Básica (Histogramas)	Petrofísica Básica (Leyes K - PHIE)
Elementos	Secuencia de Facies	Amplitud/Longitud de onda	Ancho/Espesor	Dirección de orientación	Poblado PHIE	Poblado K
Depósitos de Canal	3-2-3 (Reservorio)	385 (m)/950(m)	270 (m)/3.5 (m)	120° (SE) 210° (SW)	> 10 (%)	> 50 (mD) Promedio 350 (mD)
Depósitos de Acreción Lateral	3-1-3 (Reservorio)	-	?/5.5 (m)	30° - 210° (NE-SW) 300° - 120° (NW-SE)	5 - 12 (%)	1.5 - 10 (mD)
Depósitos de desbordamientos	3 (Reservorio)	-	-	Aleatoria	3-5 (%)	0.3 - 1.0 (mD)
Planicie de Inundación	3-4 (No Reservorio)	-	-	-	2-3 (%)	-
Planicie con exposición subaérea	2 (No Reservorio)	-	-	-	3 - 5 (%)	-

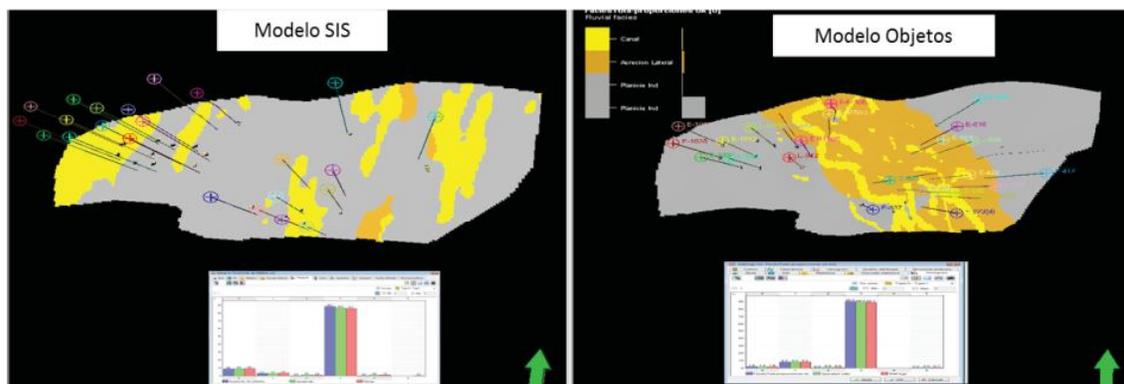


Figura 4. Poblado de Asociaciones de Facies (Elementos).

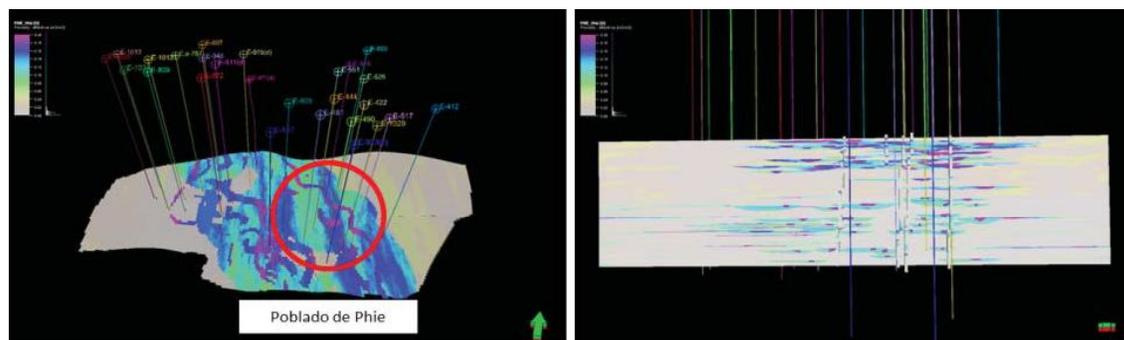


Figura 5. Poblado de propiedades petrofísicas.

goritmos (Deutsch C.V. and Tran T.T., 2001). Se utilizó “Sequential Simulator Indicator” (SIS) y Modelado por Objetos (Fig.4), siendo este último, el que mejor representó el modelo geológico conceptual.

Para poblar propiedades petrofísicas se trabajó con modelos, estocásticos y determinísticos siendo este último descartado ya que no asume incertidumbres, las cuales si pueden cuantificarse utilizando los primeros. Se utilizó para este poblado “Sequential Gaussian Simulation” (Fig. 5) el cual está condicionado al modelado de facies previo. Para permeabilidad se utilizaron relaciones entre porosidad efectiva de resonancia magnética nuclear (RMN) y el Índice de Permeabilidad de Coates previa calibración entre porosidad efectiva obtenida con registros convencionales, con RMN y valores promedio de permeabilidad de corona.

Usar modelos estocásticos en el poblado de propiedades permitió cuantificar incertidumbres en cálculos volumétricos; se realizaron simulaciones para obtener varios OOIP categorizados por incertidumbres de cada elemento de cálculo utilizado. Pudiendo determinar también el aporte en volumen de petróleo de cada elemento o asociación de facie modelada: depósitos de canal (60%) y depósitos de acreción lateral (40%).

### CONCLUSIONES

El análisis de características sedimentológicas, litológicas y petrofísicas definió elementos conformados por asociaciones de facies y generó un modelo geológico conceptual con parámetros críticos y definatorios para el “modelado tridimensional por objetos” de reservorios clásticos de la Feiún. Mina del Carmen en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

La metodología utilizada permitió generar los pará-

metros necesarios para cálculos volumétricos categorizados por la incertidumbre de los datos de entrada y permitió conocer el aporte en volumen de petróleo de cada elemento o asociación de facies interpretada. Como así también reconocer cuales de las asociaciones de facies presentes requieren para su puesta en producción estimulación hidráulica dada sus características petrofísicas y su distribución areal, con lo cual se contribuyó a la incorporación de reservas y aumento del índice de productividad.

### AGRADECIMIENTOS

A YPF S.A. por permitir la publicación. Al equipo de trabajo el área El Trébol.

### LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Acosta N., 2014. Modelado Petrofísico Básico del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis Modelos de Arcillosidad, Porosidad y Saturación de Agua. Simposio de Evaluación de Formaciones. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Hechem, J.J., Homovc, J.F., Figari, E.G., 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *II° Congreso Geológico Argentino*, Actas 3: 173-176, San Juan.
- Lesta, P., Ferello, R., 1972. Región Extra-andina del Chubut y norte de Santa Cruz. En *Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias*, 601-654. Córdoba.
- Deutsch C.V. and Tran T.T. 2001. “Flusim: A program for object-based stochastic Modeling of fluvial depositional systems”. *Computers Geosciences*, Canada
- Diaz Viera, M.A. y Dr. Casar González, R. 2004. “Geoestadística Aplicada a la caracterización de Yacimientos. Instituto mexicano del petróleo. México.