

## ESTUDIO INTEGRADO Y MODELADO DE RESERVORIOS "TIGHT" EN EL AREA DE LA DORSAL, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Luis Stinco<sup>1\*</sup>, Gabriel Pando<sup>2</sup> y Claudio Larriestra<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Capex S.A.

\*actualmente Occidental Argentina Exploration and Production Inc, luis\_stinco@oxy.com

<sup>2</sup>Capex S.A., gpando@capex.com.ar

<sup>3</sup>Larriestra Geotecnologías S.A., clarriestra@uolsinectis.com.ar

### Abstract

An integrated study was performed in the tight gas producing reservoirs of the Los Molles Formation (Lower Jurassic) in the El Salitral Field, Agua del Cajón Block, located within the north flank of the Neuquén Ridge. The reservoir characterization performed included a sedimentological and petrophysical analysis of the core samples, formation evaluation and electrofacies classification from open holes, and a thorough seismic stratigraphy description of the 3D cube. Seismic attributes were also included at this stage of the study. Subsequently, a modeling of the sedimentary facies based on electrofacies and porosity was carried out using sequential indicator simulation and sequential Gaussian simulation respectively. The most probable tridimensional facies model and the area with best petrophysical characteristics were illustrated from the reservoirs. Finally, as a result of the study, it can be concluded that through data integration was possible to predict the aerial distribution of facies including the ones that are considered as hydrocarbon bearing reservoirs.

*Keywords: Neuquén Basin, Cuyo Group, tight reservoirs, facies, electrofacies, sequential indicator simulation*

### INTRODUCCIÓN

El área Agua del Cajón se encuentra ubicada en el sector centro-oriental de la cuenca neuquina, sobre el flanco norte de la Dorsal de Huincul (Figura 1).

El Yacimiento El Salitral, productor de gas del Grupo Cuyo (Formaciones Los Molles y Lajas), se encuentra sobre un gran espolón de naturaleza transpresiva, en el bloque bajo de la falla de Huincul. Hacia el este del bloque Agua del Cajón, la estructura cierra abruptamente debido a que la falla citada pierde rechazo al alcanzar una zona de transferencia. Esta transferencia conecta dicha estructura con otra de tipo distensiva en la región oriental del bloque, en donde se acumularon las areniscas de la Fm. Los Molles, principales reservorios de gas (Zumel *et al.* 2002).

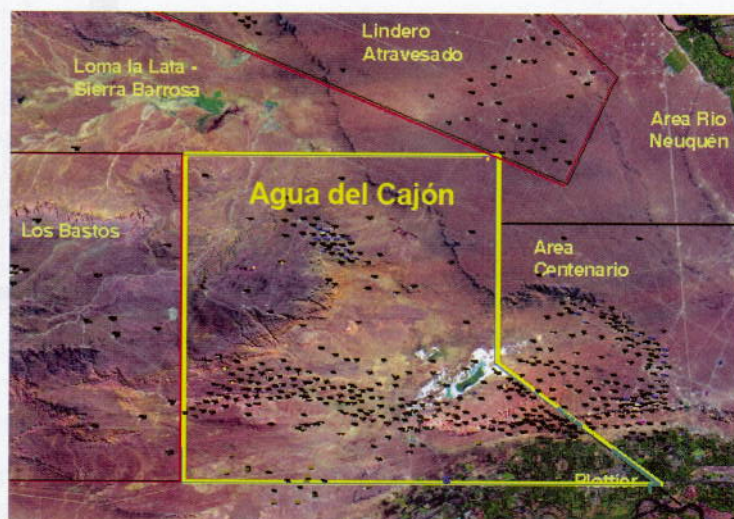


Figura 1. Mapa de ubicación.

De acuerdo con sus características petrofísicas, estos reservorios se asimilan a lo definido por Law y Curtis (2002) y Naik (2006) como "low-permeability (tight) reservoirs".



## MARCO GEOLÓGICO

Durante los períodos Jurásico y Cretácico el área sufrió la mayor actividad tectónica de la cuenca. En este período de extensión se acumularon principalmente las secuencias de *synrift* del Grupo Precuyo. Posteriormente, esta tectónica extensional fue reemplazada por diferentes fases de inversión que fueron reactivadas en distintas oportunidades por fallas inversas que produjeron el levantamiento del basamento, los depósitos del Precuyano y de la Fm. Los Molles (Figura 2). En esta última etapa la distribución paleogeográfica y el modelo depositacional responden a los cambios eustáticos del nivel del mar, además de la tectónica imperante en el área (Mosquera 2002).

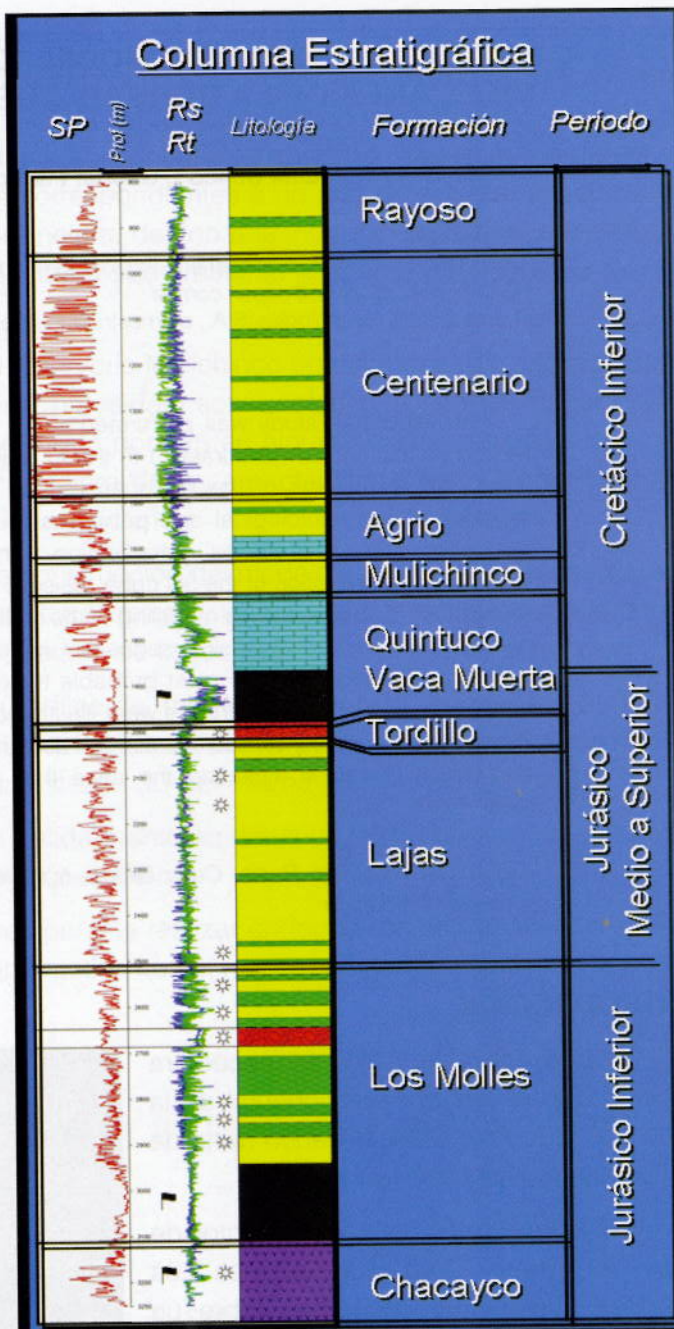


Figura 2. Columna estratigráfica.

## Estructura

El modelo estructural del área está asociado a la megafalla conocida como Dorsal de Huincul (Figura 3). En general, todos los autores que han estudiado esta estructura coinciden que se trata de un lineamiento de rumbo E-O, que fue reactivado durante el período de *sag* por esfuerzos de dirección NO-SE. Esto último dio lugar al desarrollo de un sistema transcurrente dextrógiro, que originó zonas de transpresión y de transtensión como resultado de la orientación de las fallas respecto al esfuerzo principal (Orchuela *et al.* 1981; Bettini 1984; Ploszkiewics *et al.* 1984, Vergani *et al.* 1995, Zavala y Gonzalez 2001 y Freije *et al.* 2002).



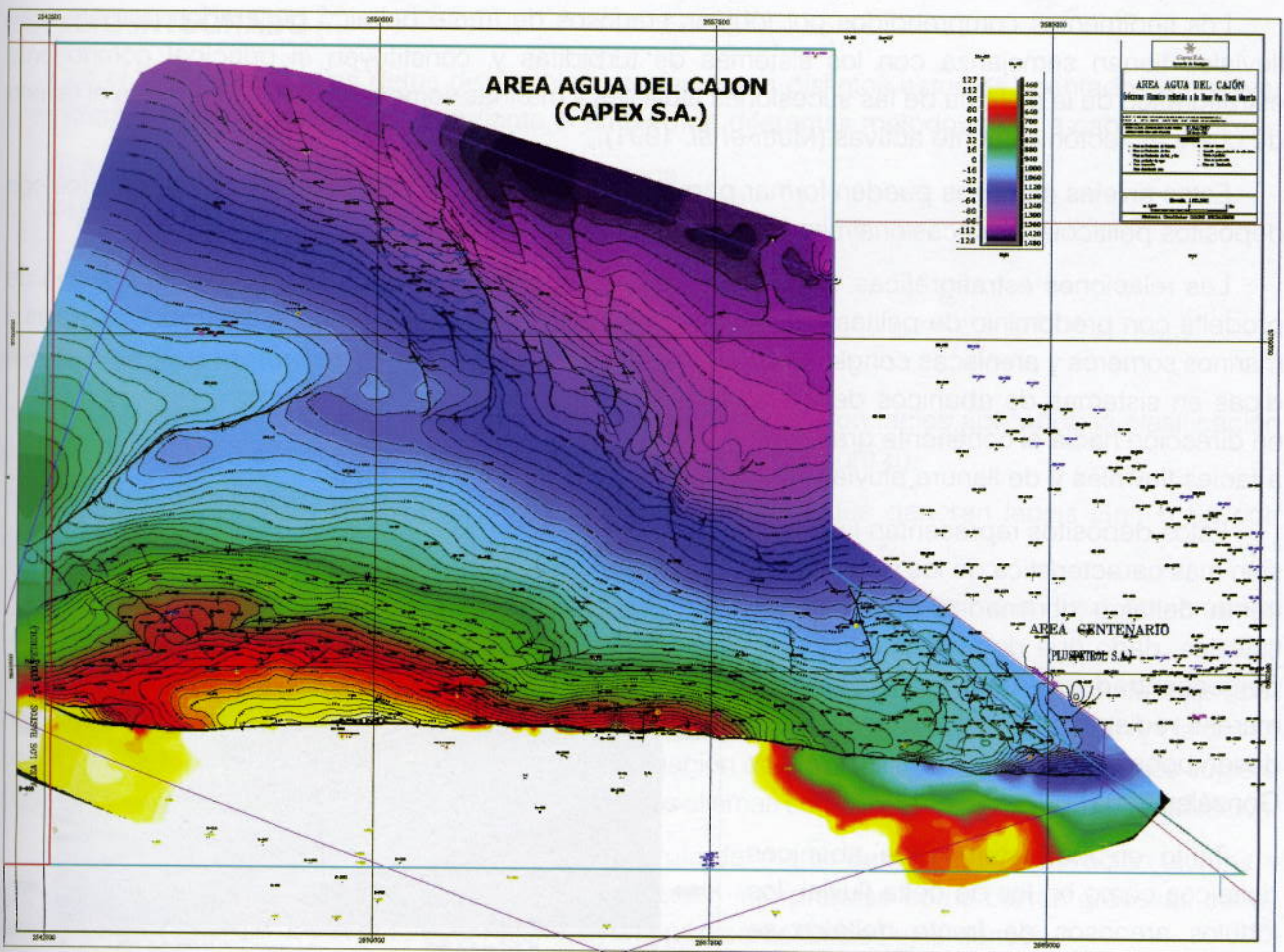


Figura 3. Modelo estructural de la falla de Huíncul (ref. Vaca Muerta).

