

MODELADO ESTÁTICO DE UN YACIMIENTO MADURO DE GAS. PUERTO TOUQUET. CUENCA NEUQUINA. ARGENTINA

Mariana Allo¹, Federico Mas Cattapan², Sebastián María¹

1: Pluspetrol S.A. mallo@pluspetrol.net, smaria@pluspetrol.net

2: CGC. federico_mccattapan@cgc.com.ar

Palabras clave: **Modelo estático, Yacimientos maduros, Miembro Cutral-Có, Canal Rojo**

ABSTRACT

Mature Gas Reservoir, Static Model. Puerto Touquet. Neuquén Basin. Argentina

Puerto Touquet is a gas and condensate field located to the south of the Huincul High in the Neuquén Basin. The cumulative production since 1996 from the Los Molles Formation is 34 BCF. In order to estimate the remaining potential, and to identify the most convenient development strategy at this mature stage, a static model was developed and a dynamic simulation was performed. The model is based on the reinterpretation of seismic, well, and petrophysical data. From this model eight reservoirs were identified. Seven of them belong to the Cutral-Có Member of the Molles Formation, deposited as fan delta lobes. Above, and separated by an important erosion surface, lies the eighth, the Canal Rojo reservoir which is interpreted as being deposited in a marine subaqueous channel system, with at least two different channel fill episodes. The lowermost six reservoir units are separate hydraulic units, whereas the uppermost two, informally named Amarillo Superior and Canal Rojo, share the same gas-water contact, thus composing a single producing unit.

INTRODUCCIÓN

Un yacimiento de hidrocarburos se considera maduro cuando la producción cae a niveles tan bajos que peligra la economicidad del mismo. Antes de tomar cualquier decisión estratégica se debe estimar el potencial remanente del campo. Para ello es sumamente útil la realización de un modelo estático, con objetivo de representar la geología del subsuelo y sus propiedades, para luego estimar con mayor precisión los recursos presentes en un campo, como así también la simulación del mismo permite optimizar el plan de desarrollo para el yacimiento.

Para el área Puerto Touquet se realizó un modelo estático que se extiende en un área de 59 km² delimitada por un polígono arbitrario que involucra 29 pozos del yacimiento, correspondientes a Puerto Touquet, La Chilca y Puerto Billar. La estructura principal donde se encuentra la zona de mayor producción es un anticlinal generado por la inversión tectónica que afecta a la Dorsal de Huincul de orientación aproximadamente E-W y con fallas normales de dirección N-S.

Se modelaron los reservorios correspondientes al Miembro Cutral - Có de la Formación Los Molles y los depósitos de canal submarino, dentro del Miembro Pelítico Superior de la misma formación, denominado informalmente Canal Rojo. Estos niveles forman parte del Grupo Cuyo. Se utilizaron los registros eléctricos de pozos, sus interpretaciones petrofísicas, interpretación y atributos sísmicos, descripciones litológicas y estudios realizados sobre cuatro coronas tomadas en tres de los ocho niveles de interés.

MARCO GEOLÓGICO Y ANTECEDENTES

El Yacimiento Puesto Touquet está ubicado en el ámbito de la Dorsal de Huincul, al sur de la Cuenca Neuquina (Figura 1). La Dorsal de Huincul es un rasgo morfológico estructural sobresaliente, de orientación E-O, que se extiende por más de 250 km. Está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación preferencial E-O fuertemente asimétricas con vergencia predominantemente sur, que involucra desde el basamento Paleozoico hasta los sedimentos del Cretácico Superior (Orchuela, *et al.*, 1981 y Ploszkiewicz, *et al.*, 1984).

En el año 1983, YPF perforó el pozo exploratorio PTu.x-1, descubridor del yacimiento. En 1994, Pluspetrol, realizó la perforación del pozo PTu-1001 y en 1996 comienza la producción del

