

METODOLOGÍAS DE PROPAGACIÓN DE FACIES UTILIZADAS PARA CARACTERIZAR RESERVORIOS EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Luciano Minor¹, Bárbara Mrla¹, Luciano Genini¹

1: YPF, luciano.minor@ypf.com, barbara.mrla@ypf.com, luciano.genini@ypf.com

Keywords: facies, modelado, estratigrafía, geoformas, ambientes, Cuenca del Golfo San Jorge

ABSTRACT

Facies propagation methodologies used to characterize reservoirs in the San Jorge Gulf Basin. In the static characterization of reservoirs, the different geostatistical modeling techniques provide predictions and quantitative estimations in order to obtain a representation as real as possible of the heterogeneous reservoirs as encountered in the San Jorge Gulf Basin. This allows to construct a geological model with distributions of facies and petrophysical properties more representative of the subsurface conditions. The objective of this work is to select the appropriate modeling technique to apply to the different sedimentary environments present in the stratigraphic column in the North Flank of the San Jorge Gulf Basin, based on the available data. To select the correct simulation method for the propagation of facies on a grid, it is essential to know the characteristics of the sedimentary environment (net to gross variations), the input data (core, sidewall cores, seismic information, log set), the characteristics of the geoforms (geometry, width, thickness), interaction between geobodies and its orientations (trend maps) and the structural model, in order to best represent a model, a sedimentary environment and a process of deposition.

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El trabajo se desarrolla en el Flanco Norte de la cuenca del Golfo de San Jorge, en el área de reservas Manantiales Behr, focalizándose dentro de tres yacimientos: Restinga Alí, El Alba y La Carolina.

Los principales reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge responden a un ambiente fluvio-continental de estilo multicapa que al momento de ser modelados estáticamente pueden presentar diversas alternativas para la representación de sus facies, intentando plasmar lo más fehacientemente posible el modelo conceptual integrado con los datos de subsuelo. Posee reservorios petrolíferos en ambientes marinos litorales que deben ser modelados con la misma rigurosidad que los ambientes continentales.

El objetivo es conseguir la mayor representatividad del subsuelo en tres yacimientos de características diferentes con sistemas depositacionales de variados estilos, geomorfología, facies y ambientes sedimentarios. Para ello se utilizan diferentes algoritmos de poblado de facies como resultado del análisis de toda la información disponible para cada campo.

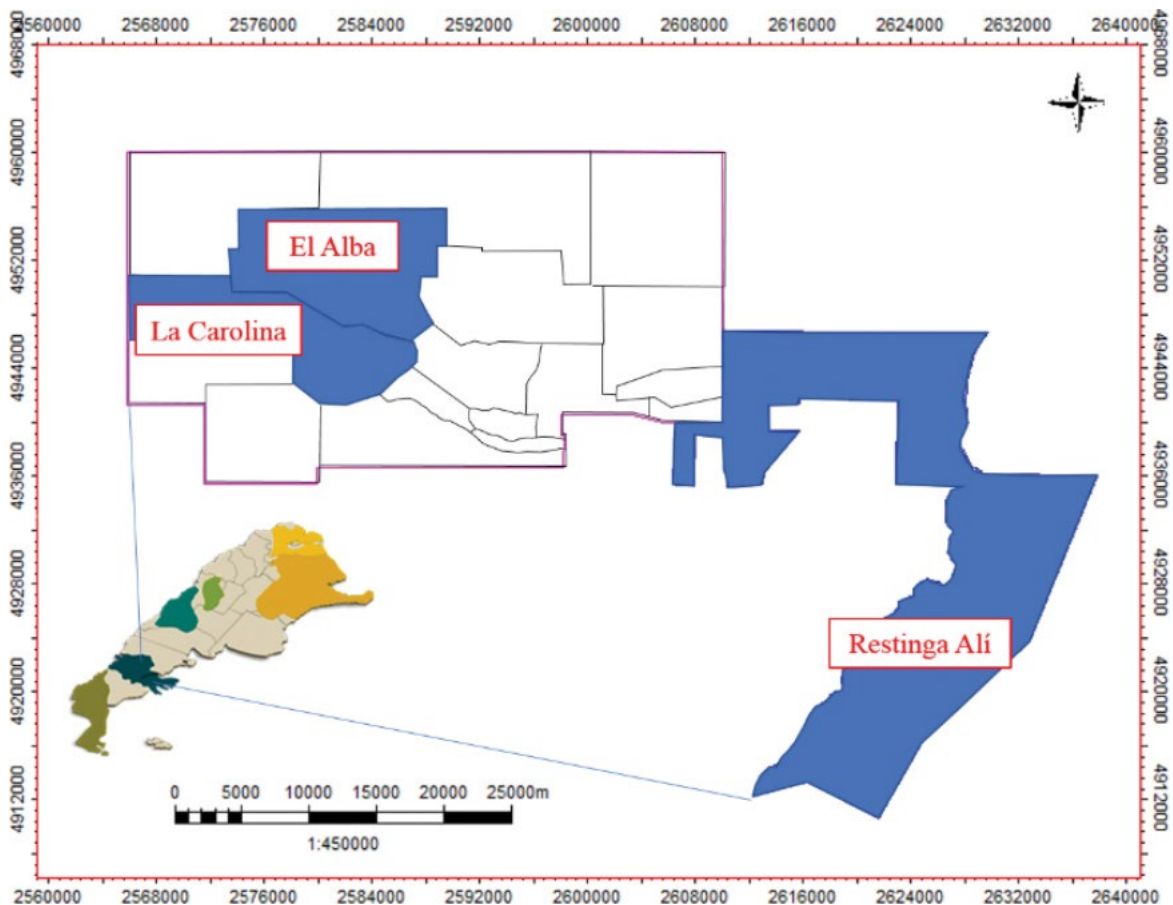


Figura 1. Ubicación de los yacimientos amodelar en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El relleno sedimentario corresponde a una secuencia continental cretácica de origen fluvial, fluviodeltaico y lacustre, con participación de material volcanoclástico, denominado Grupo Chubut (Aptiano-Maastrichtiano) Feruglio, 1949. En este intervalo sedimentario se localizan los principales reservorios productores de hidrocarburos. La columna estratigráfica continúa con los depósitos marinos de la Fm. Salamanca (Lesta y Ferello, 1972) suprayacidos por sedimentos continentales de los Grupos Río Chico y Sarmiento (Paleoceno-Oligoceno) (Legarreta y Uliana 1994, Raigemborn *et al.* 2010). Completan la secuencia las sedimentitas epiclásticas de las Fms. Patagonia y Santa Cruz (Mioceno-Pleistoceno).

Las estructuras en el área están conformadas por dos sistemas de fallas: regionales con bloque bajo buzando al sur (centro de la cuenca), y contrarregionales con rumbo casi paralelo a las anteriores y con bloque bajo buzando hacia el norte. Estos tipos de fallas generan dos tipos de estructuras visibles “Horst” y “Graben”.

La migración a través de las fallas es esencialmente vertical y en menor grado lateral por medio

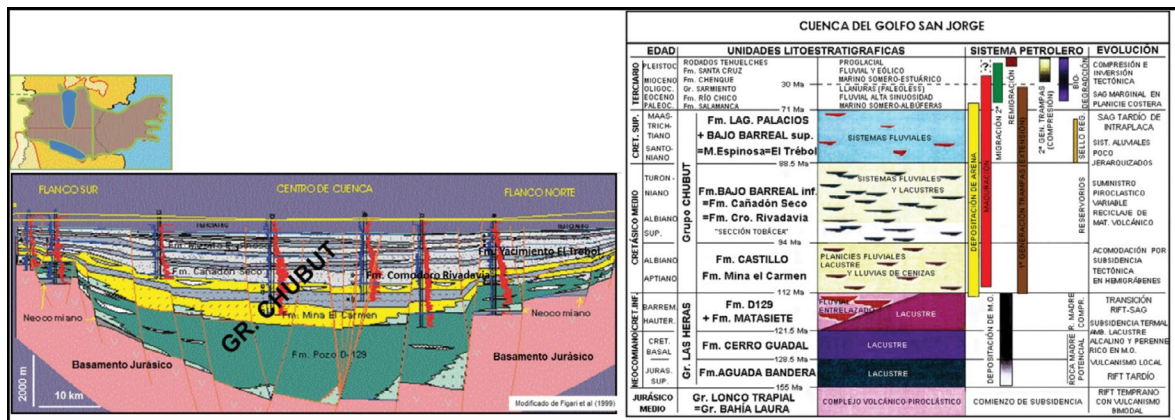


Figura 2. Columna estratigráfica y sección S-N mostrando el relleno sedimentario de la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Figari *et al.* 1999)

de estratos portadores (*carrierbeds*) en la Fm. Comodoro Rivadavia (Lesta y Ferello, 1972), a lo largo de superficies de discordancia entre las Fms. Pozo D-129 y Mina El Carmen (Lesta, 1968) y a través de zonas fisuradas alrededor de los planos de fallas, generando así un sistema de entrapamiento combinado de tipo estructural-estratigráfico.

El llenado de los reservorios fue intermitente, con ciclos de generación-migración, alternados con procesos de alteración de los reservorios cargados.

METODOLOGÍA DE TRABAJO:

El estudio se sitúa en tres sectores geográficos diferentes, dentro del flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. El yacimiento Restinga Alí caracteriza los sedimentos Terciarios marinos de la Fm. Salamanca, por su parte el yacimiento El Alba representa los depósitos epiclásticos fluviales de la Fm. Comodoro Rivadavia, mientras que el Yacimiento La Carolina describe las sedimentitas fluviolacustres con participación volcánoclastica de la Fm. Mina el Carmen.

La etapa inicial consiste en relevar la mayor cantidad de datos posibles, ya que no todos los bloques analizados en este estudio poseen la misma cantidad y/o calidad de información (modelo conceptual, información sísmica, testigos laterales, testigos coronas, perfiles especiales, petrofísica de detalle, control geológico, testigos de impacto, etc.) esto condiciona la posibilidad de lograr mayor exactitud local o global, es decir poder alcanzar un mayor o menor grado de detalle. Esto actúa como un primer filtro previo a la selección del algoritmo a utilizar.

La siguiente etapa, es de estudio, análisis, e integración de datos. En un principio se intenta determinar las dimensiones de los reservorios, por medio de datos de afloramiento, a través de perfiles de pozo, o por detección de geocuerpos mediante información sísmica. A continuación, se trata de establecer las relaciones espaciales y conectividad entre dichos cuerpos (apilamiento vertical y distribución lateral). Esto se lleva a cabo mediante análisis de perfiles, cálculos de net to

gross, mapas de tendencia, correlación por medio de niveles guía.

Simultáneamente con la integración de la información y analizando los primeros resultados preliminares, se caracteriza el tipo de roca por medio de afloramientos, control geológico, testigos corona, testigos laterales rotados, testigos de impacto, determinación indirecta de propiedades petrofísicas por medio de registros eléctricos; y de esta manera se logra discriminar una facies reservorio de otra no reservorio. Conformes con el resultado obtenido, se procede a realizar el escalado de pozos y se realiza un estricto control de calidad para ver como ajusta esta curva discreta generada de “reservorio-no reservorio”, con los registros de pozo.