### Modelo depositacional

En el área de estudio la Fm. Los Molles tiene más de 350 metros de espesor y consiste en una sección inferior de sedimentos pelíticos marinos de edad principalmente Pliensbachiana-Toarciana Inferior (Angelozzi 1998, 2004) que constituyen una importante roca madre, generadora principalmente de gas.

Por arriba se desarrolla la sección superior en discordancia estratigráfica. Consiste en una secuencia de areniscas, conglomerados y pelitas de edad Toarciana en arreglos progradantes, compuesta por facies de conglomerados de canales y facies de areniscas de lóbulos con características de reservorios. En las facies finas de pelitas se encuentran microfósiles calcáreos que sugieren un ambiente marino no muy alejado de la costa.

Esta unidad apoya discordantemente sobre los depósitos precuanyanos y es sobrepuesta en discordancia estratigráfica por los depósitos litorales de la Fm. Lajas. El ambiente depositacional correspondiente a la Fm. Los Molles estaría representado por depósitos de abanicos deltaicos dominados por avenidas fluviales en un ambiente tectónicamente activo (Gomez Omil *et al.* 2002).

Estos sistemas poseen cuencas imbríferas ubicadas en áreas relativamente elevadas con zonas de transferencia cortas y un alto gradiente y zonas de deposición marina asociadas donde el transporte y la deposición son dominados por flujos hiperpícnicos.



Los sedimentos comprendidos por lóbulos arenosos de frente deltaico generados por avenidas fluviales tienen semejanza con los sistemas de turbiditas y, constituyen el principal componente estratigráfico de la mayoría de las sucesiones aluviales y marinas someras presentes durante el relleno de cuencas tectónicamente activas (Mutti *et al.* 1991).

Estos niveles arenosos pueden formar paquetes de hasta 15 metros de espesor intercalados con depósitos pelíticos, que ocasionalmente contienen fósiles.

Las relaciones estratigráficas verticales y laterales indican que estos lóbulos pasan a facies de prodelta con predominio de pelitas cuenca adentro. Así como a facies de conglomerados aluviales y marinos someros y areniscas conglomerádicas en sistemas de abanicos deltaicos en dirección hacia el continente gradando a facies fluviales y de llanura aluvial.

Estos depósitos representan la expresión más característica de los sistemas de frente deltaico dominados por avenidas fluviales, dado que de no existir flujos hiperconcentrados la acción de las olas y mareas redistribuirían las arenas sobre la desembocadura de los ríos (Zavala y González 2001).

Tanto en los sistemas de abanicos deltaicos como en los de delta fluvial, los lóbulos arenosos de frente deltaico se intercalan y gradan a facies más finas depositadas por flujos hiperconcentrados diluidos (Figura 4).

En la Figura 5 se presenta el esquema deposicional para los lóbulos hiperpícnicos de la Fm. Los Molles, desarrollados en los bajos topográficos del fondo marino y con una disposición paralela al frente de deformación.

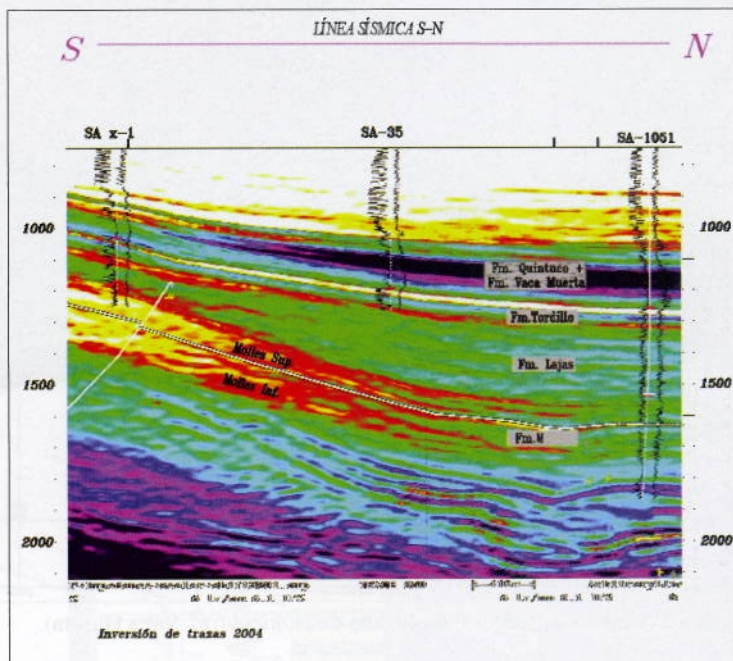


Figura 4. Modelo de abanico deltaico.

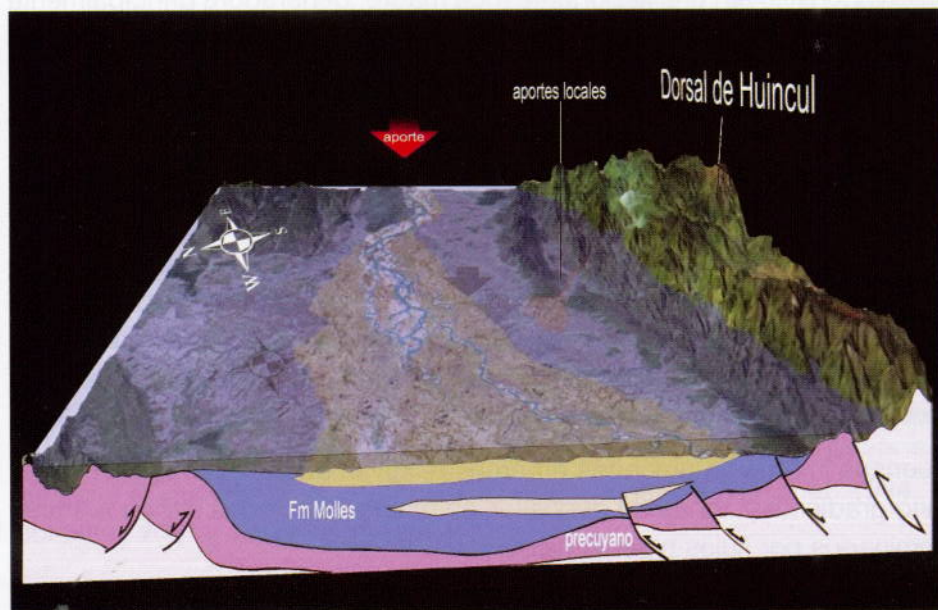


Figura 5. Modelo deposicional con lóbulos hiperpícnicos (Zavala y Arcuri 2006).



## ESTUDIO INTEGRADO

Con el fin de integrar los datos disponibles se efectuaron distintos estudios orientados a resolver la problemática de los reservorios mediante el empleo de diferentes metodologías, a saber:

- a) Análisis sedimentológico de los testigos corona
- b) Análisis petrofísico de los testigos corona
- c) Caracterización petrofísica y de electrofacies
- d) Caracterización sismoestratigráfica y atributos

### Análisis sedimentológico de los testigos corona

En los testigos corona (Rial, 1998) se describieron e interpretaron facies aplicando la clasificación de Miall (1978) para sistemas fluviales y de abanicos aluviales (Figura 6).

*Sección inferior:* arenosa, algo gravosa, corrientes tractivas que generan facies Gp1 ó Sp con regímenes de flujo bajo y las facies Sp con migración de ondas.

Las facies Sh corresponden a eventos locales de gran energía vinculados a flujos someros sin canalización.

Las facies Gm 1 y Sm podrían corresponder a mecanismos de acumulación súbita a partir de flujos concentrados o bien a estratos masivos con deformación sindeposicional (flujos densos). Esta alternancia cíclica de depósitos canalizados y no canalizados con participación de acumulaciones de flujos densos sugiere un ambiente aluvial de alta pendiente donde eventos fluidos alternan con flujos densos de escasa canalización.

*Sección media:* muestra un incremento en la energía del medio debido a la reactivación tectónica con depósitos gravosos dominantes Gp2 y Gm2. Pueden interpretarse como barras gravosas canalizadas de alta energía. En esta sección disminuye la participación de flujos densos.

*Sección superior:* de naturaleza pelítica, relacionada con procesos de baja energía con predominante decantación. Los materiales finos podrían corresponder a depósitos subácueos de ambiente tranquilo sin influencia de corrientes tractivas.

### Análisis petrofísico de los testigos corona

El análisis petrofísico de los testigos corona dio por resultado una división en cuatro secciones (Rial, 1998) y la Tabla 1 resume las propiedades descriptas a continuación.

A- Arcilitas y wackes, de porosidad moderada y permeabilidad de: 0,004 a 2,27 mD.

B- Arenitas y conglomerados, cementados y escasa matriz con porosidad moderada y permeabilidad de: 0,042 a 7,42 mD.

C- Arenitas muy finas a medias cementadas, con matriz escasa a mediana, con porosidad moderada a buena y permeabilidad de: 0,001 a 7,30 mD.

D- Arcilitas, wackes y conglomerados, con abundante matriz, con porosidad pobre a buena y permeabilidad de: 0,004 a 3,10 mD.