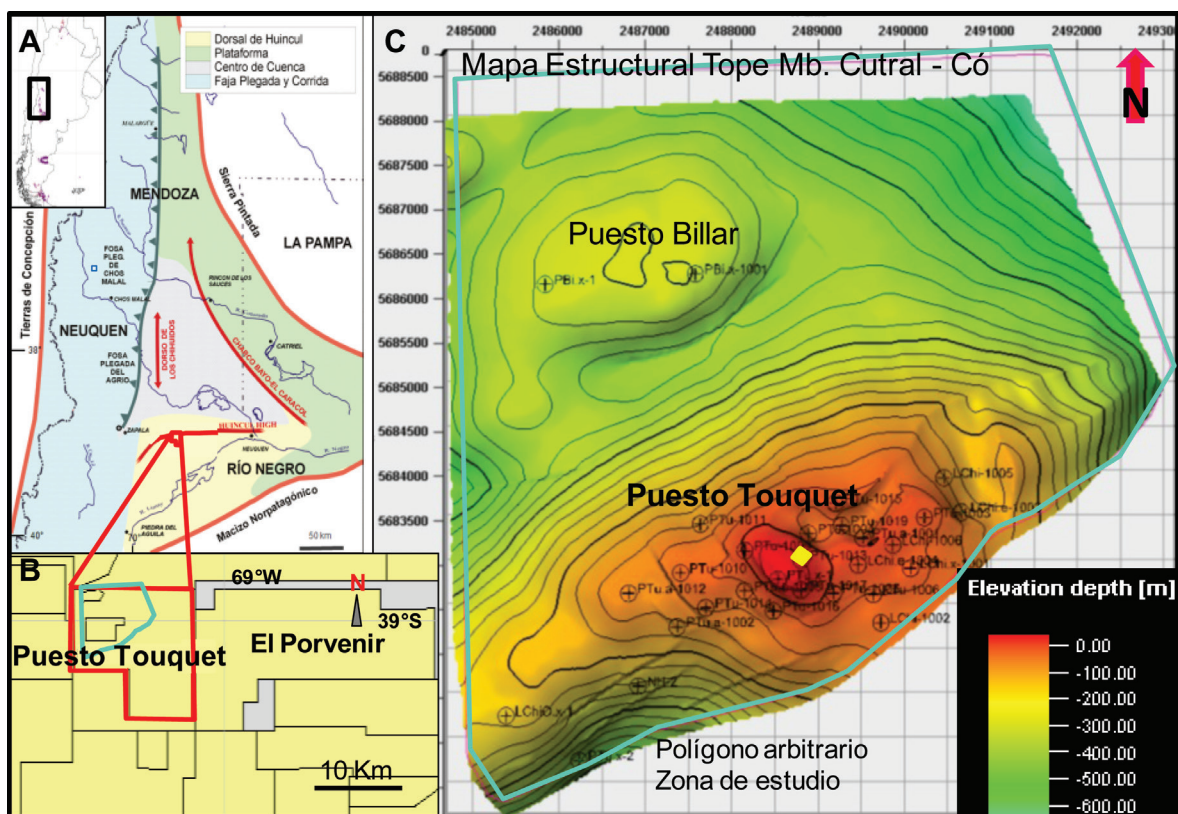


Figura 1. Mapa de ubicación. A: Mapa tectónico de la Cuenca Neuquina. B: Ubicación del área de concesión Puesto Touquet, C: Mapa estructural en profundidad al tope del Miembro Cutral - Có en la zona de estudio, delimitado por un polígono arbitrario, que involucra a los yacimientos Puesto Touquet y Puesto Villar (Rombo Amarillo: Pozo PTu-1013, descrito en los informes de corona).

campo. Los reservorios productivos, de gas y condensado, tenían una presión original de 63 kg/cm² a la fecha la presión a caído a 30 kg/cm², a 100 mbnm. La producción diaria es de 85 Mm³/día, la producción acumulada es de 34 BCF.

GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO

Los reservorios de interés son las areniscas del Miembro Cutral - Có y las facies denominadas Canal Rojo (Figura 2). Gómez Omil, *et al.* (2002), postulan que el Miembro Cutral - Có, habría sido depositado por flujos de detritos generando geometrías de lóbulos amalgamados, de tipo fan deltas, de orientación aproximadamente N-S. Pando, *et al.* (1984) y Kim, *et al.* (en este congreso) sugieren un esquema regional que posiciona a la región de Puesto Touquet en un ambiente marino profundo, con depósitos turbidíticos, cuya zona de aporte fue el Alto Challacó.

Por su parte, el Canal Rojo es un cañón submarino vinculado a un ambiente de plataforma distal a talud, asociado a variaciones relativas del nivel del mar. El mismo se encuentra inciso en el miembro Pelítico Superior, de la Formación Los Molles, con una orientación SSO-NNE.