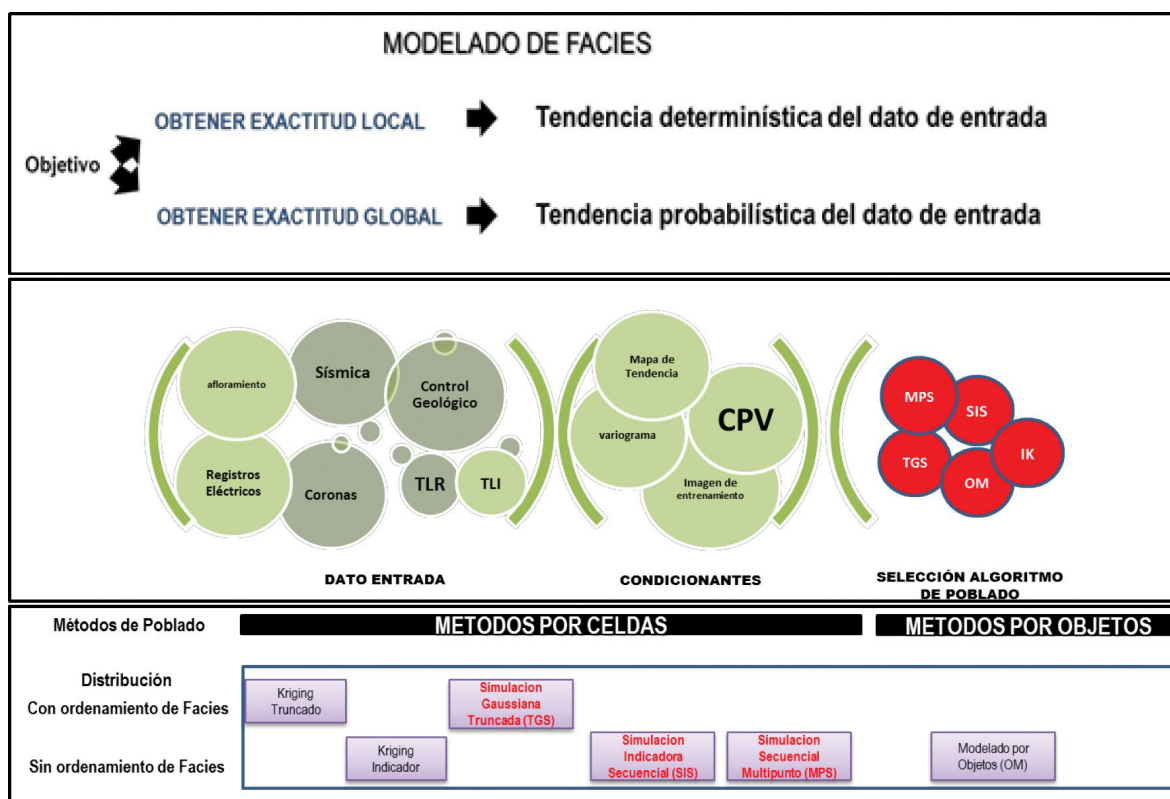


Figura 3. Esquema para la clasificación de los diferentes métodos de propagación de facies teniendo como condicionantes los datos de entrada.

La selección del método de poblado de facies será el resultado de la integración de los datos de subsuelo en cada yacimiento, honrando el modelo conceptual teórico para cada uno de ellos. Existen dos tipos de métodos de poblado: métodos por celdas o métodos por objetos (ver Fig. 3). El primer grupo de métodos posee una tendencia determinística dando más peso al dato de entrada y logrando de esta manera obtener mayor exactitud local. A diferencia, los métodos por objetos tratan probabilísticamente al dato de entrada, consiguiendo de esta forma mejores estimaciones globales (Falivene *et al.*, 2007).

Los algoritmos de poblado seleccionados serán el resultado de la interacción del dato de entrada, condicionado por su interpretación (ver Fig. 3).

Para los métodos por objetos el algoritmo que se utiliza es modelado por objetos (OM) aquí es de mayor relevancia el modelo conceptual. No considera distribución ordenada de facies, sino que adecua objetos (geoformas) a los datos de pozo. Resulta una buena metodología cuando la densidad de pozos es baja y se conoce la geometría de los cuerpos.

Dentro de los métodos por celdas, en función del tipo de dato y ambiente sedimentario existe una gran variedad de algoritmos a seleccionar. Según el grado de complejidad y ordenamiento de facies, los métodos pueden variar desde *kriging* (IK) hasta simulación secuencial multipunto (MPS), pasando por simulación gaussiana truncada (TGS) e indicadora (SIS) (Saccomano, 2015).

Los métodos de *kriging* se basan en correlaciones estadísticas en función de la distribución de los datos. Este tipo de método resulta útil para mapeo en yacimientos con gran número de pozos y describe sus características espaciales mediante variogramas.

En la simulación gaussiana truncada (TGS) las facies son simuladas asignando umbrales a una curva de distribución gaussiana, para discretizar y reproducir una organización simple de facies ordenadas. El valor del umbral define la proporción ocupada por cada facies. Considera la proporción vertical de facies y describe sus características espaciales mediante variogramas. Este método resulta adecuado para la representación de ambientes transicionales con ordenamiento de facies como es el caso del Yacimiento Restinga Alí.

La simulación indicadora secuencial (SIS) simula las facies teniendo en cuenta la tendencia vertical de arenas, utilizando la curva de proporción vertical (CPV) y la tendencia areal a través del ajuste de variogramas en las tres direcciones. A diferencia del método antes mencionado, no representa transiciones de facies, ni reproduce formas geológicas muy complejas. Es un método adecuado cuando se posee alta densidad de pozos, permite hacer múltiples realizaciones, todas ellas equiprobables, pudiendo obtener una probabilidad de ocurrencia de facies. Dadas las características de la Fm. Comodoro Rivadavia en el Yacimiento El Alba, en un ambiente fluvial entrelazado con alta conectividad y gran apilamiento de arenas resulta un método apropiado.

El método de simulación secuencial multipunto (MPS) utiliza imágenes de entrenamiento (TI) estas pueden ser obtenidas a partir de datos de pozos o bien análogos reales (Caers, 2002). El resultado del poblado es una adaptación de la TI a los datos de subsuelo. Con los patrones (distribución espacial de facies reservorio-no reservorio) se calcula la probabilidad de ocurrencia de facies, considerando muchos puntos simultáneamente. Considerando que los reservorios de la Fm. Mina el Carmen del Yacimiento La Carolina, representan un ambiente fluvial de características meandriformes y de bajo *net to gross*, este resulta un método útil, además permite representar formas geológicas de mayor complejidad.

RESULTADOS

Se probaron y seleccionaron diferentes métodos de poblado para cada yacimiento, considerando la metodología descrita anteriormente.

YACIMIENTO EL ALBA VALLE

El Yacimiento El Alba Valle, pertenece al Área de Reserva Manantiales Behr ubicada al sureste de la provincia de Chubut, a unos 40 km. al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Los principales reservorios petrolíferos de este yacimiento se encuentran en la parte superior-media de la Fm. Comodoro Rivadavia, denominado informalmente como Complejo III, por lo cual se ha hecho enfoque en el modelado de estos niveles.

Los reservorios de esta formación constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio-deltaico de tipo entrelazado con una dirección de paleocorriente predominante NO-SE y N-S.

Estudios realizados sobre afloramientos de las formaciones productivas en el flanco norte permiten inferir una dirección de paleocorrientes hacia el sur (Hechem, 1998). Si bien no se conocen en la zona afloramientos de los reservorios análogos, los planos isopáquicos confirman la dirección principal de drenaje, aunque localmente se acepta que los mismos tienen orientación dominante N350° con un rango de variación de $\pm 10^\circ$.

La formación tiene un espesor promedio de 400m para este yacimiento, con una proporción de canales respecto de planicie de inundación mucho mayor que en otras formaciones del Grupo Chubut, dando un net togross aproximado de 45%. Son cuerpos arenosos de dirección preferencial N-S que pueden alcanzar hasta 30 m de espesor por amalgamación vertical de canales, intercalados con depósitos de planicie de inundación mayormente limo-arcillosa. Estos cuerpos arenosos poseen porosidades y permeabilidades variables según el subambiente de acumulación interpretado. Para las areniscas de mejor calidad, que típicamente representan la migración de barras en canales relativamente someros, la porosidad media es de 23% y la permeabilidad media, de 1200 mD.

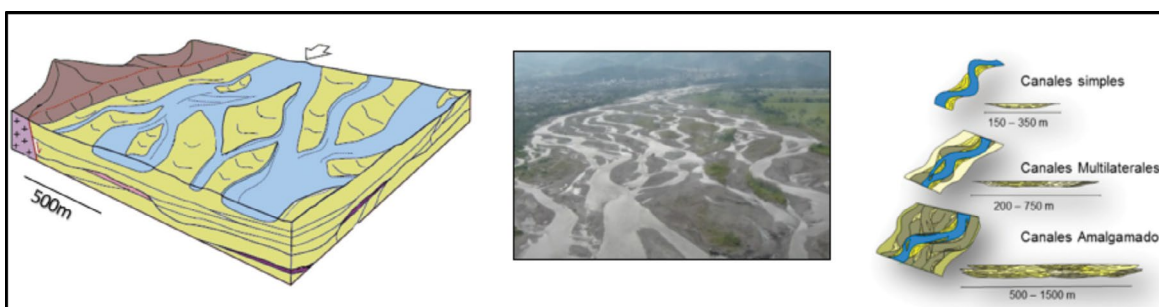


Figura 4. Modelos teóricos de sistemas fluviales amalgamados análogos a la Fm. Comodoro Rivadavia (modificado de N. Mountney 2014, G. Pedersen 2014)

ESTRUCTURA

La estructura del área es del tipo homoclinal con leve buzamiento hacia el SE. El yacimiento se encuentra limitado hacia el N y S por fallas extensionales de rumbo NW-SE, buzantes al NE, de alto ángulo y ligeramente lítricas en profundidad, y con rechazos máximos en torno a 45 m.