Sección	Población	Porosidad	Permeabilidad (mD)	Litología
A	27	moderada	0.004 a 2.27	Arcilitas y wackes
B	45	moderada	0.042 a 7.42	Arenitas y conglomerados cementados, con escasa matriz
C	59	moderada a buena	0.001 a 7.30	Arenitas muy finas a medias cementadas con matriz escasa a mediana
D	10	Pobre a buena	0.004 a 3.10	Arcilitas, wackes y conglomerados con abundante matriz

Tabla 1



## Caracterización petrofísica y de electrofacies

A partir de la caracterización petrofísica y de electrofacies de la Fm. Los Molles se maximizó la utilización de la información disponible de registros de pozos y de testigos corona. Para ello se desarrolló un modelo petrofísico determinístico deductivo que permite estimar la porosidad, saturación, volumen de arcilla y permeabilidad de los horizontes reservorios. También, se determinaron los *cutoffs* a emplear para la discriminación entre rocas reservorio de las que no lo son.

Sobre la base de lo anterior, se realizó un modelo petrofísico determinístico inductivo (Doveton 1994; Moss 1997) en donde se determinaron electrofacies (Serra y Abbot 1980) a partir de la calibración con los datos de testigos corona (Stinco 2007).

La metodología empleada incluye una serie de pasos tales como: puesta en profundidad de los registros y corrección de la deriva de la curva de SP; correcciones ambientales y verificación de la validez de los registros a partir de *crossplots* e histogramas; estimación del volumen de arcilla (GR-SP); estimación de la porosidad; generación de un modelo petrofísico del tipo: no reservorio + reservorio + porosidad; estimación de la saturación de agua por Simandoux; calibración de los resultados con control geológico y calibración con testigo corona.

Para la determinación de las electrofacies se realizó un análisis multivariado (*clustering*) y se asignaron subgrupos con varianza relativa mínima y su centro de gravedad definido en un espacio de  $n$  dimensiones que se corresponden con los registros de pozo.

### Análisis de las facies:

Del total de facies (según la clasificación de Miall 1978) descriptas en las coronas se focalizó la atención en las más representativas de los niveles con potencialidad de reservorios y sellos. Las fotografías de la Figura 6 muestran las Gm (gravas masivas a poco estratificadas con estratificación horizontal hasta imbricación), Sp (arenas media a muy gruesa con estratificación planar), Sh (arenas muy finas a muy gruesas con laminación horizontal y *parting*) y Fm (fango, limo, masivo).

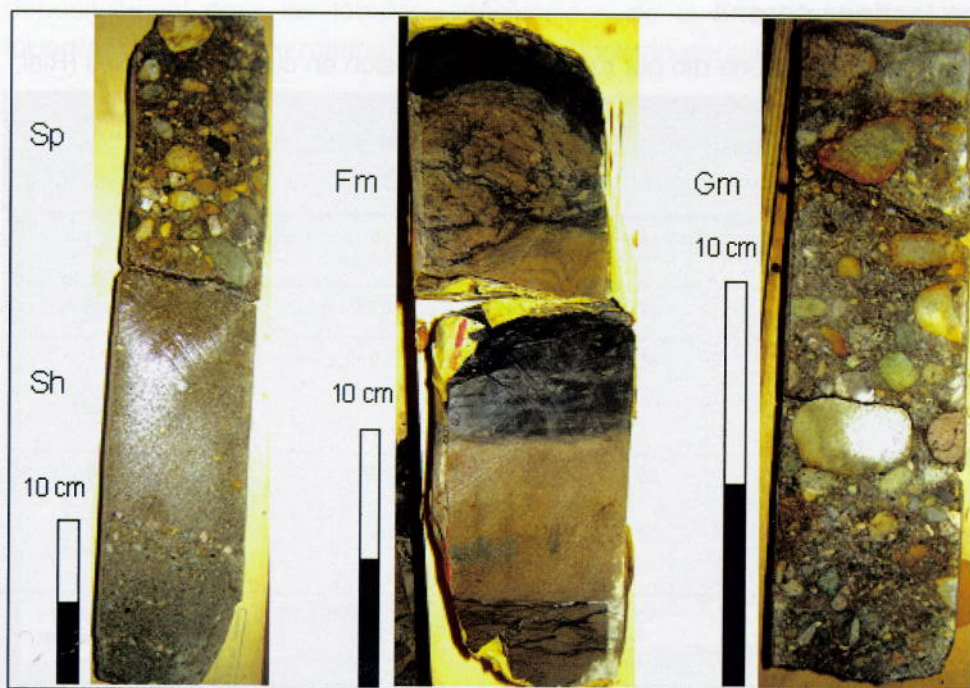


Figura 6. Facies descriptas en un testigo corona.



En la Figura 7 se presentan las facies descritas en los testigos coronas distribuidas en un espacio representado por el tiempo de tránsito compresional (DT4P), la densidad (RHOZ) y el volumen de arcilla (VCL). Por su parte en la Figura 8 se presentan los grupos de electrofacies determinados a partir de los registros de pozo para los intervalos correspondientes a los testigos corona.

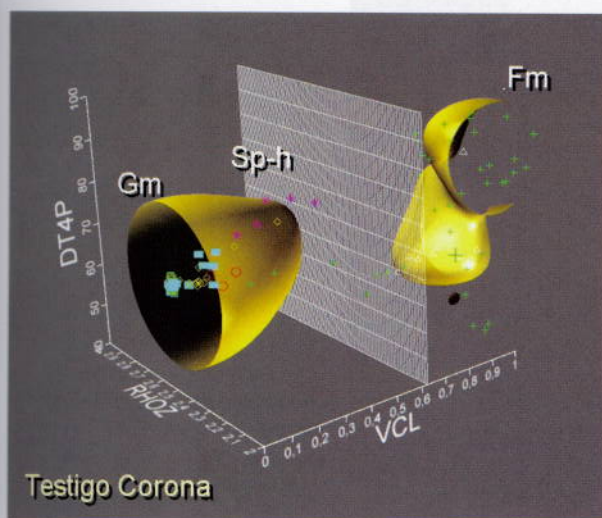


Figura 7. Representación espacial de las facies descritas en la corona.

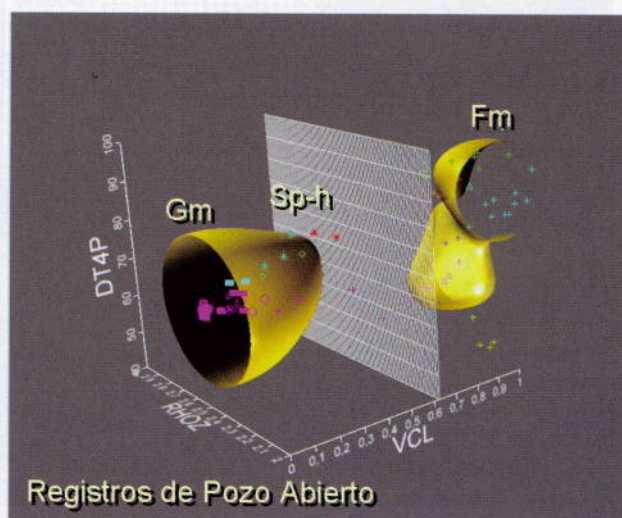


Figura 8. Representación espacial de los grupos determinados por perfiles para los intervalos equivalentes a los testigos coronas.

Del total inicial de siete grupos determinados, finalmente el número de éstos se redujo a tres, que fueron equivalentes a las facies descritas en los testigos coronas con centroides definidos según los siguientes valores de VCL, DT4P y RHOZ por electrofacies: Gm: 0.04, 64, 2.48; Sp-h: 0.41, 72, 2.53; Fm: 0.75, 60, 2.40.

Las tres electrofacies determinadas con sus centroides correspondientes a la Fm. Los Molles actuaron como parámetros de control en el reconocimiento de las mismas en los diferentes pozos estudiados. El método estima la probabilidad de ocurrencia de una electrofacies a la profundidad evaluada. En las Figuras 9 y 10, se presentan los resultados incluyendo las fotografías de los testigos.

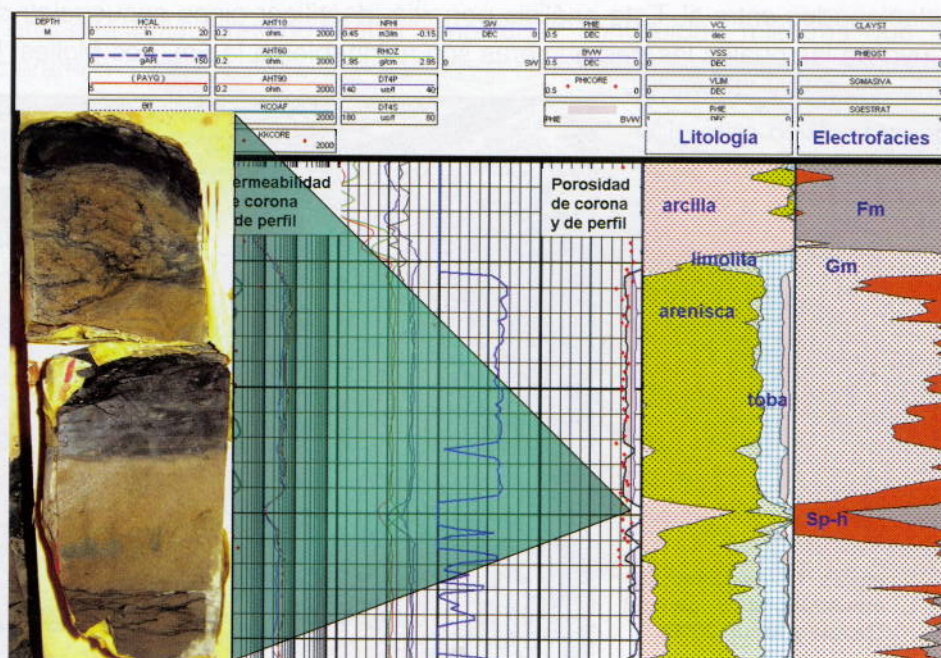


Figura 9. Determinación de electrofacies y fotografía de testigo corona.