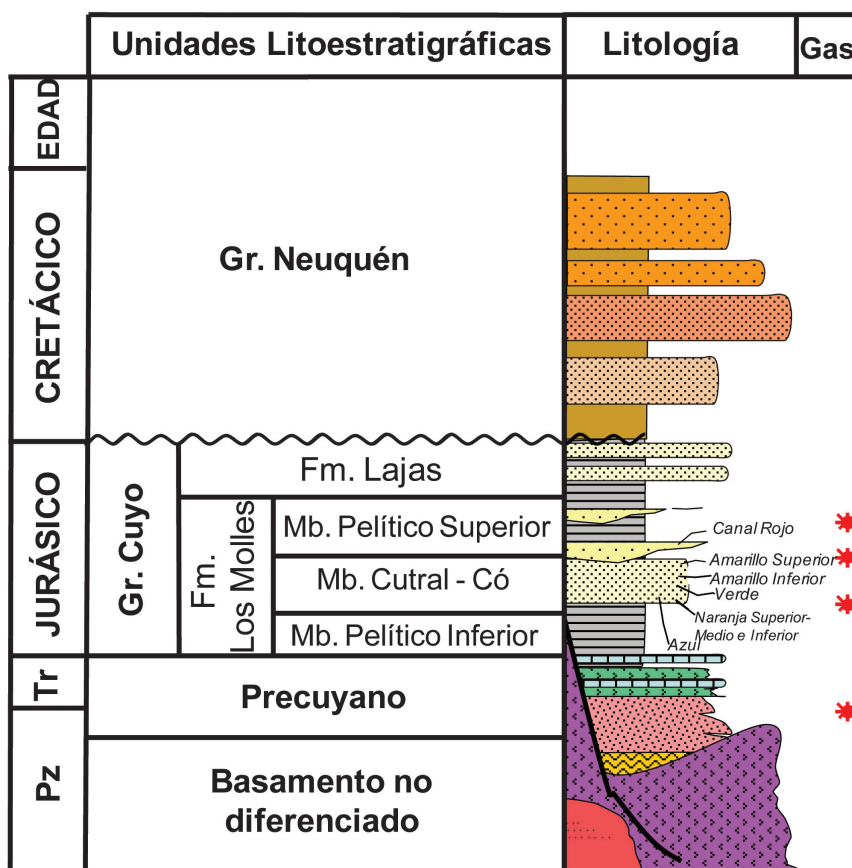


Figura 2. Columna estratigráfica tipo para Puesto Touquet, Pluspetrol.

En base a las descripciones de corona, los reservorios del Miembro Cutral C6 están constituidos por areniscas que contienen clastos integrados por: líticos (54%), cuarzo (21%) y feldespatos (25%). La selección es buena y el tamaño de grano varía desde arenas finas, a medianas y en algunos sectores conglomerados. La fracción arcilla está formada principalmente por caolinita, en menores proporción se presentan clorita, illita-esmectita e illita. El cemento está formado por caolinita, calcita y dolomita, Aguirre *et al.* (2002).

Para los niveles de interés, se extrae de las evaluaciones petrofísicas, valores promedio de porosidad efectiva que varían del 18 al 23%, volúmenes de arcilla de 9 al 14%, saturaciones de agua que varían en un rango del 40 al 55% y espesores netos de arena de 15 a 25 metros.

De las descripciones litológicas de coronas, se discriminan dos facies F1 y F2 (Figuras 3 y 4). La facies F1 está compuesta predominantemente por areniscas finas masivas que conforman niveles de entre 20 y 55 cm de espesor, amalgamados, con una sutil tendencia granodecreciente. Hacia la base de algunos eventos se observan clastos pelíticos flotantes. Se interpreta como un depósito de *fan delta*. Por su parte, la facies F2 está representada por conglomerados areno sostén con clastos redondeados de pelitas. La presencia de clastos pelíticos laminados reconocidos en esta facies sugiere un área de aporte próxima para estos componentes. Estos depósitos se interpretan como flujo de detritos.

Para las capas productoras del Miembro Cutral - C6 los sellos intraformacionales están dados por niveles pelíticos. Mientras las arenas del Canal Rojo se encuentran aisladas por el miembro