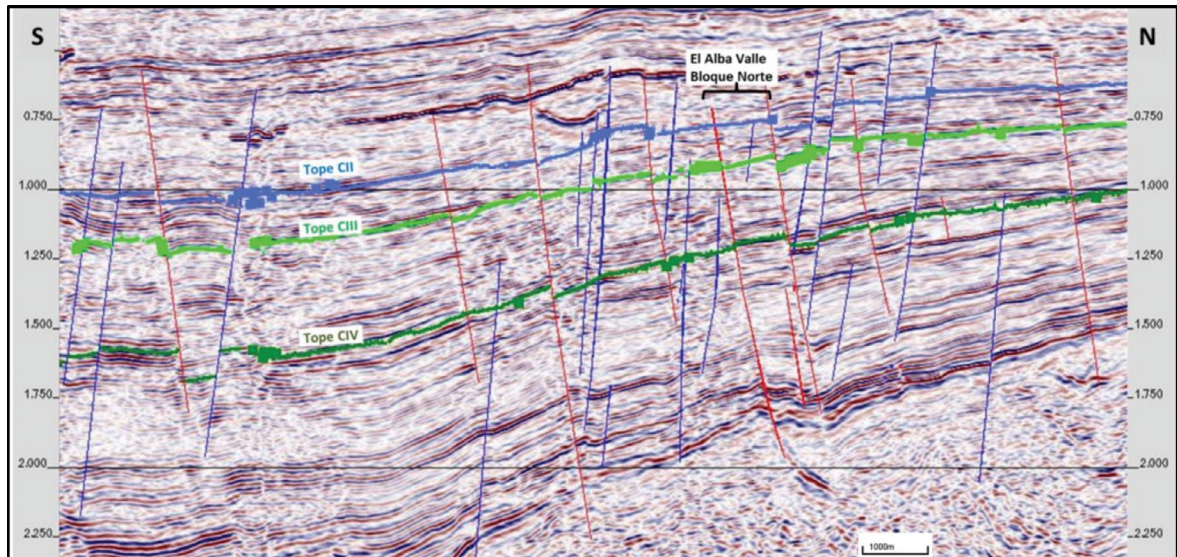


Figura 5. Corte sísmico regional S-N a través de Manantiales Behr ubicando el yacimiento EAV

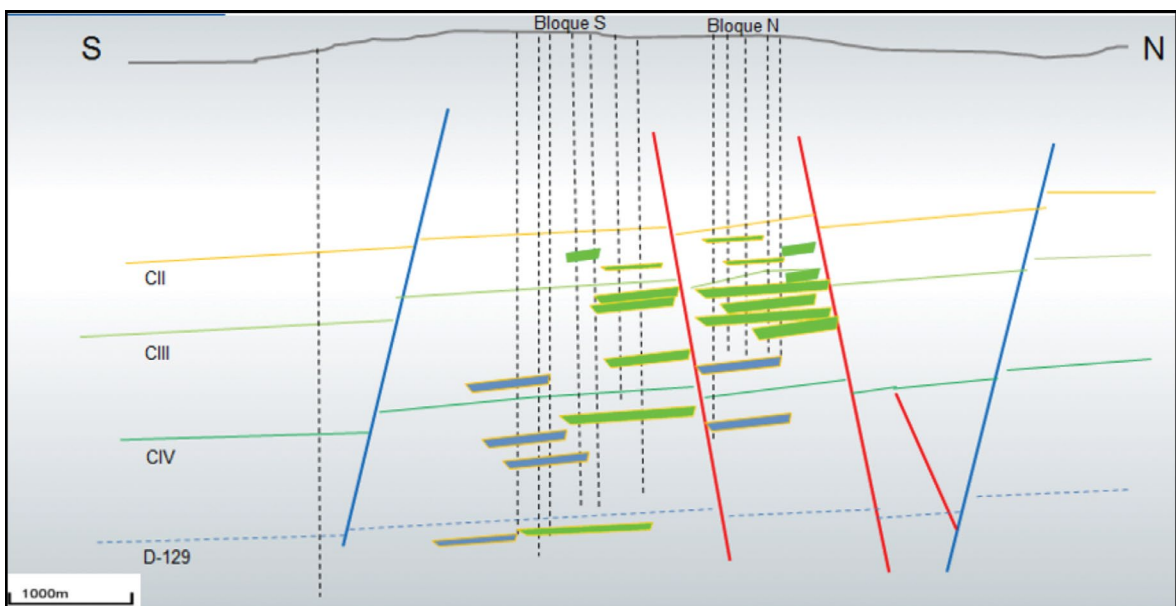


Figura 6. Esquema que representa la estructura de EAV- escala aproximada

CONSTRUCCIÓN DE GRILLA ESTRUCTURAL

La construcción del modelo estructural trató de representar el bloque principal del yacimiento, que fue interpretado en la sísmica (como se muestra en la figura 5) por el geofísico de la zona. Para ello, se utilizaron como entrada al modelo las fallas interpretadas y los horizontes principales picados en la sísmica que corresponden a los topes de los complejos y *markers*. Los mismos fueron inicialmente interpretados en tiempo y luego convertidos a profundidad mediante un modelo de velocidad.

Las fallas principales, interpretadas sísmicamente como ligeramente lítricas, fueron modeladas como fallas planares oblicuas a los fines de simplificar la grilla que se utilizará en la futura simulación dinámica.

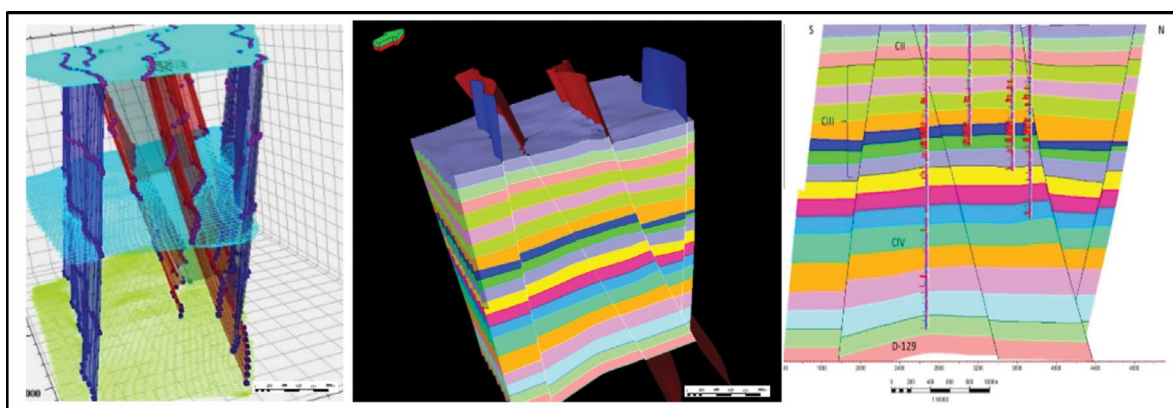


Figura 7. Construcción de modelo estructural con fallas y secuencias. En rojo las fallas que buzcan al norte y en color azul las fallas con buzamiento Sur.

Una vez que se obtuvo el modelo de fallas, se procedió a realizar el modelado de horizontes y zonas, utilizando los pases formacionales y *markers* correspondientes a las correlaciones por secuencia dentro de cada complejo.

De esta manera se obtuvieron 20 zonas (secuencias) distribuidas de la siguiente manera: El CII fue subdividido en 3 zonas; el CIII, en 8 zonas; el CIV, en 5 zonas y CV (D-129) en 4 zonas. En este trabajo solo nos concentraremos en el CIII (Fm Comodoro Rivadavia).

Posteriormente al modelado de fallas se procedió a construir la grilla en 3D, utilizando el grillado del tipo pilar, el cual respeta la estructura previamente cargada, con un tamaño de celdas de 70m x 70m en la dirección horizontal y 1m en la dirección vertical. Las grillas tienen una orientación aproximada N 18° E, de manera de estar perpendiculares a las fallas principales. Estas fallas fueron construidas en la grilla como fallas zig-zag o escalonadas para minimizar la deformación de las celdas que a futuro serán modeladas dinámicamente.

METODOLOGÍA DE POBLADO DE FACIES

Una vez obtenido el modelo estructural-estratigráfico base, se procede a escalar y poblar las facies. En este caso se definió inicialmente un modelo de facies binario (arena-arcilla) para luego pasar al poblado de 3 facies (2 arenas y 1 arcilla) determinado por petrofísica.

El modelo arena-arcilla fue calculado desde perfiles de pozos utilizando la curva VCL/SP como *cutoff* para discriminar arenas. Estos datos fueron revisados y corroborados pozo a pozo.

Yalorada la curva de facies binaria se procede al escalado de la misma, el método utilizado es “Mostof” el cual utiliza como valor de la celda el dato que se encuentre en más del 50% del intervalo a escalar.

Luego del escalado de pozos se procede al poblado de facies para ello se utiliza el SIS, poblándolo por zonas teniendo en cuenta la proporción vertical de arenas y a su vez para la propagación horizontal se utilizan semi-variogramas para cada una de las zonas.

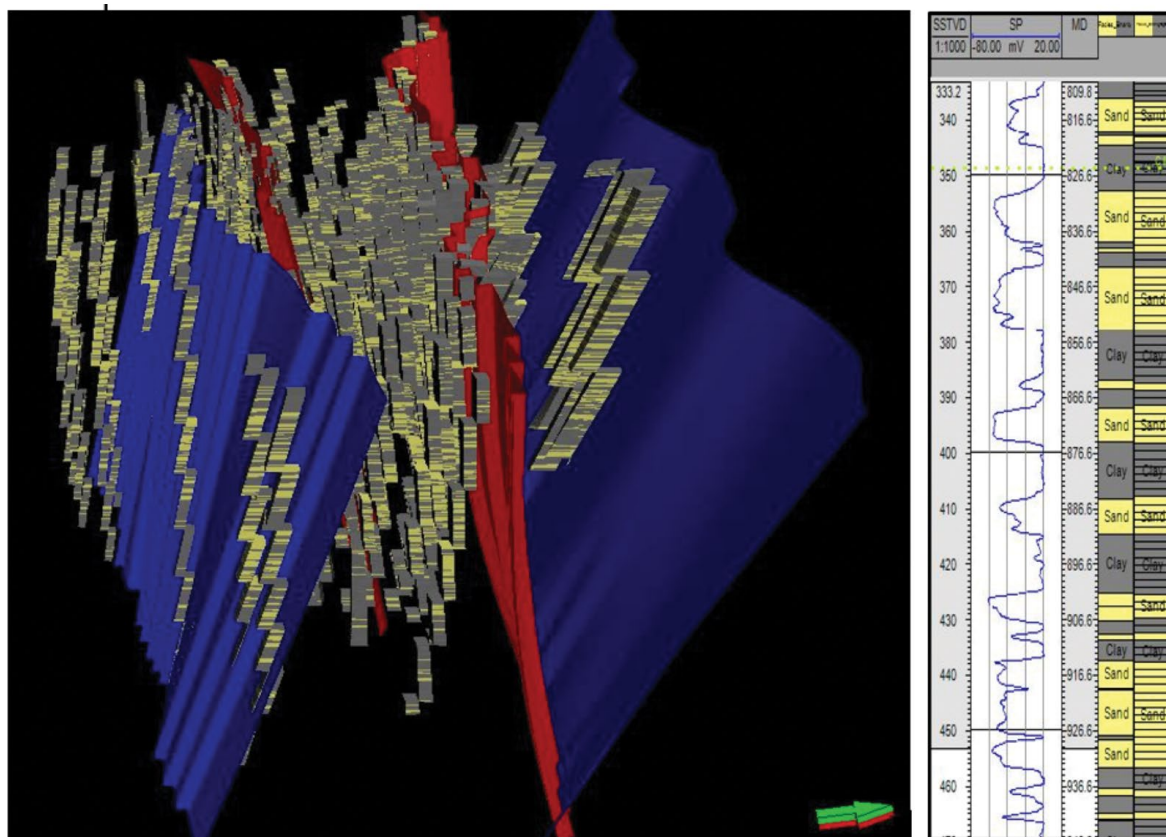


Figura 8. Distribución de facies binaria de los pozos contenidos en el modelo arena(amarillo)-arcilla(gris). A la derecha de la imagen un pozo con su curva de SP, y sus facies escaladas, el mismo preserva la distribución de arena-arcilla en cada una de sus zonas

Estos semi-variogramas se basan en la distribución y relación ancho-espesor teórica de canales según Fielding and Crane, 1987. En la figura 9 se observan los gráficos basados en datos de diferentes sistemas fluviales del mundo, donde se obtiene la profundidad del canal según su espesor y posteriormente según su profundidad cual debería ser el ancho de faja de canales.