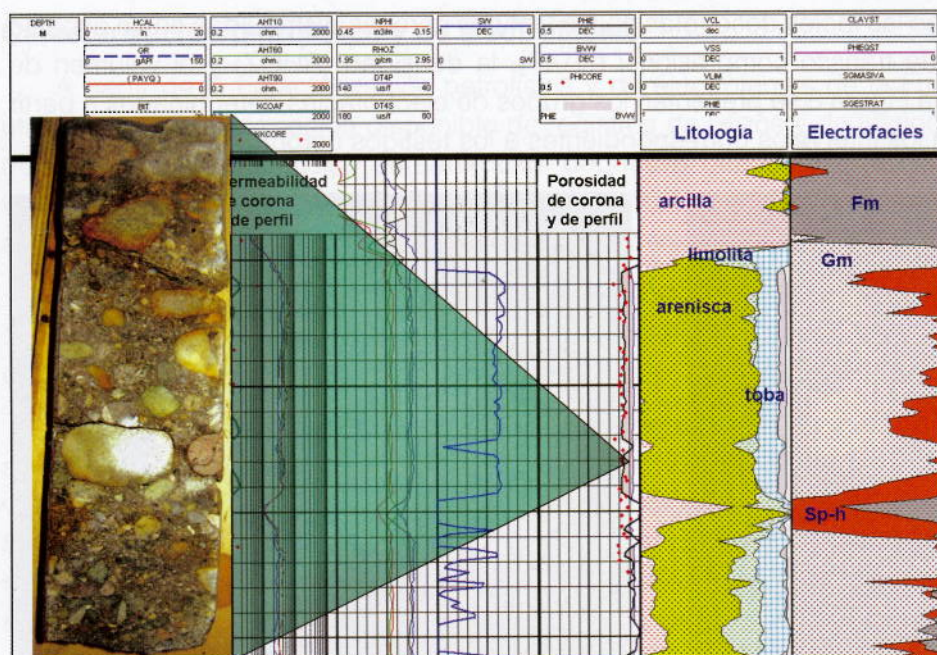


Figura 10. Determinación de electrofacies y fotografía de testigo corona

En cada uno de los 10 pozos seleccionados para el estudio se dividió a la Formación Los Molles en tres miembros (inferior, medio y superior) y sobre esa columna se realizaron los análisis de volumen de arcilla, estimación de la porosidad y el modelo petrofísico.

### Caracterización sismoestratigráfica y atributos

A partir del análisis sismoestratigráfico sobre el cubo sísmico 3D del área Agua del Cajón se determinaron diferentes secuencias deposicionales dentro del Gr. Cuyo y principalmente dentro de la Fm. Los Molles (Zavala y Arcuri 2006).

Las observaciones e identificaciones de las superficies de discontinuidad dentro de estas unidades se efectuaron mediante la caracterización de las terminaciones de los reflectores (*onlap*, *downlap*, truncaciones erosivas y concordancias) las cuales limitan conjuntos de reflectores genéticamente relacionados entre sí. Este análisis permitió identificar cinco secuencias deposicionales para el Gr. Cuyo de las cuales las tres primeras son asignables a la Fm. Los Molles. En la Figura 11, se muestra una síntesis del ordenamiento básico para el intervalo analizado.

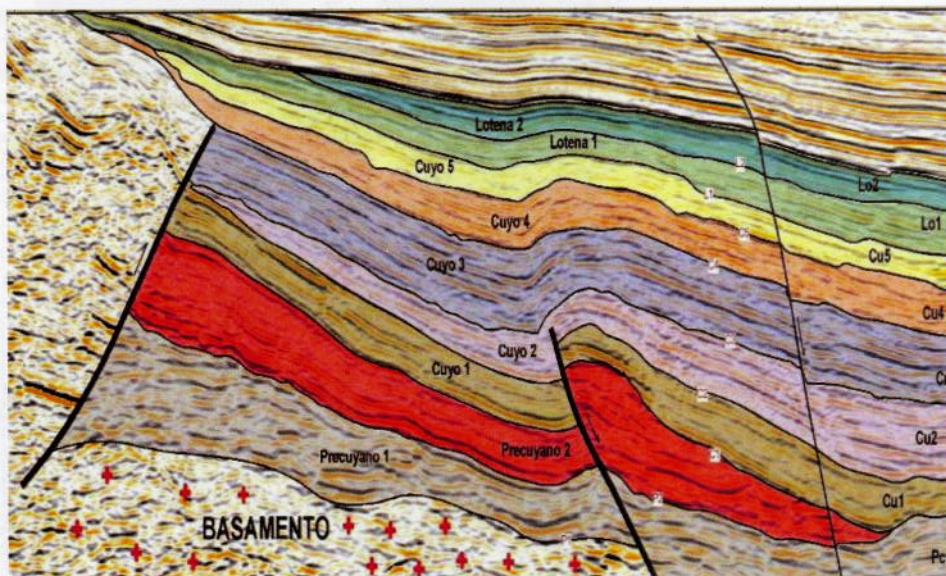


Figura 11. Esquema sismoestratigráfico general (Zavala y Arcuri 2006).



## Descripción de las Secuencias Deposicionales

### Secuencia Cuyo 1

Esta secuencia es asignada al Pliensbaquiano y se reconoce con una amplia distribución en la zona de estudio. De acuerdo a los controles de pozo esta secuencia involucra predominantemente depósitos finos (pelíticos) bituminosos y en menor proporción a niveles arenosos finos. Con esta secuencia se inicia la acumulación del Gr. Cuyo, el cual se dispone discordantemente sobre los depósitos volcánicos del Grupo Precuyo (Figura 12).

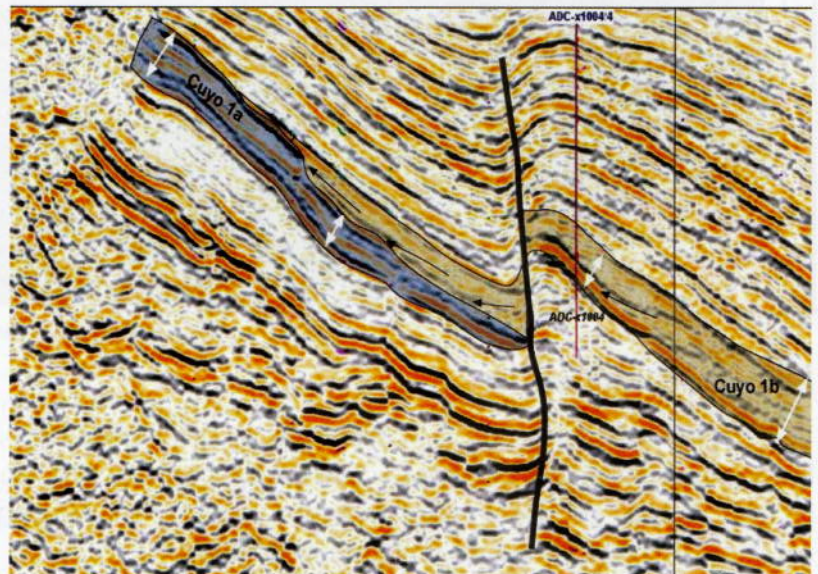


Figura 12. Secuencia Cuyo 1, Pliensbachiano (Zavala y Arcuri 2006).

### Secuencias Cuyo 2 y Cuyo 3

Estas secuencias se caracterizan por reflectores continuos de gran distribución en el área. Dichos reflectores muestran generalmente una divergencia hacia el norte. De acuerdo con el control de pozos, las secuencias Cuyo 2 y Cuyo 3 corresponderían a la Fm. Los Molles, y son asignadas tentativamente al Toarciano.

La secuencia Cuyo 2 presenta reflectores de menor amplitud y continuidad mientras que la secuencia Cuyo 3 muestra claramente reflectores de alta amplitud y mayor continuidad que la anterior. Ambas secuencias muestran claras evidencias de *onlap* hacia el ámbito de la dorsal, y una distribución transgresiva, traslapando progresivamente hacia los altos estructurales (Figura 13).

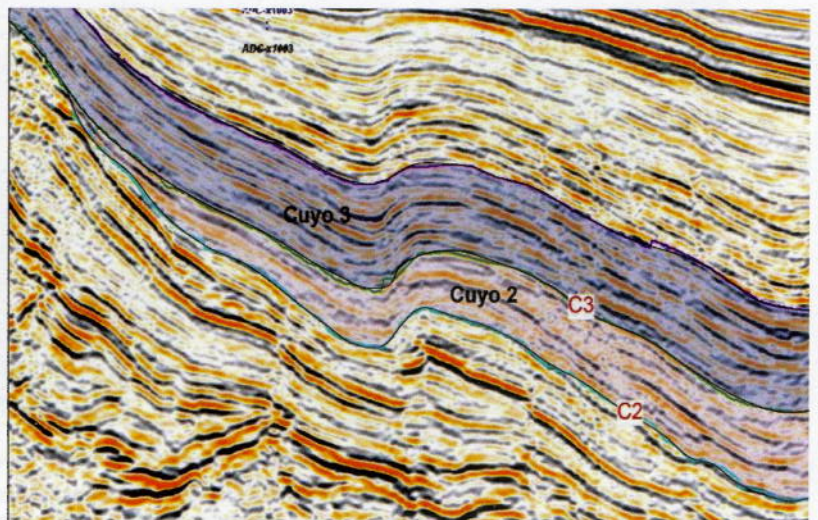


Figura 13. Secuencias Cuyo 2 y 3, Toarciano (Zavala y Arcuri 2006).



A partir del mapeo de los horizontes se realizaron los mapas isócronos correspondientes a cada nivel. En la Figura 14, se muestra la estructura previa a la acumulación de los depósitos del Gr. Cuyo inferior.