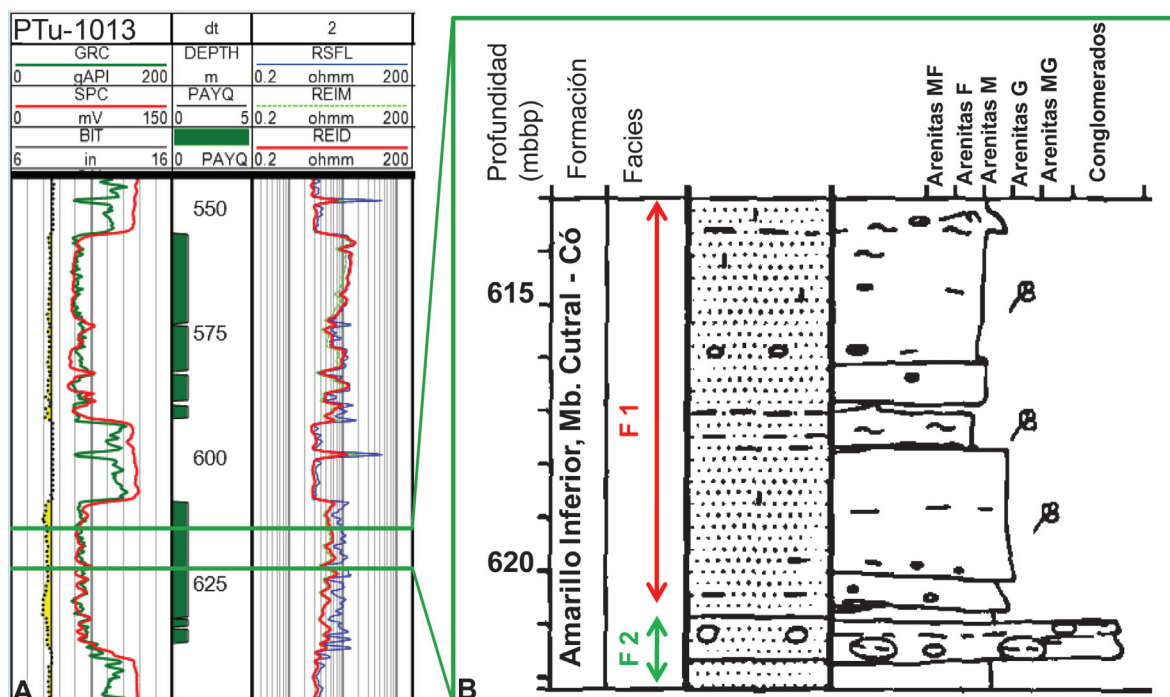


Figura 3. A: Pozo PTu-1013, ubicación del nivel Amarillo Inferior, del Miembro Cutral - C6, del cual se extrajo una corona. B: Perfil Selley: se discriminan dos facies, F1: compuesta predominantemente por areniscas finas, y F2: conglomerados areno sostén con clastos redondeados de pelita (Aguirre *et al.*, 2002. Ver ubicación del pozo en la Figura 1C).