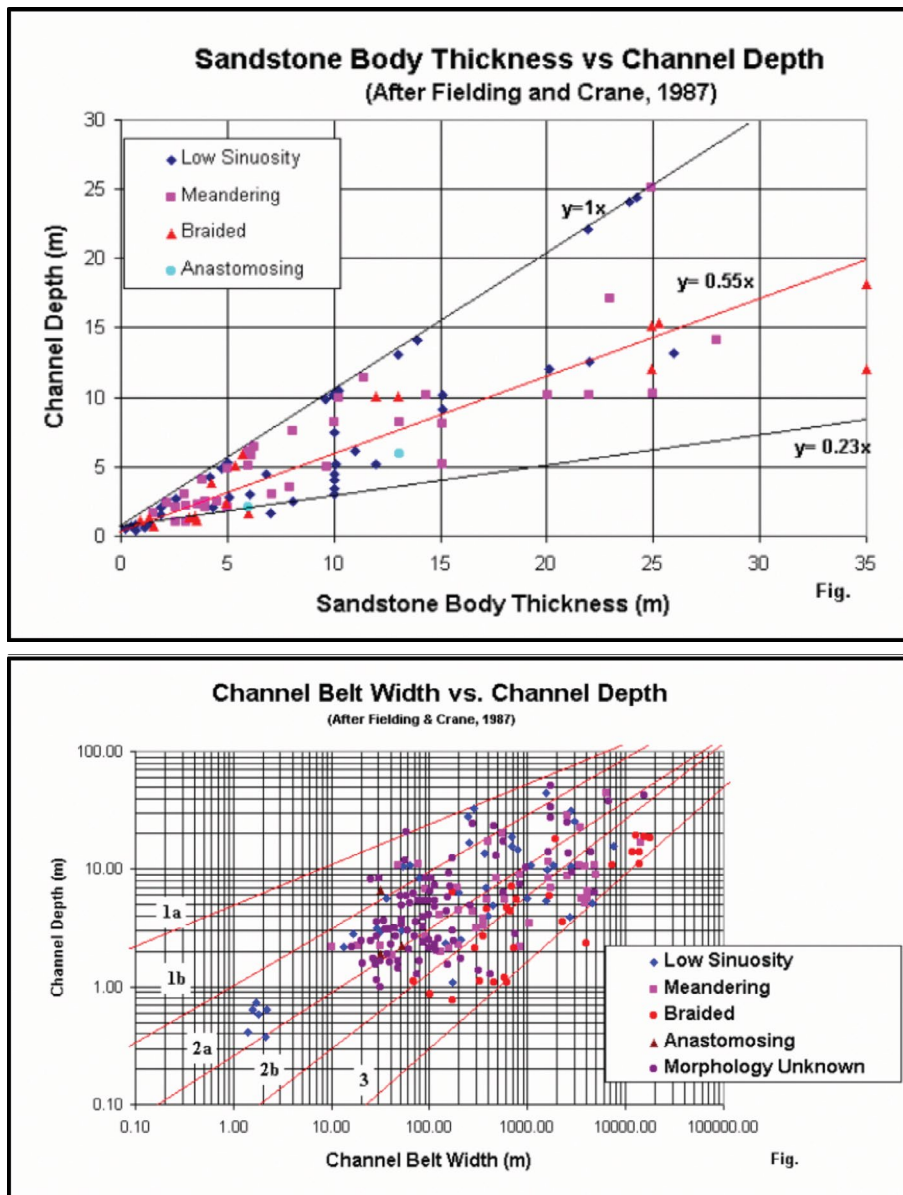


Figura 9. Cuadros entrada relación profundidad de canales y ancho de faja de canales de acuerdo con el sistema fluvial depositacional (tomado de Fielding and Crane, 1987).

La orientación de las secuencias se define por mapas de tendencia de arenas, los cuales concuerdan con los datos de corona e imagen observados en un pozo que arrojan valores de orientación de canales en una dirección aproximada N-S, NE-SO con variaciones de $\pm 5^\circ$. A su vez, con los espesores de canales promedio para cada secuencia se ingresa al gráfico de la figura

9 y se estima el valor aproximado de ancho de faja de canal. Con todo esto se confeccionan los diferentes semi-variogramas para las distintas zonas y complejos, los mismos se muestran en la siguiente tabla.

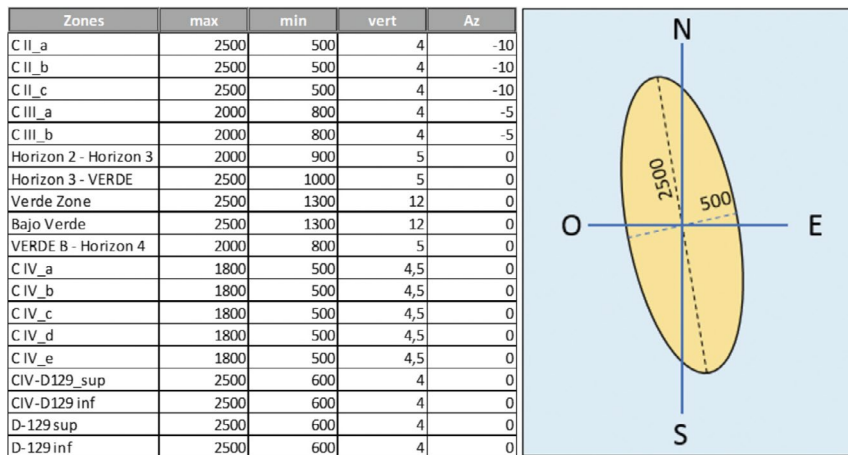


Figura 10. Tabla resumen de los diferentes semi-variogramas para las distintas zonas y complejos del caso de estudio

Con estos datos se proceda propagar la facies binaria, realizando una iteración de 20 poblados para luego calcular la probabilidad de ocurrencia de la facies arena y por último estableciendo de forma determinística la presencia de arena o arcilla por medio de un *cutoff* de probabilidad de ocurrencia. El criterio para la determinación de dicho *cutoff* en cada zona fue preservar las proporciones de arena y arcilla presentes en los pozos.

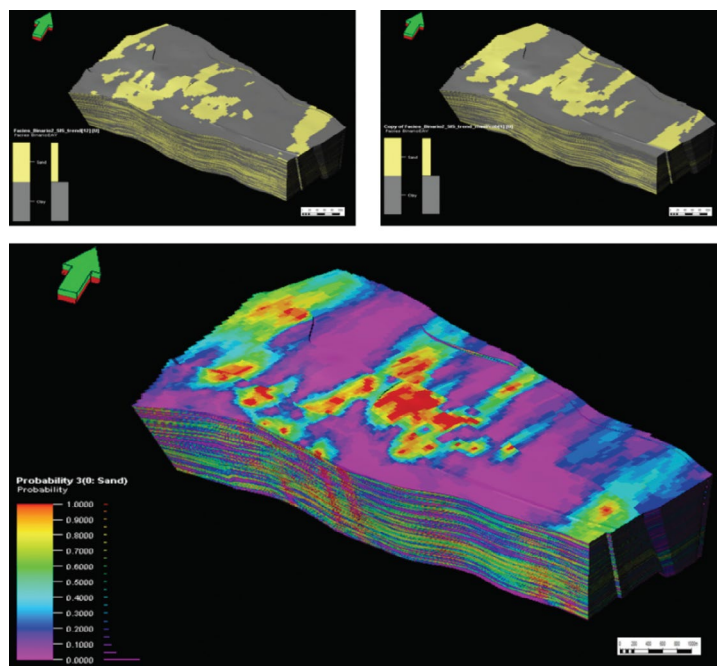


Figura 11. Modelo de probabilidad de facies mediante varias realizaciones.

Finalmente, este modelo de facies binario obtenido puede ser utilizado como base para la propagación de más de una facies, utilizando los parámetros petrofísicos y datos de corona o testigos laterales, si se tienen, para establecer distintas facies de arena que puedan ser pobladas. En este caso el modelo de facies quedó determinado por dos arenas y una arcilla, por medio de una ecuación lógica, se determinó dos arenas de diferente calidad (una con menor contenido arcilloso y mayor porosidad que la otra) y luego se propagó siguiendo la facies binaria principal previamente poblada.

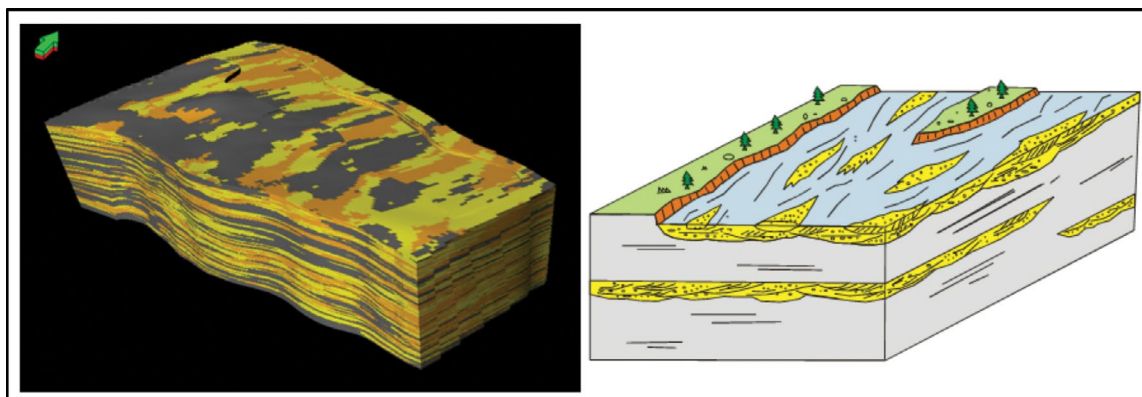
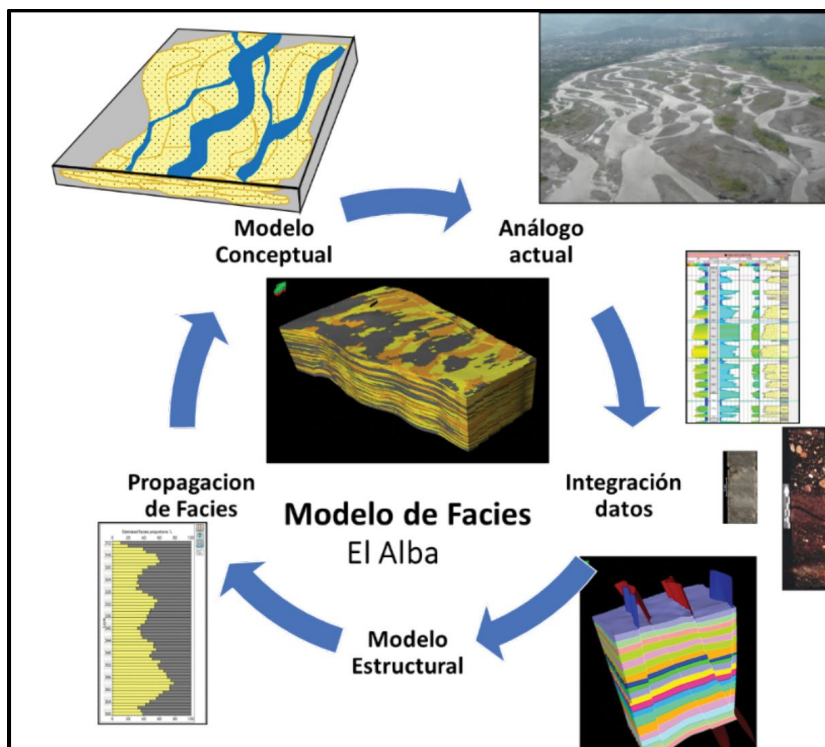


Figura 12. Modelo final de 3 facies (SIS) comparado con el modelo conceptual (modificado de Hechem 2003)

De esta manera, el flujo de trabajo empleado se resume con la siguiente imagen:



Ventajas:

- ✓ Permite representar tendencias verticales (CPV) y areales (mapas de tendencia)
- ✓ Es posible utilizar con gran densidad de pozos
- ✓ Se pueden hacer múltiples realizaciones para obtener una probabilidad de ocurrencia, y en función de un valor de corte, volver a un único cubo.
- ✓ Resulta de utilidad cuando no se tiene gran precisión acerca de la forma y dimensiones de los cuerpos

Desventajas:

- ✗ No tiene buena representatividad de geoformas complejas
- ✗ No reproduce transiciones de facies

YACIMIENTO LA CAROLINA

El Yacimiento La Carolina, pertenece al Área de Reserva Manantiales Behr ubicada al sureste de la provincia de Chubut, unos 35 km. al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Los principales reservorios petrolíferos de este yacimiento se encuentran en la parte inferior de la Fm. Comodoro Rivadavia, y principalmente en la Fm. Mina el Carmen.