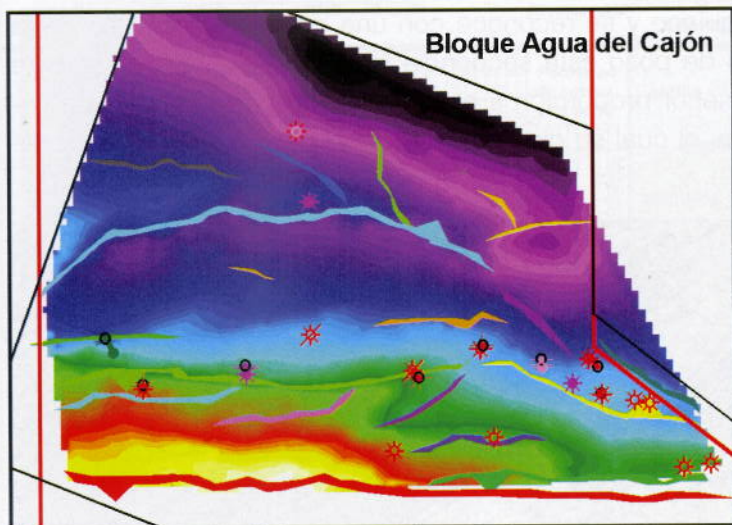
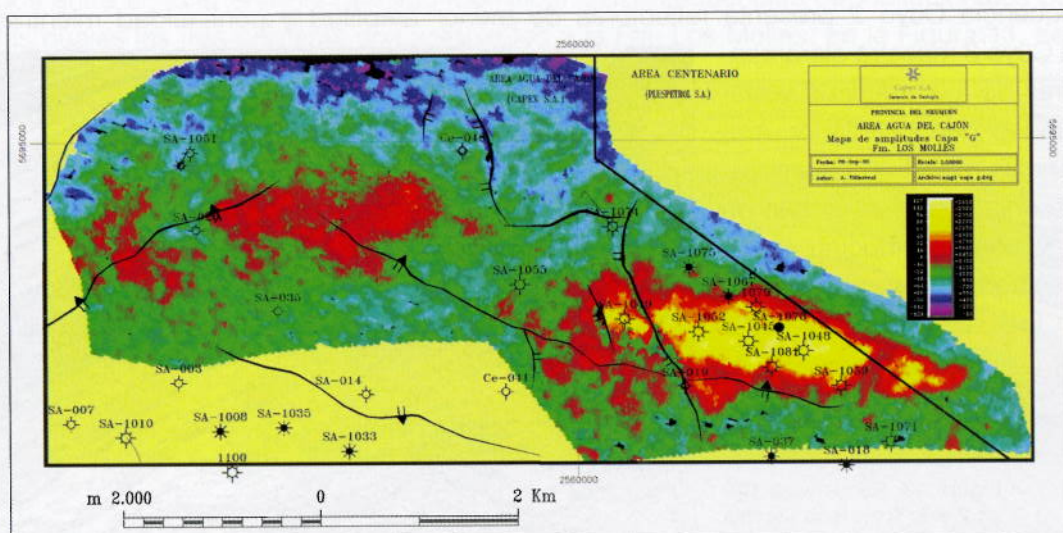


Figura 14. Mapa isócrono al tope del grupo Precuyo.

### Atributos Sísmicos

Con la finalidad de resaltar características de la forma de los reflectores sísmicos y distribución de las anomalías sísmicas de amplitud dentro del cubo de inversión de trazas en el área Agua del Cajón se elaboró el mapeo de un nivel conspicuo dentro de la secuencia Cuyo 3, denominada "arenisca G" así como se realizó una extracción de amplitudes.

El resultado reveló una importante anomalía donde se ubican varias perforaciones y se han obtenido algunas coronas, lo que permitió calibrar las características de la misma. La anomalía presenta un aspecto elongado con orientación ESE-ONO y una extensión longitudinal de aproximadamente 13 km y un ancho máximo de 3,5 km (Figuras 15 y 16). Una característica interesante de esta anomalía, es que hacia el este la misma se encuentra más confinada (950 m), mientras que hacia el oeste se extiende progresivamente hasta superar los 2500 metros.





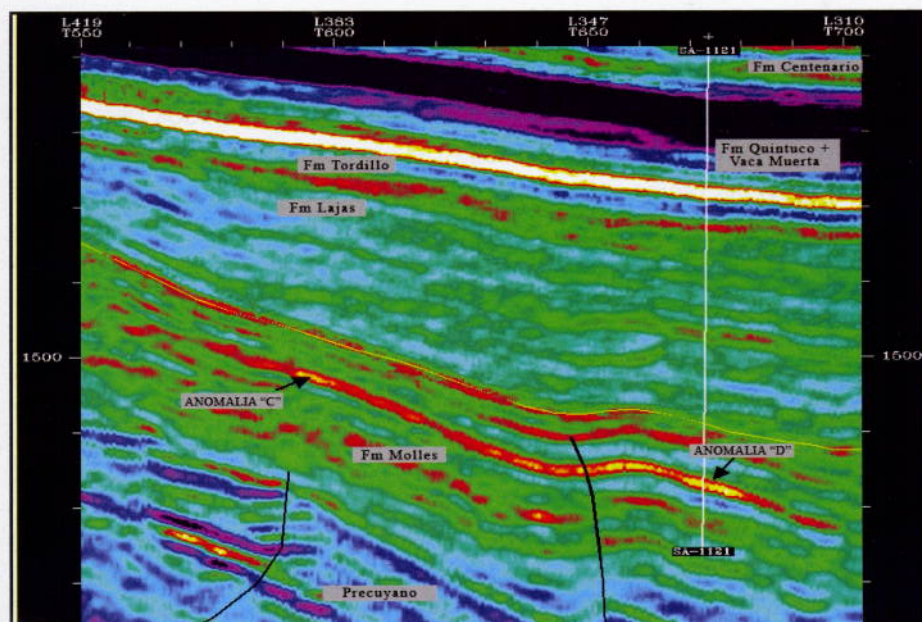


Figura 16. Detalle de la anomalía de la "arenisca G".

La asimetría de la anomalía sugiere asimismo un aporte desde el sudeste, característica confirmada al analizar las paleocorrientes en los perfiles de buzamiento. De acuerdo al análisis de las coronas y la integración del análisis de afloramientos (Cerro Lotena), se podría interpretar a esta anomalía como depósitos de sistemas hiperpícnicos.

En la Figura 17 se presenta un mapa de facies, en la cual se indica la posible distribución de los cuerpos conglomerádicos (rojos), arenosos (amarillos) y areno-limolíticos (verdes).

A pesar de haberse acumulado en un medio marino relativamente profundo, estos depósitos muestran similares condiciones a depósitos fluviales, ya que corresponden a la extensión subácuea de los mismos durante crecidas excepcionales (Zavala y Arcuri 2006).

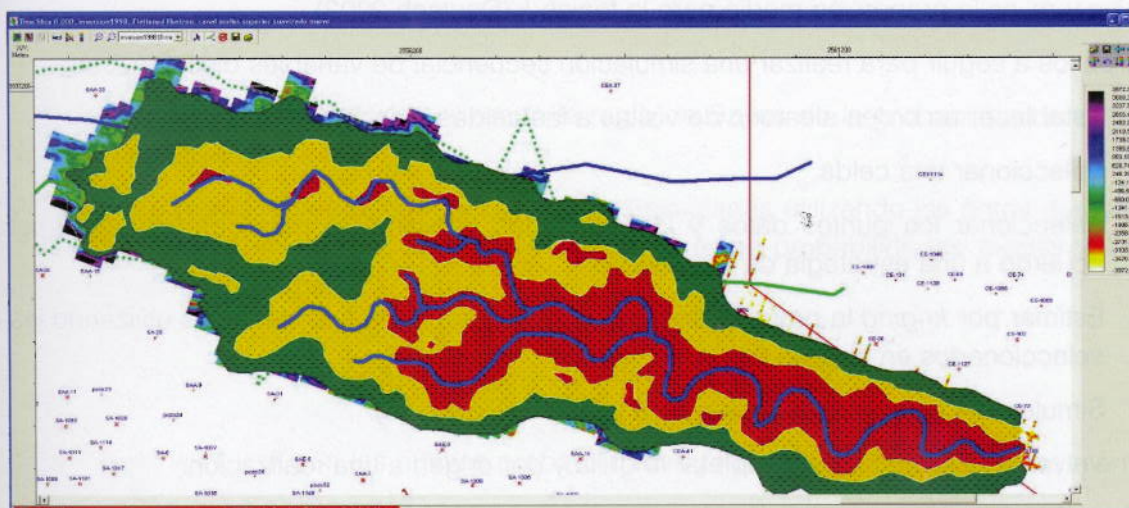


Figura 17. Mapa de facies efectuado a partir de los mapas de atributos correspondientes a la "arenisca G". Estos depósitos corresponderían a depósitos de sistemas hiperpícnicos, desarrollados en zonas topográficas bajas durante la acumulación del Grupo Cuyo. Se indican en rojo los depósitos arenoso-conglomerádicos, mientras que los depósitos arenosos se indican en amarillo (Zavala y Arcuri 2006).



## MODELADO ESTOCÁSTICO TRIDIMENSIONAL

Se realizó un modelado estocástico tridimensional de facies a partir de las electrofacies, la porosidad efectiva correspondiente a cada una de ellas y los atributos sísmicos derivados de la inversión elástica para toda la Fm. Los Molles. Los métodos de simulación empleados fueron la "Simulación Secuencial Indicadora" para las facies clásticas y la "Simulación Secuencial Gaussiana" convencional para la porosidad.

### Simulación Secuencial Indicadora

Esta simulación está basada en grillas y se orienta a la simulación de variables discretas o categóricas que son mutuamente excluyentes, en este caso en particular solamente una facies es posible en un punto en el espacio. De esta forma, si la facies esta presente el valor de la variable indicadora es  $I(k) = 1$ , de lo contrario  $I(k) = 0$ .

Este formalismo expresa la probabilidad (función densidad de probabilidad) de existencia de una facies  $k$  en una posición espacial. Entre los puntos donde existe dicha facies y donde no está presente, existen transiciones que pueden ser estimadas con el método convencional de "Kriging de Indicadores".

Si se tienen  $K$  facies y  $n$  puntos datos correspondientes a  $u$  posiciones, entonces habrá  $I(u_\alpha, k)$  con  $\alpha = 1, \dots, n$  y  $k = 1, \dots, K$  valores indicadores compuestos de ceros y unos, que indican la ocurrencia de las distintas facies que componen el conjunto sedimentario.

Cada facies tendrá su variograma indicador y mediante la técnica de *kriging* se puede calcular el valor de probabilidad condicional en la nueva ubicación de acuerdo con:

$$p_k^*(u) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha(u) I(u_\alpha; k) + [1 - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha(u)] m_k$$

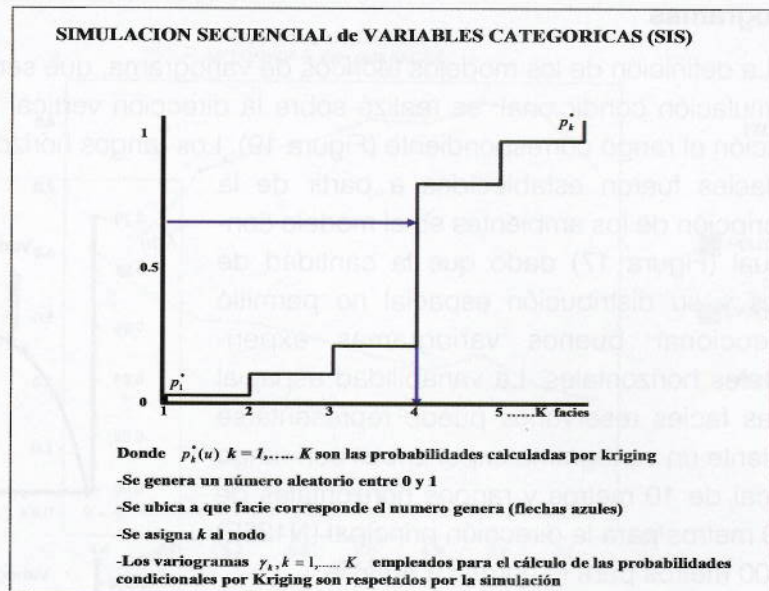
donde  $p_k^*(u)$  es la probabilidad condicional para cada tipo de roca  $k$  en la posición nueva  $u$ , y  $\lambda_\alpha$  son los pesos para cada punto vecino ubicado en  $u_\alpha$  calculado por el sistema de ecuaciones normales del *kriging* y  $m_k$  es la proporción media para la facies  $k$  (Deutsch 2002).

Los pasos a seguir para realizar una simulación secuencial de variables discretas son:

- Establecer un orden aleatorio de visitas a las celdas (sendero aleatorio).
- Seleccionar una celda.
- Seleccionar los puntos datos y los simulados previamente más cercanos a la celda de acuerdo a una estrategia de búsqueda.
- Estimar por *kriging* la probabilidad condicional para cada tipo de facies utilizando los datos seleccionados en el paso c).
- Simular una categoría de facies para la celda (Figura 18).
- Volver al paso b) hasta completar la grilla y dar origen a una realización.



Figura 18. Simulación de variables categóricas.



### Calibración de las facies con los productos de la inversión elástica (Impedancias P y S, Lambda Rho y Mu Rho)

La simulación secuencial indicadora puede ser potenciada utilizando la relación existente entre las facies y algún atributo proveniente de la sísmica (en este caso los atributos mencionados anteriormente).

Para ello es necesario realizar un paso previo que consiste en la calibración de ambos tipos de datos. Se denomina calibración a la determinación de la probabilidad de cada facie para cada rango de la sísmica, es decir:

$p\left(\frac{k}{ia_j}\right) k = 1, \dots, K, j = 1, \dots, N_{ia}$  donde  $p\left(\frac{k}{ia_j}\right)$  es la probabilidad condicional de la facies  $k$ , para las  $j$  clases del atributo sísmico  $ia_j$ .

Estas probabilidades son evaluadas en todos los pozos que poseen el atributo (muestreado del cubo puesto en profundidad) y las facies correspondientes.

### Criterio Bayesiano

Una vez efectuada la calibración utilizando la regla de Bayes de la probabilidad condicional se puede afirmar lo siguiente:

dadas las probabilidades a priori  $i^*(u; k)$ ,  $k = 1, \dots, K$  simuladas utilizando los datos duros (facies o espesores permeables) solamente, es posible actualizar estas probabilidades mediante el criterio Bayesiano definido como sigue:

$$i^{**}(u; k) = i^*(i; k) \cdot \frac{p\left(\frac{k}{ia_u}\right)}{p_k} \cdot C, k = 1, \dots, K$$

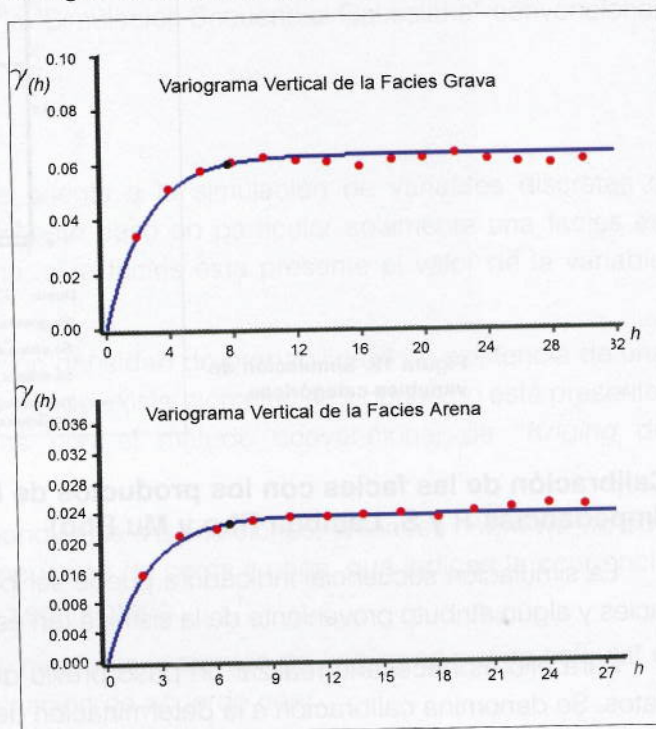
donde  $i^{**}(u; k)$ ,  $k = 1, \dots, K$  son las nuevas probabilidades (*a posteriori*) para las facies  $k$  en la posición  $u$ ,  $p\left(\frac{k}{ia_u}\right)$  son las probabilidades condicionales para las facies  $k$  en la ubicación  $u$  de acuerdo a su composición en atributos sísmicos  $ia_u$ ,  $p_k$  son las proporciones globales de las  $K$  facies y  $C$  es un factor de normalización para asegurarse que la sumatoria de las probabilidades de todas las facies en cada nodo sea igual a 1 (Deutsch 2002; Kelkar y Pérez 2002).



## Variogramas

La definición de los modelos teóricos de variograma, que serán utilizados en la etapa posterior de la simulación condicional, se realizó sobre la dirección vertical (donde hay más datos) con la identificación el rango correspondiente (Figura 19). Los rangos horizontales y direcciones principales para las facies fueron establecidos a partir de la descripción de los ambientes en el modelo conceptual (Figura 17) dado que la cantidad de pozos y su distribución espacial no permitió confeccionar buenos variogramas experimentales horizontales. La variabilidad espacial de las facies reservorios puede representarse mediante un variograma exponencial con rango vertical de 10 metros y rangos horizontales de 5000 metros para la dirección principal (N125E) y 3000 metros para la normal a aquella.

Figura 19. Variogramas verticales de las facies grava y arena.



## Calibraciones

Una vez puestos en profundidad los diferentes cubos, se procedió a la construcción de los gráficos de probabilidad por facies de acuerdo a la respuesta de los atributos en cada una de ellas. Los gráficos se analizan de acuerdo a la siguiente premisa: si los atributos fueran independientes de las facies, las probabilidades de ocurrencia de valores sísmicos serían similares en todas aquellas. De ocurrir lo contrario, se concluye que la respuesta sísmica es sensible a las facies, pudiendo tener dicha sensibilidad un amplio rango de matices.

De todos los atributos considerados la impedancia  $S$  resultó poseer más sensibilidad a las variaciones faciales. En la Figura 20 se ilustra un histograma de la composición de la impedancia  $S$  para cada una de las tres facies consideradas. Como se puede apreciar las facies reservorios (grava y arena) son más frecuentes en el rango entre 4400 y 6400 unidades de impedancia  $S$ . Las pelitas son numéricamente dominantes debido a las características de la formación y se las encuentra en todo el rango de valores del atributo mencionado.

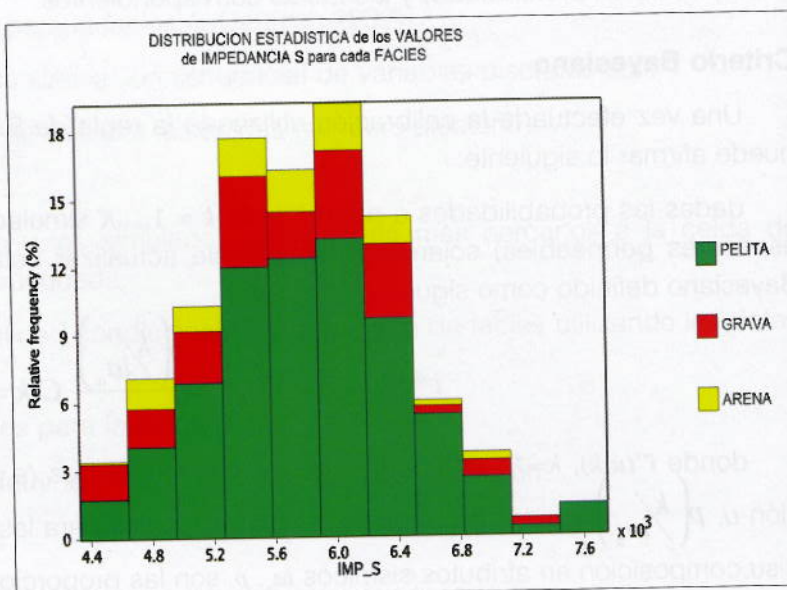


Figura 20. Distribución estadística de la impedancia  $S$  para las distintas facies.



En el gráfico de probabilidad de la Figura 21 se verifica la apreciación anterior donde las facies finas son más probables en valores altos de la impedancia S y las gruesas son más frecuentes en los valores medios a bajos de la misma. Las facies de arenas tienen una respuesta ambigua, como lo demuestra la ausencia de modas significativas en el gráfico.

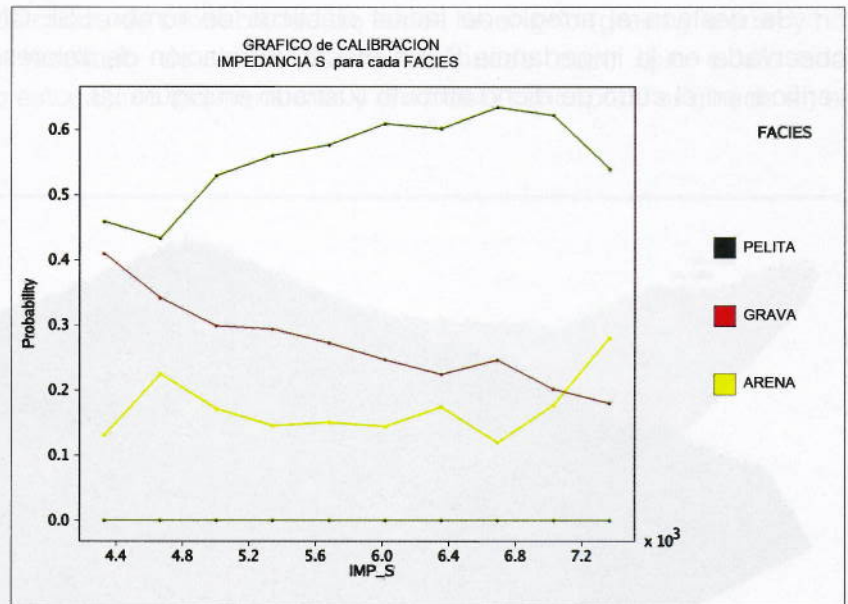


Figura 21. Probabilidad de ocurrencia de las facies en función de valores de impedancia S.