La primera unidad mencionada es el registro de sistemas depositacionales fluviales multi canalizados, con importantes variaciones laterales de facies. Presenta un incremento de la participación piroclástica de techo a base. Es en este sector de la columna sedimentaria donde se desarrollan los principales niveles reservorios caracterizados por presentarse muchas veces amalgamados con una alta frecuencia de superposición de canales (*stacking*).

En la Formación Comodoro Rivadavia, el análisis de perfiles de imagen resistiva realizado en un pozo de avanzada (que abarca prácticamente toda la columna) se manifiesta una tendencia general hacia el Sur de las paleocorrientes, en lo que respecta a los depósitos de flujo encauzado con estratificación cruzada, que se hace más definida en la sección intermedia de la Fm. mientras que para la sección basal, las tendencias de las paleocorrientes son bimodales con dos orientaciones preferenciales SE y SW.

Por encima se desarrolla la Fm. Mina El Carmen, (en parte equivalente a la aflorante Fm. Castillo). Su composición litológica es predominantemente piroclástica, aunque a lo largo de la columna se desarrollan sistemas fluviales que depositan clásticos gruesos, con importante matriz tobácea.

Los cuerpos sedimentarios están compuestos de canales entrelazados, barras de meandro y canales meandriiformes, con orientación general en dirección Norte-Sur. Los canales con frecuencia tienen un ancho inferior al espaciamiento normal de 300 metros entre pozos.

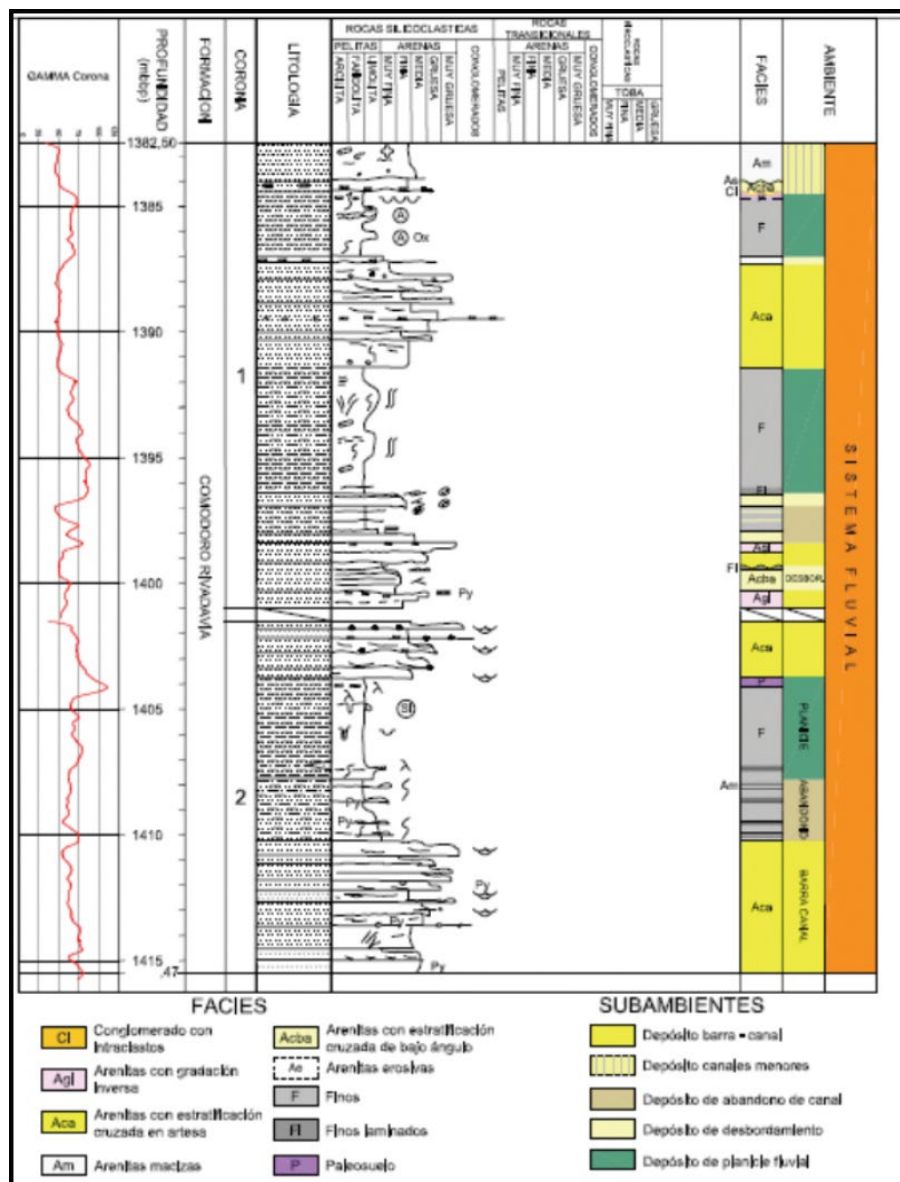


Figura 10. Perfil Sedimentológico Complejo III testigo Corona extraído en un pozo de avanzada ubicado en el extremo sureste del Yacimiento

Respecto a la dirección de paleocorrientes para esta Formación, los análisis de perfiles de imagen resistiva realizados en dos sondeos, uno ubicado en el extremo sur y otro en la zona central del yacimiento, concluyen que, en los depósitos canalizados, las principales direcciones en estructuras de estratificación cruzada son preferencialmente SSW con variaciones SW y SE, este patrón bimodal sugiere además la presencia de corrientes canalizadas con cierta sinuosidad. Este último rasgo coincide con la descripción de sistemas fluviales meandriformes característicos en esta Formación para el resto de la Cuenca. La dirección de paleocorrientes y la sinuosidad de los canales se pueden comprobar además en la secuencia media de este Complejo a partir de la extracción de atributos sísmicos.

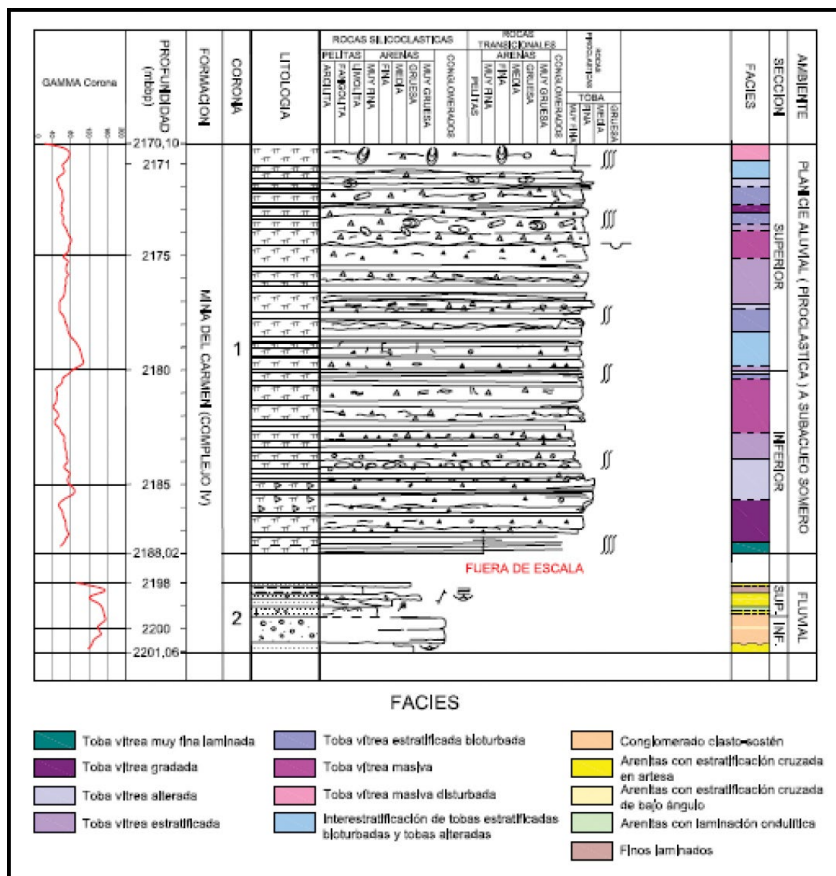


Figura 11. Perfil Sedimentológico Complejo IV testigo Corona

Esta formación tiene un espesor promedio de 600m. para este yacimiento con una proporción de canales respecto de planicie de inundación baja, dando un *net togross* aproximado de 25%. Los cuerpos arenosos poseen porosidades y permeabilidades variables según el subambiente de acumulación interpretado. Para las arenas de mejor calidad, la porosidad media varía entre 18-20% y la permeabilidad media es de 25mD.

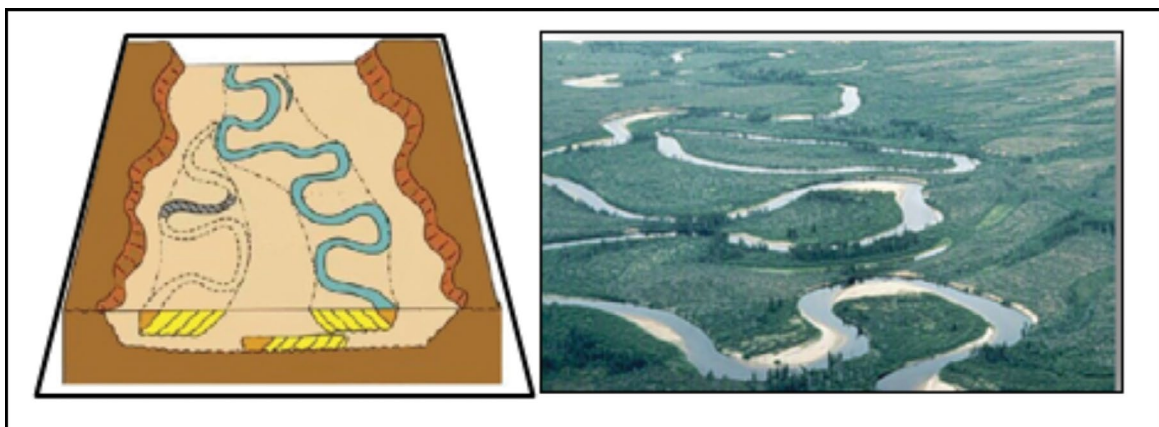


Figura 12. Esquema conceptual del tipo de ambiente y distribución de los sedimentos para los reservorios fluviales de Fm. MEC, a la derecha, un análogo actual, el cual se desea representar (modificado de Slatt 2006).