### Resultados de la simulación

Se efectuaron 30 realizaciones para todo el volumen conteniendo los tres niveles de la Fm. Los Mollés y luego se calculó la probabilidad de ocurrencia de cada facies en el conjunto de dichas realizaciones. La Figura 22 ilustra el modelo tridimensional de facies más probables, mostrando en el tope una sección horizontal al principal reservorio productivo ("arenisca G").

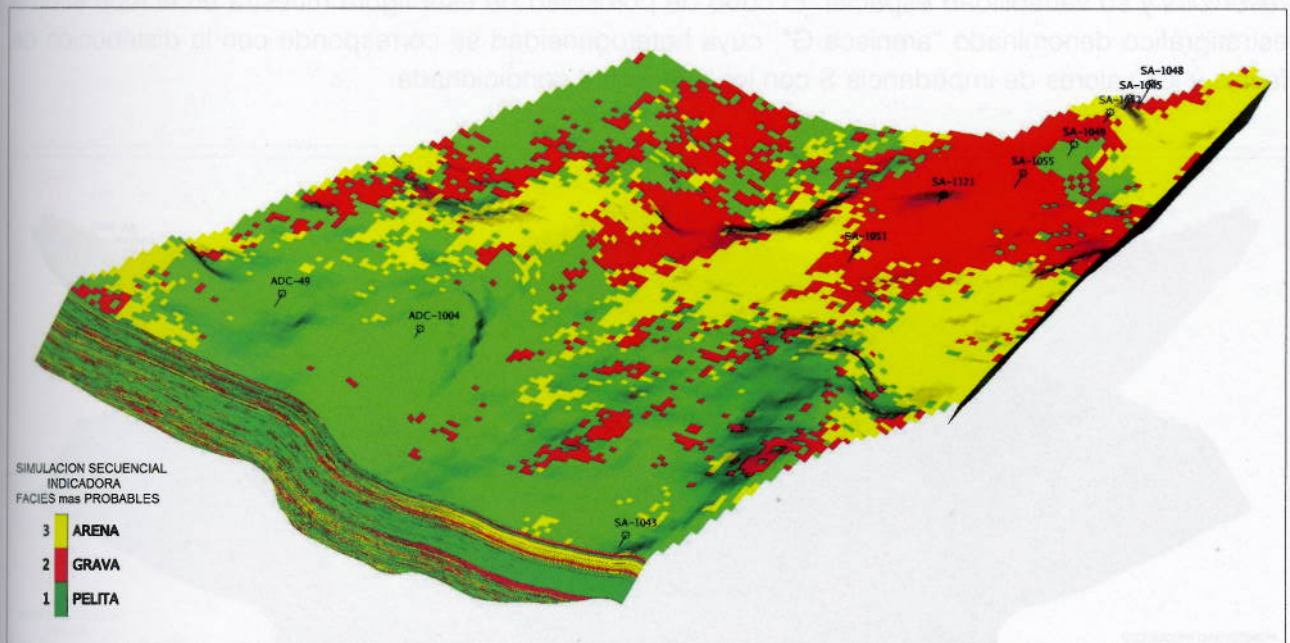


Figura 22. Modelo tridimensional de facies en el tope de una sección a la "arenisca G".



Se destaca el arreglo de facies clásticas de rumbo ESE-ONO que coincide con la tendencia observada en la impedancia S. En efecto, la relación de valores de facies e impedancia se puede verificar en el cubo de dicho atributo ilustrado en Figura 23.

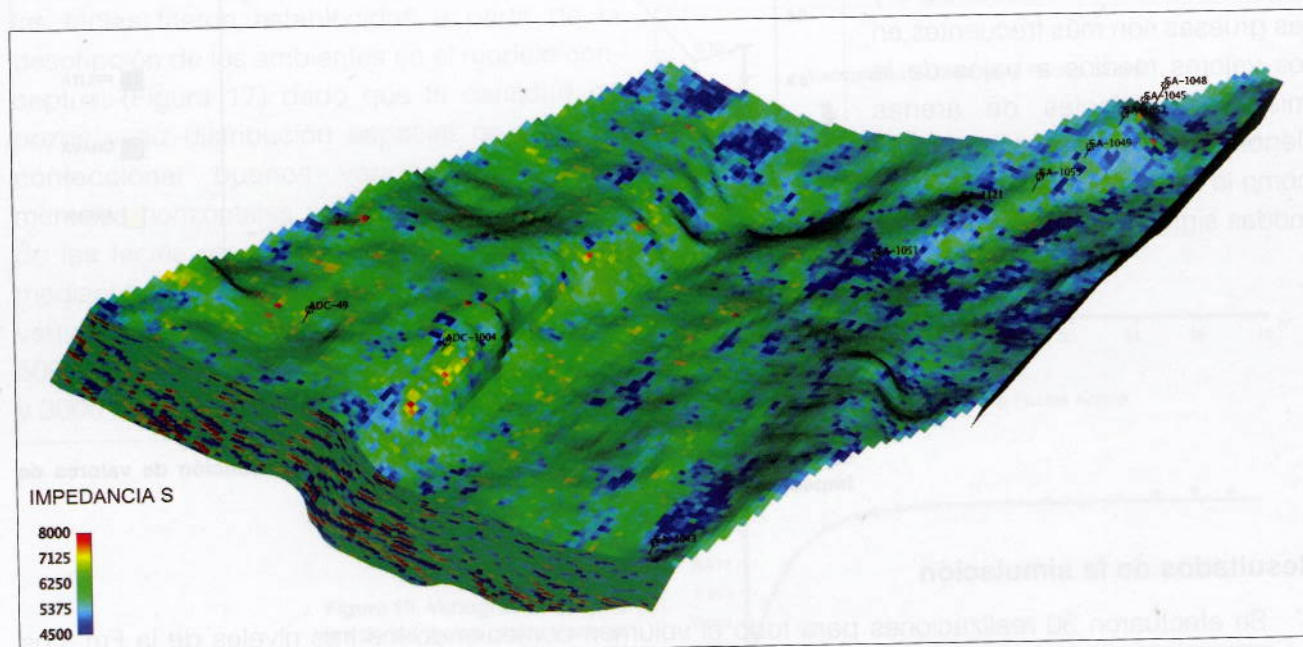


Figura 23. Impedancia S mostrando en el tope una sección a la "arenisca G".

La porosidad promedio fue simulada mediante el método gaussiano convencional y condicionada a las facies reservorio (Figura 24). Se pueden observar los valores bajos característicos de los *tight reservoirs* y su variabilidad espacial. El cubo de porosidad de esta figura muestra en el tope el nivel estratigráfico denominado "arenisca G", cuya heterogeneidad se corresponde con la distribución de facies y los valores de impedancia S con los cuales fue condicionada.

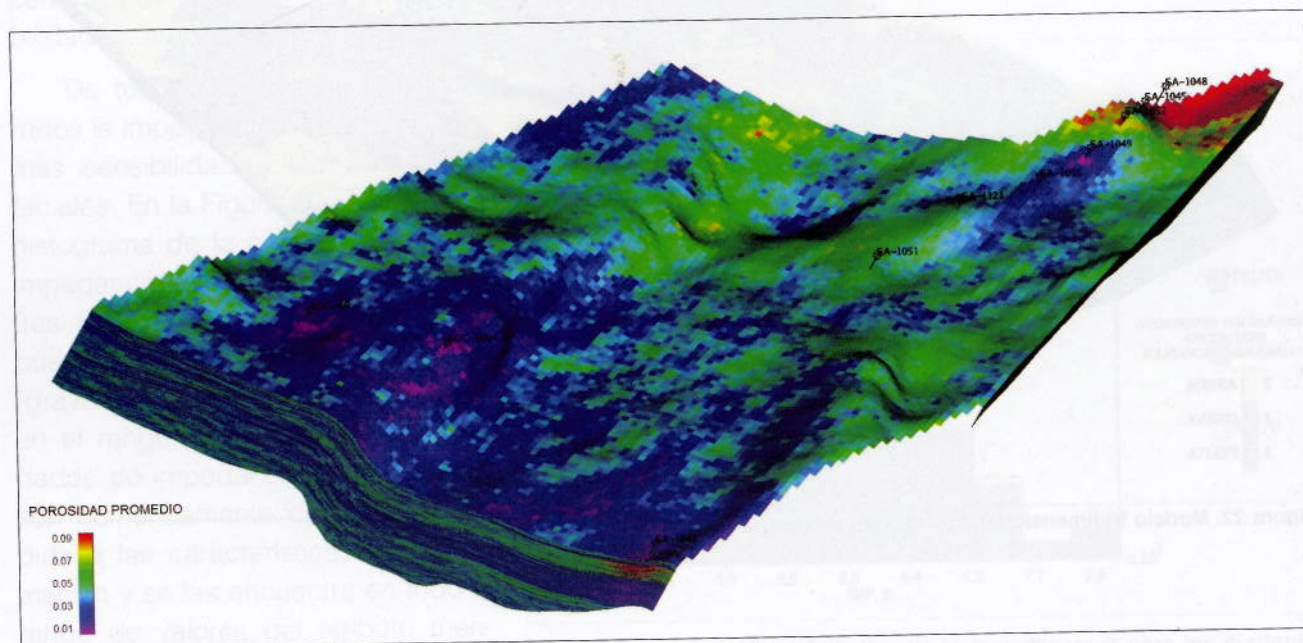


Figura 24. Porosidad máxima mostrando en el tope una sección a la "arenisca G".



Las Figuras 25 y 26 muestran los cubos de probabilidad de facies reservorio (grava y arena) y no reservorio respectivamente. Como resultado de la simulación se puede decir que existe una coherencia espacial entre el modelo estocástico tridimensional y el modelo conceptual originado en el análisis geológico previo.