CONSTRUCCIÓN DE GRILLA ESTRUCTURAL

Para la generación del modelo estructural, en primer lugar, se construyó la grilla utilizando como límite norte y sur del área las fallas interpretadas que delimitan la estructura desarrollada. Con el modelo de fallas existente y los *markers* interpretados, la grilla quedó constituida por 7 subgrillas

Se utilizó como *input* las fallas directas interpretadas y los horizontes principales picados en la sísmica (TCIV, MKA, MKB, MKC, TCV) que corresponden a los topes de los complejos. Estos fueron interpretados en tiempo y luego convertidos a profundidad mediante un modelo de velocidad, a los fines de simplificar la grilla que se va a utilizar en el propagado de facies posterior.

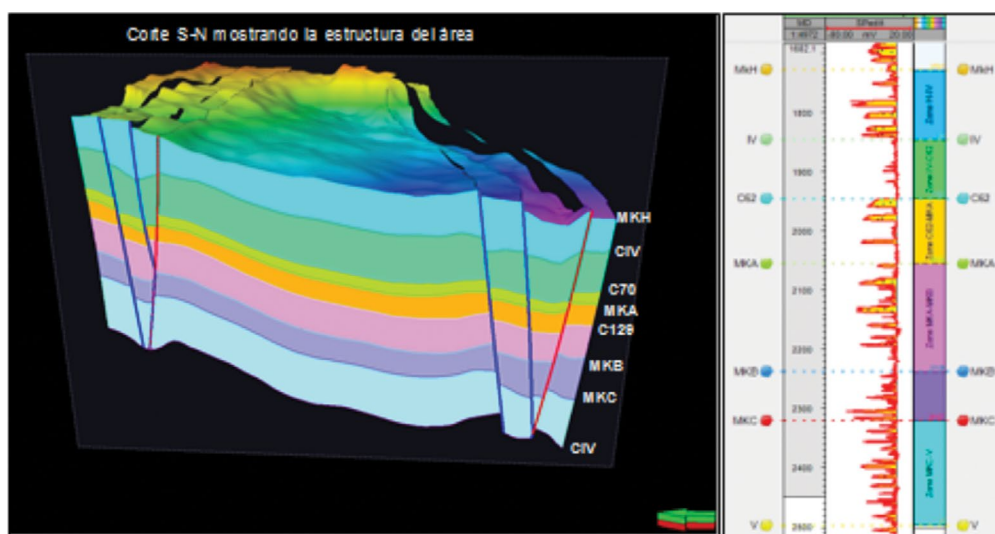


Figura 13. Corte S-N mostrando en distintos colores las diferentes zonas correlacionadas. Se identificaron 7 markers principales y 6 zonas. El área de estudio se encuentra delimitada tanto al Sur como al Norte por fallas de buzamiento regional (sintéticas) y contraregional (antitéticas) respectivamente.

Debido a la presencia de fallas en el modelo la grilla no es ortogonal, sino que es de tipo “cornerpoint” y contiene 6.416.250 celdas de 60m x 60m.

Respecto al marco estructural, el avance más importantes que se logró interpretar aquellos niveles con una buena representación sísmica, como así también los planos de falla, y con ayuda de los cortes de falla establecidos con la correlación, se convirtieron a profundidad. Al tener los planos de falla en profundidad, es posible establecer el corte exacto para cada nivel que se desee, con lo cual los mapas estructurales resultan mucho más precisos.

ESCALADO DE POZOS

Desde principios del año 2014 el yacimiento cuenta con un modelo petrofísico básico, que se va actualizando y fortaleciendo con la incorporación de nuevos datos, mejoras encontradas

en las interpretaciones petrofísicas y un mejor ajuste en los parámetros utilizados. El modelo petrofísico básico integra toda la información existente de diferentes fuentes y en todas las escalas de estudio. Los resultados de este análisis permiten identificar y definir reservorios con pronóstico de hidrocarburo.

El área cuenta con testigos corona de 4 pozos, uno de ellos caracteriza a los reservorios de la Fm. El Trébol, dos poseen coronas correspondientes a la Fm. Comodoro Rivadavia, y el restante corresponde a un nivel arenoso de la Fm. Mina El Carmen.

En todos los casos se complementa la captura de información con adquisición de testigos laterales rotados (TLR) tomados en estos mismos pozos en las areniscas de los Complejos III y CIV en los niveles de mayor productividad. Hay un total de 18 TLR para el CIII y 65 para el CIV, todos con datos de petrofísica básica de laboratorio capturados en distintos pozos del yacimiento que se suman a la información antes mencionada para caracterizar los reservorios y que son necesarios para calibrar y refinar la interpretación de los registros de pozos.

Con la integración de toda esta información se realiza la interpretación petrofísica ajustada de los 204 pozos que se encuentran dentro del área; cada uno de ellos cuenta con su curva de VCL, PHIE, SW.

Conforme a esto se definen las facies utilizando las curvas de arcillosidad. Se generó una curva discreta para cada pozo utilizando el valor de corte (VCL de 0,35) y de este modo se consideró arena a todos aquellos valores de arcillosidad inferiores al valor mencionado y arcilla para aquellos valores que se encuentran por encima. El método utilizado fue “mostof” el cual utiliza como valor de la celda el dato que se encuentre en más del 50% del intervalo a escalar.

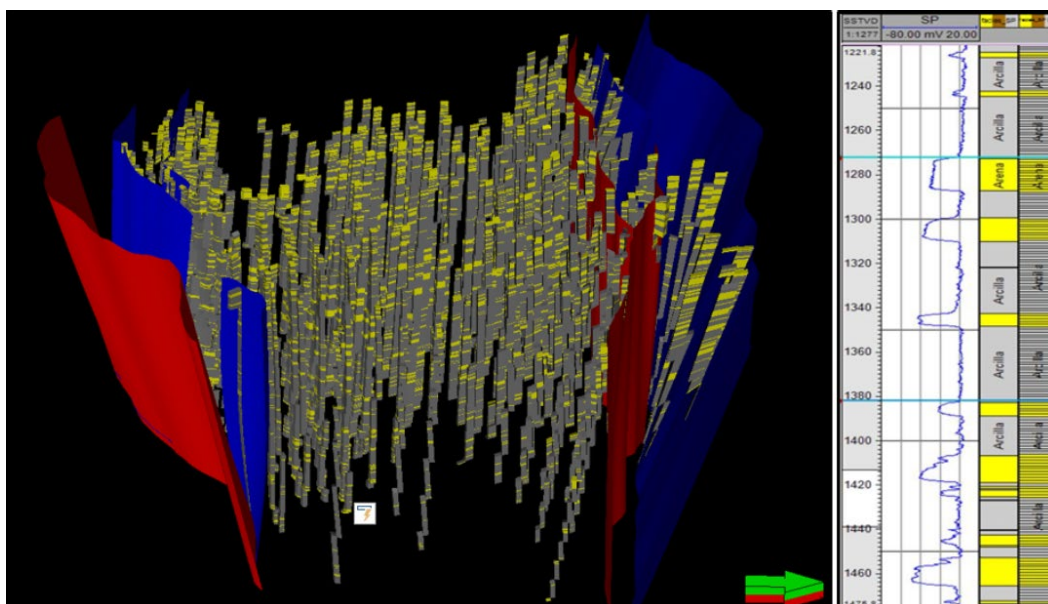


Figura 14. Distribución de facies binaria de los pozos contenidos en el modelo arena(amarillo)-arcilla(gris). En rojo las fallas que buzcan al norte y en color azul las fallas con buzamiento Sur, las mismas delimitan la grilla. A la derecha de la imagen un pozo con su curva de SP, y sus facies escaladas, el mismo preserva la distribución de arena-arcilla en cada una de sus zonas.

Las facies fueron pobladas con una distribución binaria de arena y arcilla, preservando las proporciones de los pozos honrando el *cut off* en cada zona.

METODOLOGÍA DE PROPAGADO DE FACIES:

Una vez que los pozos estuvieron escalados, mostrando cada uno de ellos una curva discreta simple de arena-arcilla se procede a realizar el poblado de facies, es decir distribuir entre los pozos del área el código 0 o 1 según se trate de una u otra facies, para cada una de las zonas de interés.

Para realizar el propagado, se utilizó el método MPS (Simulación Secuencial Multipunto), principalmente por tratarse de reservorios correspondientes a la Fm. Mina el Carmen, en donde hay una baja relación arena-arcilla, lo que hace que exista un contraste de impedancias acústicas que permite detectar anomalías sísmicas, que se correlacionan con geocuerpos canalizados. El Complejo IV se dividió en 3 zonas: “superior” (o MKA), “media (o MKB)” e “inferior (o MKC)”, y en cada una de ellas se pudo detectar algunas geoformas canalizadas. Así se obtuvo para cada sección la orientación principal de los cuerpos, y las características de las geoformas (geometría-ancho), la potencia de los mismos se estimó por estadística de perfiles de los pozos involucrados para cada una de las zonas definidas. En la sección media e inferior (MKB-MKC) si bien se detectan algunas anomalías el contraste de impedancias no es tan marcado como en el tramo superior (MKA), lo que hace que el número de detecciones sea ligeramente menor.

Con los datos antes mencionados se procede a confeccionar la imagen de entrenamiento (ver Fig. 16) lo más ajustadamente posible y respetando los datos duros y el modelo geológico conceptual presente en el área. El método MPS se basa en distintos algoritmos que a partir de una imagen de entrenamiento, buscan adaptarla a los datos. Con los patrones se calcula la probabilidad

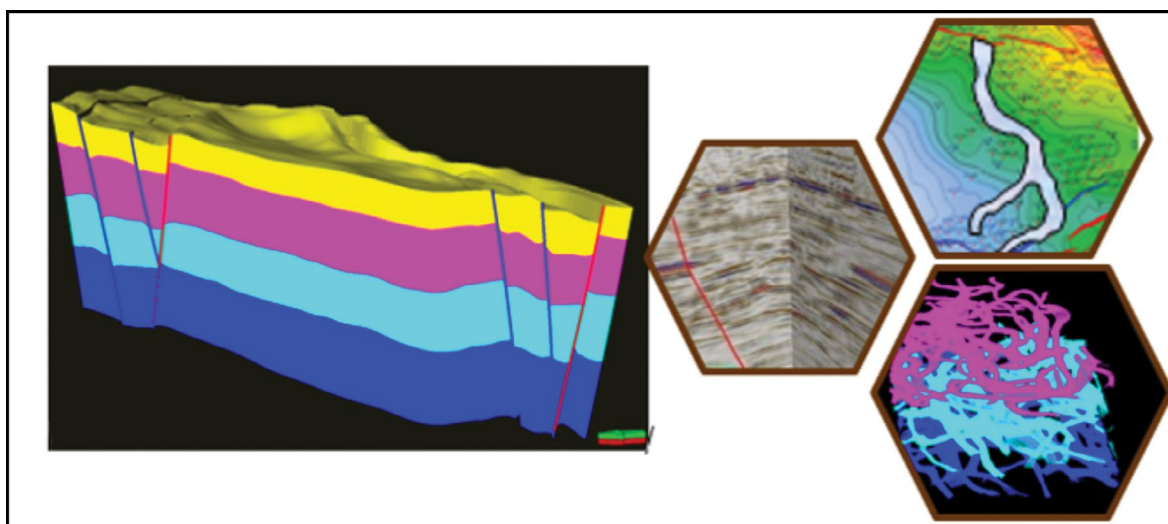


Figura 15. A la izquierda se observa el modelo estructural simplificado (MKH-MKA-MKB-MKC) y la representación sísmica de geocuerpos canalizados para cada una de las zonas.

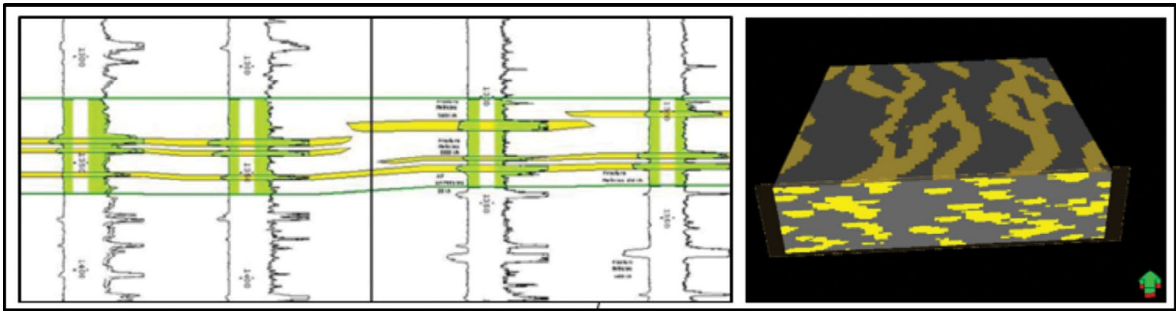
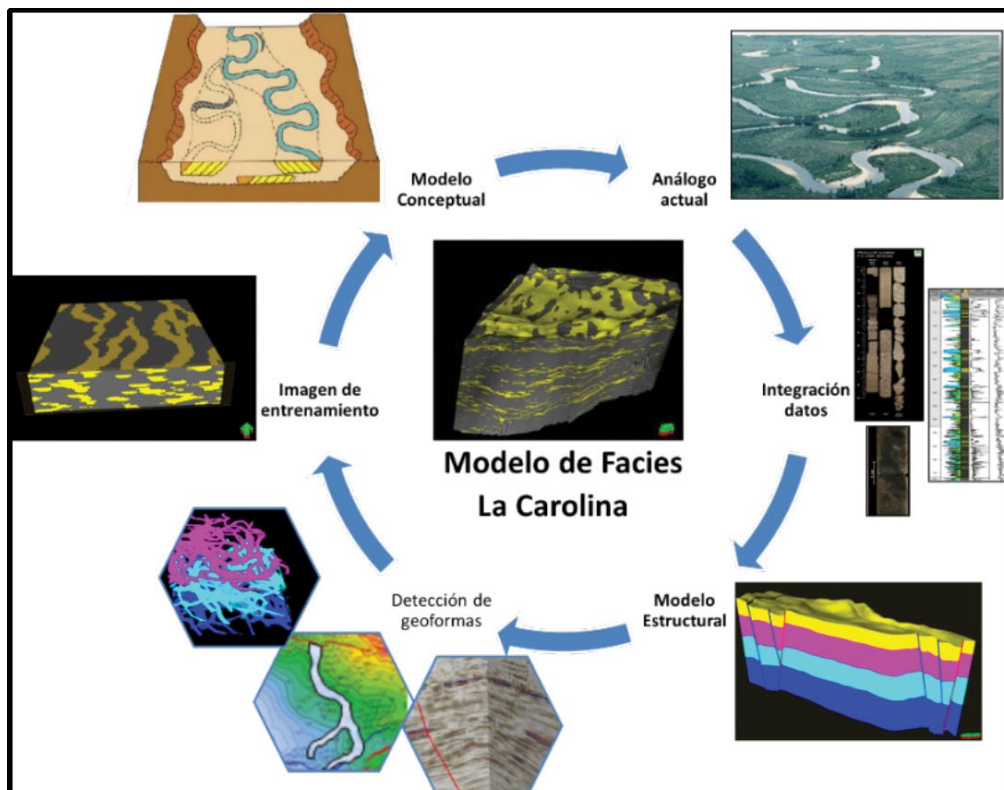


Figura 16. A la detección sísmica de geoformas se la combina con datos de pozo, correlaciones, espesores y con la integración de toda la información se ajusta la TI (derecha) hasta lograr una representación del modelo conceptual lo más exacta posible, honrando los datos de subsuelo.

de ocurrencia de facies, pero considerando muchos puntos simultáneamente (equivalente al variograma en el método SIS). En este caso se confecciono una grilla 3D (ver Fig.16) la cual se realizó de manera manual (de 15X15X10) y en la misma se volcaron los canales interpretados en la sísmica (en profundidad) otorgándoles un espesor extraído de los datos de pozo, comparando con el histograma correspondiente a cada zona, para respetar la proporción arena-arcilla pero bien se podría haber utilizado una imagen real, si fuese representativa del subsuelo. El poblado con este método puede reproducir formas geológicas complejas y respeta mucho la imagen de entrenamiento que se genera, lo cual ocasionalmente puede resultar un problema si la misma no representa fehacientemente el subsuelo.

De esta manera, el flujo de trabajo empleado se resume con la siguiente imagen:



Ventajas:

- ✓ Flexibilidad de los métodos por celdas
- ✓ Representa muy bien el modelo conceptual, siempre y cuando se genere una TI lo más detallada posible
- ✓ Puede representar formas geológicas muy complejas con un grado de ajuste alto
- ✓ Se logra modelar patrones geológicos heterogéneos semejantes a la TI
- ✓ Al igual que en el método anteriormente mencionado (SIS) es posible múltiples realizaciones
- ✓ El método resulta útil cuando hay una densidad de pozos alta, esta es una de las principales diferencias que tiene el mismo respecto al modelado por objetos

Desventajas:

- ✗ La confección de la imagen de entrenamiento demanda mucho tiempo, y requiere de un grado de ajuste detallado para tener una buena representatividad en el área a modelar
- ✗ Los resultados se encuentran muy condicionados por la TI, con lo cual, es fundamental el ajuste de la imagen a utilizar.

YACIMIENTO RESTINGA ALÍ

El Yacimiento Restinga Alí, pertenece al Área de Reserva Manantiales Behr ubicada al sureste de la provincia de Chubut, desarrollándose sobre el sector costero *offshore* de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Los reservorios de hidrocarburos en el área de Caleta Córdoba corresponden al Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca. Este complejo arenoso representa el primer evento transgresivo marino proveniente del Atlántico que cubre regionalmente una buena parte de la cuenca del Golfo y corresponde a sedimentos marino proximal (barras costeras). En sus tramos basales está constituido por areniscas de grano fino a medio, arcilla intersticial y glauconita, y presenta en términos generales muy baja compactación. Hacia el tope de la misma, aumenta el porcentaje de arcillosidad y se hace mucho más compacta presentando en la mayoría de los casos abundante material fósil que evidencian el ambiente marino en que se depositó, influenciado por eventos continentales.

Estos cuerpos arenosos elongados de varios kilómetros de largo, alrededor de 500m de ancho y relativamente poco espesor (hasta 10m), forman acumulaciones mantiformes al migrar hacia el continente con la transgresión. Las orientaciones de estos cuerpos toman un rumbo NNO-SSE, e internamente se distinguen dos capas: arenosa (facies SP) y fangosa de recubrimiento de la anterior.

El reservorio tiene un espesor promedio de 30m, con un *net to gross* cercano al 90%. Los

cuerpos arenosos poseen porosidades y permeabilidades que, para las arenas de mejor calidad, la porosidad varía desde 28/32% y la permeabilidad entre 800mD/1200 mD.

CONSTRUCCIÓN DE GRILLA ESTRUCTURAL

Se consideraron como límites del área de estudio, hacia el Oeste el inicio de pozos onshore con objetivo somero, y hacia el Este se consideró como limite el alcance del pozo horizontal más lejano. Como limites norte y sur, las fallas que actúan como límite de bloques para Fm Salamanca. Estas fallas, de las cuales se infiere su presencia a partir de los rechazos medidos en el tope del miembro Glauconítico en los pozos analizados, dado que no se cuenta con sísmica, se emplearon para realizar el modelo estructural. Los horizontes considerados para definir la zona de interés dela grilla fueron el tope y base del Mbo Glauconítico.

Posteriormente al modelado de fallas se procede a construir la grilla 3D, utilizando el grillado del tipo Structural Gridding, con un tamaño de celdas de 20m x 20m en la dirección horizontal y 1m en la dirección vertical, para una cantidad de celdas totales de 295.260.

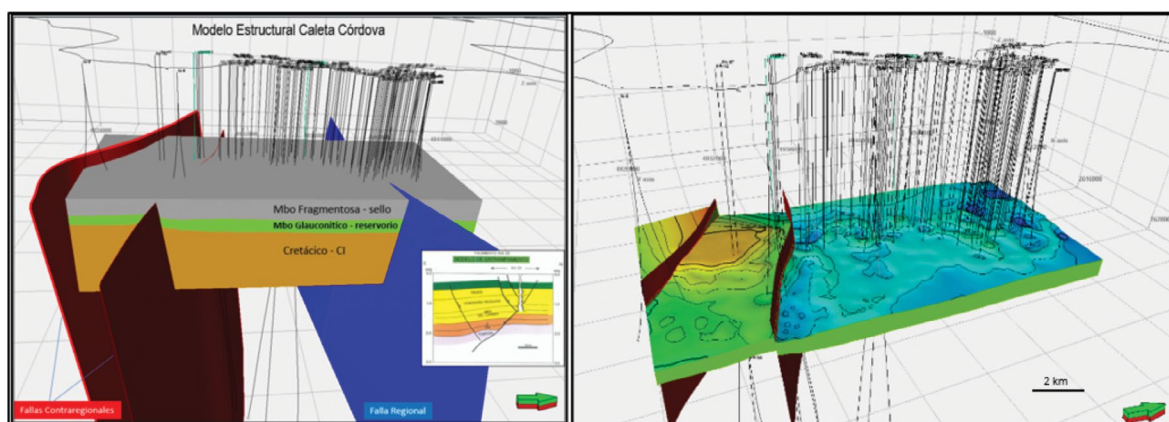


Figura 17. Marco estructural del área de interés y bloque 3D del Mbo Glauconítico

ESCALADO DE POZOS

La primera elección para el modelo de facies fue binario (arena-arcilla) para luego pasar al poblado de tres facies (dos arenas y una arcilla).

El modelo arena-arcilla fue calculado desde perfiles de pozos utilizando los datos disponibles, basándose principalmente en las descripciones de control geológico para discriminar entre dos tipos de areniscas y una facies arcillosa. La discriminación entre tipos de areniscas concuerda con las propiedades petrofísicas obtenidas de testigos laterales. En los casos que fue posible (pozos horizontales), se complementó la información con datos de magnitud de deflexión del perfil de

Gamma Ray obtenido durante la perforación del pozo como indicador de arcillosidad.

El relevamiento se realizó para cada uno de los 135 pozos disponibles y una vez que se obtuvo la curva de facies trinaría se procedió al escalado de la misma, el método utilizado fue “mostof” el cual utiliza como valor de la celda el dato que se encuentre en más del 50% del intervalo a escalar.