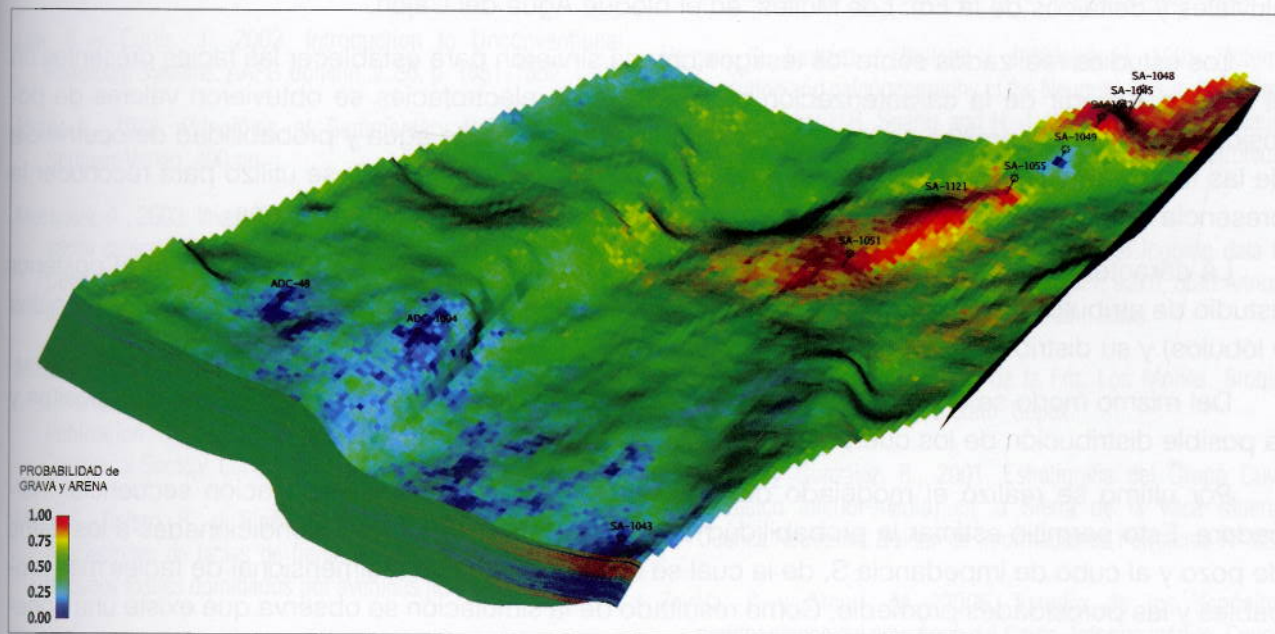


Figura 25. Cubo de probabilidad de facies psefiticas y psamíticas.

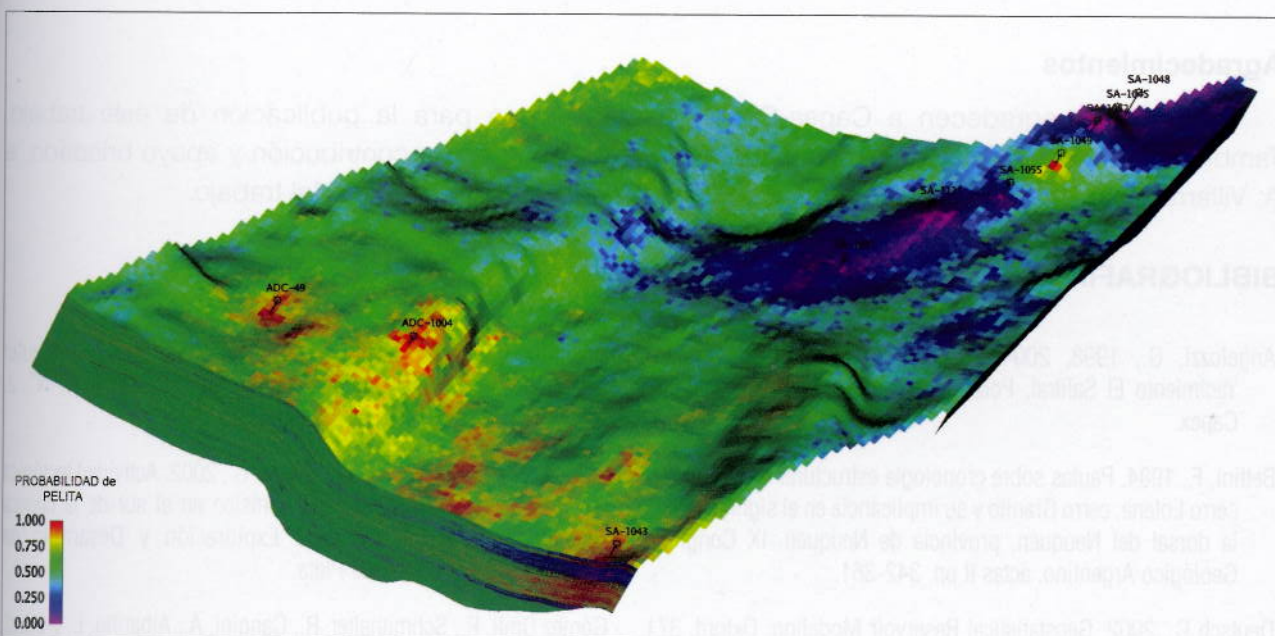


Figura 26. Cubo de probabilidad de facies políticas.



## CONCLUSIONES

La integración de facies sedimentarias en testigos corona, de electrofacies en perfiles de pozo, de datos sismoestratigráficos y la simulación secuencial estocástica, ha permitido elaborar un modelo geológico-sedimentario para los reservorios del tipo *tight* desarrollados en ambientes de abanicos aluviales y deltaicos de la Fm. Los Molles, en el bloque Agua del Cajón.

Los estudios realizados sobre los testigos corona sirvieron para establecer las facies presentes en el bloque. A partir de la caracterización petrofísica y de electrofacies se obtuvieron valores de porosidad, volumen de arcillas, espesor de reservorio, saturación de agua y probabilidad de ocurrencia de las facies determinadas. Asimismo, el modelo petrofísico desarrollado se utilizó para reconocer la presencia de estas facies en aquellos pozos que no cuentan con testigos coronas.

La caracterización sismoestratigráfica, en donde se distinguieron tres secuencias, y el posterior estudio de atributos sísmicos, permitieron delimitar las geometrías de los cuerpos reservorios (canales y lóbulos) y su distribución areal.

Del mismo modo se elaboró un mapa de facies que facilitó la interpretación de estos depósitos y la posible distribución de los cuerpos conglomerádicos, arenosos y pelíticos.

Por último se realizó el modelado de estas propiedades mediante simulación secuencial indicadora. Esto permitió estimar la probabilidad de ocurrencias de las facies condicionadas a los datos de pozo y al cubo de impedancia *S*, de la cual se obtuvo un modelo tridimensional de facies más probables y las porosidades promedio. Como resultado de la simulación se observa que existe una coherencia espacial entre el modelo tridimensional y lo observado en el análisis previo.

Se concluye entonces, que a partir de la integración de distintos estudios se puede predecir la ocurrencia de las facies y su distribución regional, así como las más propicias desde el punto de vista petrofísico para la búsqueda y explotación de hidrocarburos.

En el ámbito de la Dorsal de Huincul existen importantes espesores de areniscas y conglomerados distribuidos a profundidades mayores que 3000 metros. Estos cuerpos, potenciales reservorios de gas, en un futuro cercano serán objetivos económicos rentables.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a Capsa-Capex la autorización para la publicación de este trabajo. También un especial agradecimiento a C. Zavala y M. Arcuri por la contribución y apoyo brindado, a A. Villarreal por los trabajos realizados y a S. Barredo por la lectura crítica del trabajo.

## BIBLIOGRAFIA

- Angelozzi, G., 1998, 2004. Estudios bioestratigráficos en el Yacimiento El Salitral, Pcia. del Neuquén. Informes inéditos, Capex.
- Bettini, F., 1984. Pautas sobre cronología estructural en el área del cerro Lotena, cerro Granito y su implicancia en el significado de la dorsal del Neuquén, provincia de Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, actas II pp. 342-361.
- Deutsch C., 2002. Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford, 371 pp.
- Doveton, J., 1994. Geologic Log Analysis Using Computer Methods. AAPG Computer Applications in Geology, N° 2. AAPG, Tulsa, Oklahoma 170.
- Freije, H., Azua, G., Ponce, J. y Zavala, C., 2002. Actividad tectónica y estructuras de crecimiento jurásico en el sur de la cuenca neuquina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Gómez Omil, R., Schmithalter, R., Cangini, A., Albariño, L. y Corsi, A., 2002. El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul,



- consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras, Cuenca Neuquina. V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002
- Kelkar M. y Perez G., 2002. Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. SPE, 263 pp., Texas.
- Law, B. y Curtis, J., 2002. Introduction to Unconventional Petroleum Systems: AAPG Bulletin, v. 86, p. 1851-1852.
- Miall, A., 1978. Principles of Sedimentary Basin Analysis, Springer-Verlag, 490 pp.
- Mosquera, A., 2002. Inversión tectónica del Jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, Área de los Bastos. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, 2002.
- Moss, B., 1997. The partitioning of petrophysical data: a review. In Developments in Petrophysics. Geological Society Special Publication N° 122. Ed: M. Lovell and P. Harvey. The Geological Society, London.
- Mutti, E., Tinterri, R., di Biase, D., Fava, L. y N. Mavilla, 2001. Asociaciones de facies de frente deltaico en sistemas fluvio-deltaicos fósiles dominados por avenidas fluviales. BIP, Marzo.
- Naik, G., 2006. Tight gas reservoirs. An unconventional natural energy source for the future. Association of Petroleum Geologists of India, 32 pp.
- Orchuela, I., Ploszkiewics, V. y Viñes, R., 1981. Reinterpretación estructural de la denominada "Dorsal Neuquina". VIII Congreso Geológico Arg. Actas III, Buenos Aires.
- Ploszkiewics, V., Orchuela, I., Vaillard, J. y Viñes, R., 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la Falla de Huincul, IX Congreso Geológico Argentino, Bariloche.
- Rial, G., 1998. Estudio petrofísico, petrográfico y sedimentológico de tres coronas en el pozo Sa-1048. Informe inédito, Capex.
- Vergani, G., Tankard, J., Bellotti, J. y Welsink, H., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En: J. Tankard, R. Suárez and H. J. Welsink (Eds): Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.
- Serra, O. y Abbot, H., 1980. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. Paper SPE 9270, 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Texas.
- Stinco, L., 2007. Caracterización de la Fm. Los Molles, Bloque Agua del Cajón. Informe inédito, Capex.
- Zavala, C. y González, R., 2001. Estratigrafía del Grupo Cuyo (Jurásico inferior-medio) en la Sierra de la Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. Boletín de informaciones Petroleras N° 65.
- Zavala, C y Arcuri, M., 2006. Estudio de los depósitos prethionianos del área Agua del Cajón. Informe Inédito, Capex.
- Zumel, J., García, R. y Pando, G., 2002. Los reservorios del Grupo Cuyo Inferior. En Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Schiuma, Hinterwimmer y Vergani (editores), IAPG.