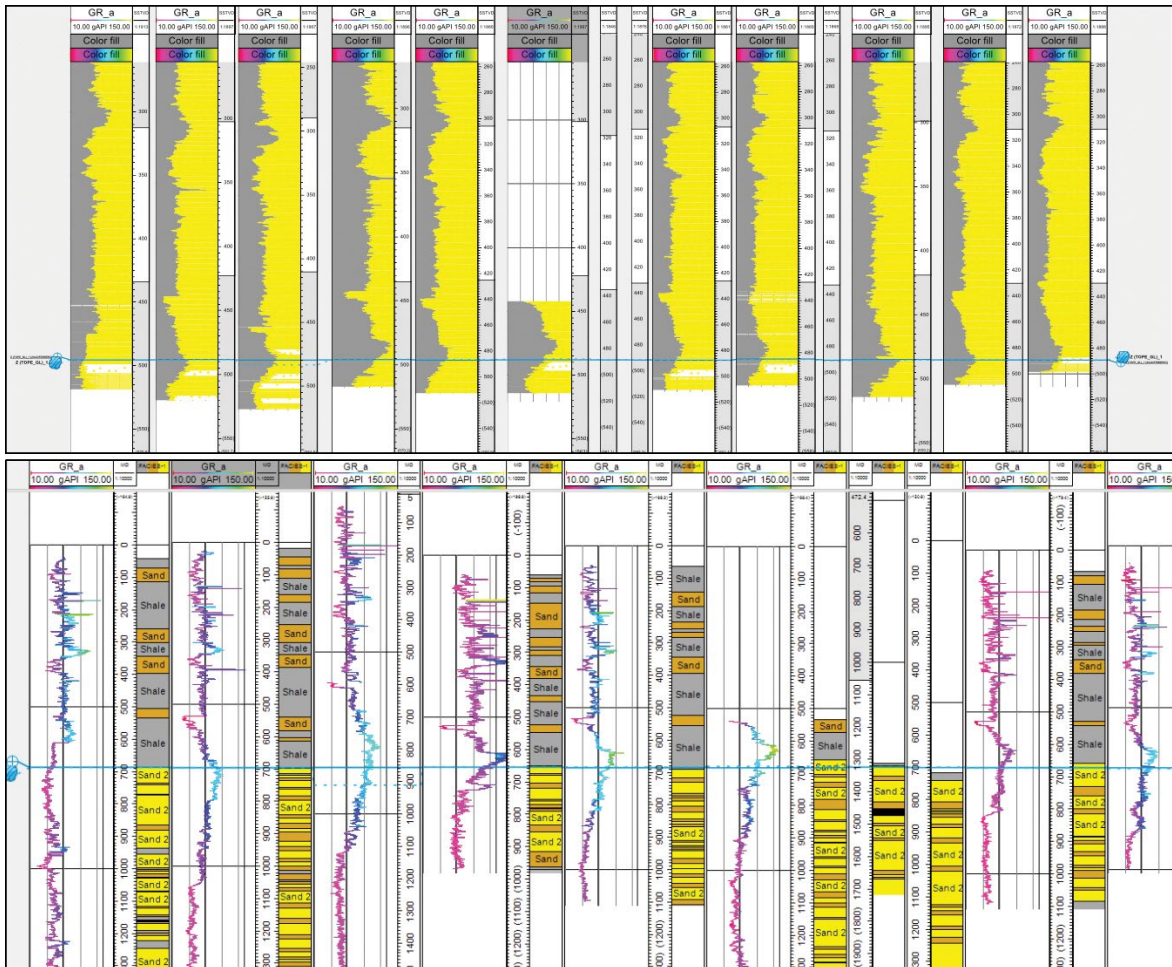


Figura 18. Estados pre y post escalado de facies en una sección O-E al yacimiento sobre pozos horizontales

METODOLOGÍA DE PROPAGADO DE FACIES:

Para realizar el propagado, se utilizó el método TGS (Simulación Gaussiana Truncada). Por tratarse de reservorios correspondientes a un ambiente transicional, es decir secuencias ordenadas de facies, este método es adecuado para su modelado. Las facies son simuladas asignando umbrales a una curva de distribución gaussiana para discretizar y reproducir una organización simple de estas facies ordenadas. El valor del umbral define la proporción ocupada por cada facies. Se tuvo en cuenta la proporción vertical de facies y su distribución horizontal mediante la confección de semi-variogramas que capten la variación lateral de las facies.

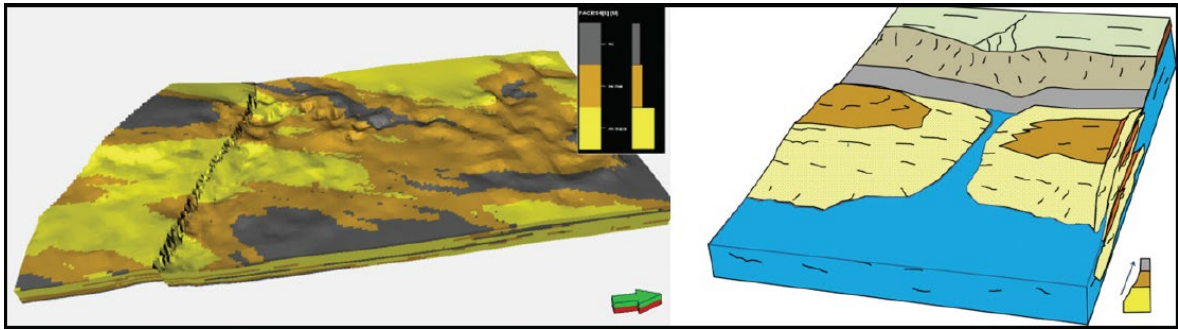
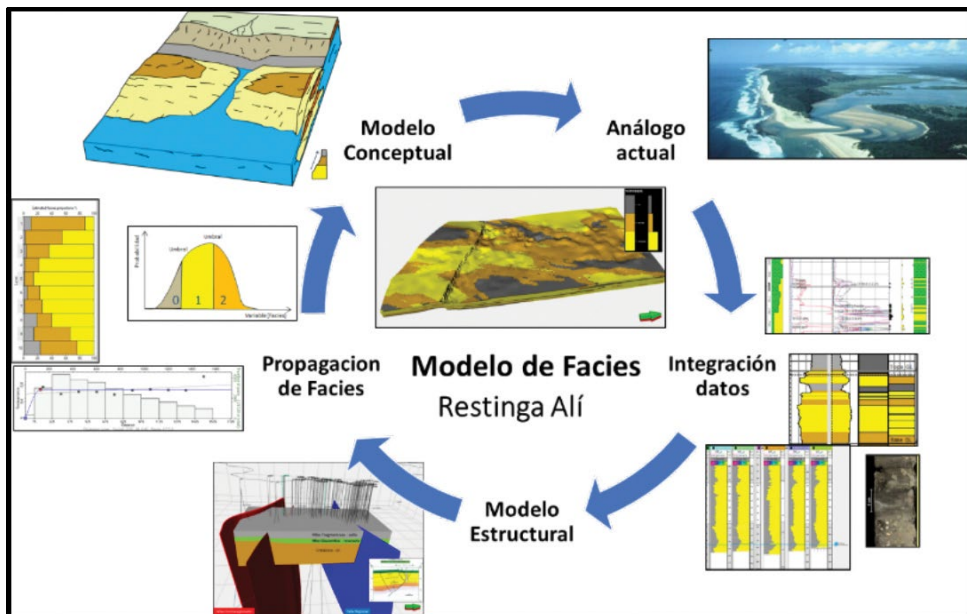


Figura 19. Modelo final de 3 facies (TGS) comparado con el modelo conceptual

De esta manera, el flujo de trabajo empleado se resume con la siguiente imagen:



Ventajas:

- ✓ Permite representar tendencias verticales (CPV) y areales (mapas de tendencia)
- ✓ Es posible utilizarse con gran densidad de pozos
- ✓ Se pueden hacer múltiples realizaciones para obtener una probabilidad de ocurrencia, y en función de un valor de corte, volver a un único cubo
- ✓ Útil para modelar secuencias ordenadas de facies (reproduce transiciones de facies)

Desventajas:

- ✗ No tiene buena representatividad de geoformas complejas
- ✗ Supone estacionariedad de las CPV

CONCLUSIONES GENERALES

-Existe una gran variedad de algoritmos, la elección del mismo está ligado a la disponibilidad de información, modelo conceptual, objetivo o propósito del modelo y densidad de pozos.

-Los métodos por celdas (TGS, SIS) respetan la estadística de datos, tienen mejor aplicación con mayor número de pozos. Los mismos no siempre logran formas geológicas aceptables, sino continuidad de las facies (Caleta Córdova y El Alba). Utilizan Variogramas, tendencias y curvas de proporción vertical para propagar facies.

-Para formaciones con bajo *net to gross* una alternativa es contar con interpretación de geoformas (sísmica) pudiendo ser utilizadas como input de imagen de entrenamiento (La Carolina).

-El MPS tiene la flexibilidad de los métodos por celdas, respeta la estadística y el modelo conceptual, genera formas complejas y realistas y ajusta con muchos pozos, a diferencia del OM.

-No existe un único método para representar un modelo geológico conceptual, de acuerdo con el tipo de información disponible es posible representarlo con diferentes métodos de poblado.

Agradecemos a los colegas de YPF, especialmente a Alejandro Saccomano y Ana Limeres por su colaboración y comentarios.

REFERENCIAS CITADAS

- Caers J, Zhang T. 2002. "Multiple-point geostatistics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models". Stanford University, Stanford Center for Reservoir Forecasting Stanford, CA 94305-2220.
- Falivene O., Cabrera L., Muñoz J.A., Arbués P, Fernandez O., and Saez A. 2007. "Statistical grid-based facies reconstruction and modelling for sedimentary bodies". Alluvial-palustrine and turbiditic examples. *Geologica Acta*, Vol.5, N° 3, 2007, 199-230.
- Feruglio, E. 1949. "Descripción Geológica de la Patagonia". Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Vol. 1, 334 p., Buenos Aires.
- Fielding, C.R. and Crane, R.C., 1987. "An Application of Statistical Modelling to the prediction of Hydrocarbon Recovery Factors in Fluvial Reservoir Sequences". S.E.P.M. p321-327.
- Figari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M.S., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., y Villar, H. 1999. "Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica". *Boletín de Informaciones Petroleras*: 54-90
- Hechem 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.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A. 1994. "Asociaciones de fósiles y hiatos en el Supracretácico-Neógeno de la Patagonia: Una perspectiva estratigráfico-secuencial". *Ameghiniana* 31:257-281.
- Lesta, P. 1968. "Estratigrafía de la cuenca del Golfo San Jorge". Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas I: 251-289.

- Lesta, P. y Ferello, R. 1972. "Región Extraandina del Chubut y norte de Santa Cruz". En: Leanza, A.F. (Ed.) Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias: 601-654, Córdoba.
- Mountney Nigel P, Colombrera L, 2014. "Approaches to Reservoir characterization of fluvial and aeolian successions, Part II: building fluvial reservoir models". University of Leeds, UK. Curso interno YPF.
- Pedersen, G. 2014. "Informe interno YPF Estudio Myburg".
- Raigemborn, M.S., Krause, J.M., Bellosi, E.S. y Matheos, S.D. 2010. "Redefinición estratigráfica del Grupo Río Chico (Paleógeno Superior), en el norte de la cuenca del Golfo San Jorge, Chubut". Revista de la Asociación Geológica Argentina 67: 239-256.
- Saccomano, A. 2015. "Geoestadística y aplicaciones al modelado geológico". Curso interno YPF.
- Slatt, M. 2006. "Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologist, geophysicists, and engineers". Handbook of petroleum exploration and production.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018