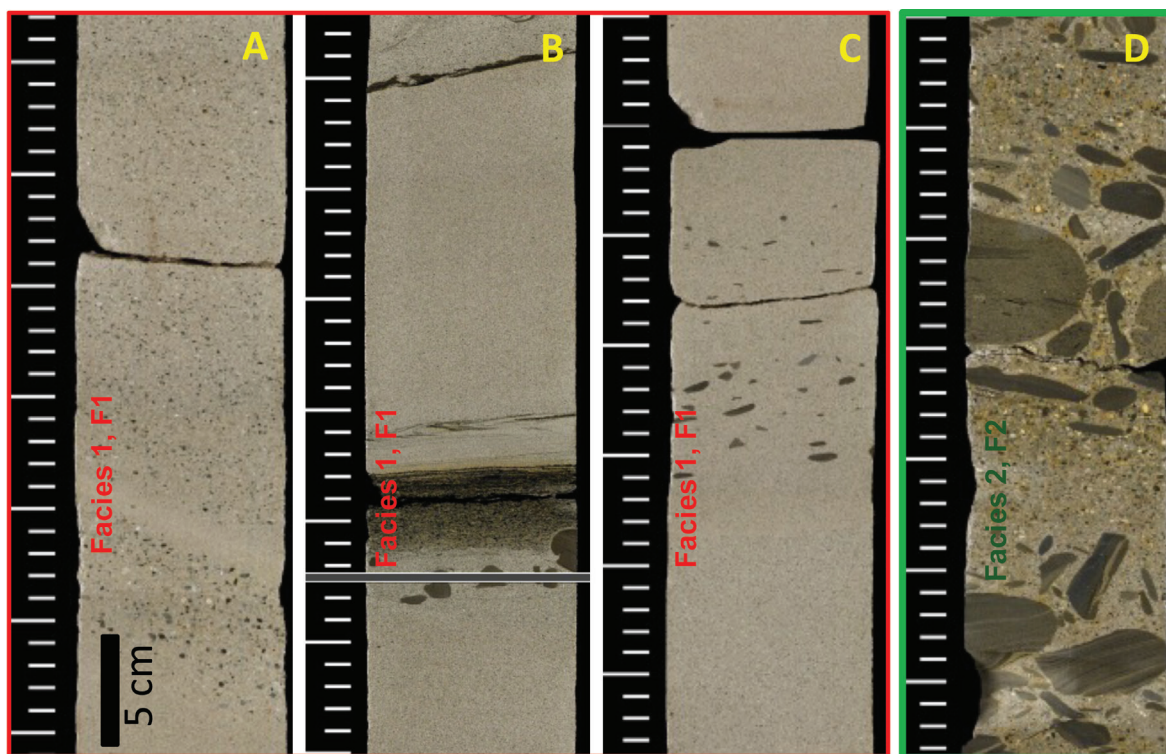


Figura 4. F1, Recuadro Rojo, A: areniscas finas con clastos líticos de arena gruesa y muy gruesa. Suave tendencia granodecreciente; B: en la base areniscas muy fina a fina de aspecto masivo, con clastos pelíticos. En contacto superior arenisca muy fina a fangolitas con restos carbonosos. En la sección superior dominan areniscas finas a muy finas con laminación ondulítica, masivas; y, C: areniscas finas de aspecto masivo con clastos pelíticos. F2, recuadro verde, D: conglomerados con matriz arenosa fina a media de la facies F2 (Aguirre *et al.*, 2002. Pozo PTu-1013. Ver ubicación en la Figura 1C).

Pelítico Superior y dentro del mismo canal los sellos están dados por pelitas, Gómez Omil, *et al.* (2002) y Pángaro, *et al.* (2009).

En el yacimiento Puesto Touquet la trampa es de tipo estructural, asociada a un pliegue anticlinal con cierre en cuatro direcciones. En lo que respecta al sistema de fallas se pueden considerar dos: uno de orientación NE-SO vinculado a la estructura principal del pliegue anticlinal, y otro de dirección NO-SE constituido por fallas directas, siendo su función de acomodación del pliegue anticlinal (Figura 5). En consonancia con las mediciones en pozos con PLT (*Production Logging Tool*) y datos históricos de producción, la estructura no estaría compartimentalizada por las fallas normales de orientación NO-SE. Hacia el norte, para el yacimiento Puesto Billar, la trampa también es de tipo estructural con cierre en cuatro direcciones, dada por la presencia de un pequeño anticlinal simétrico.

La principal roca madre es la sección basal de la Formación Los Molles. Presenta un contenido de materia orgánica que oscila entre 1% y 5%, L. Legarreta y Villar H. (2012). Localmente puede alcanzar hasta 9%. Dado el nivel de alta madurez térmica, se asume que los valores originales de contenido orgánico total (COT) debieron ser, de manera generalizada, mucho más altos. Se caracteriza por un tipo de querógeno II-III con material algáceo-amorfo y variable participación de elementos terrestres Villar *et al.* (2005).

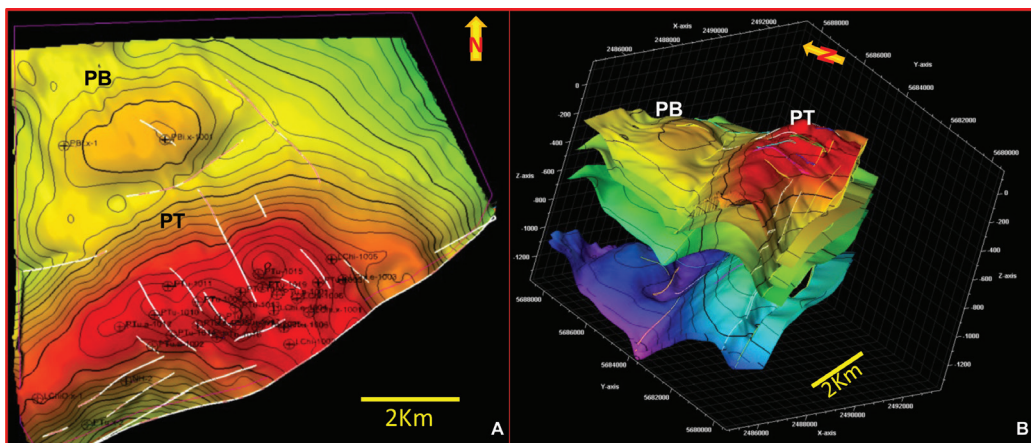


Figura 5. A: Sistemas de Fallas: de orientaciones NE-SO, generación de estructura principal; y NO-SE, acomodación de la estructura principal, y mapa estructural en profundidad al tope del Canal Rojo. B: Vista tridimensional del pliegue anticlinal de las superficies generadas a partir de los horizontes sísmicos en tiempo (PT: Puesto Touquet, PB: Puesto Billar).

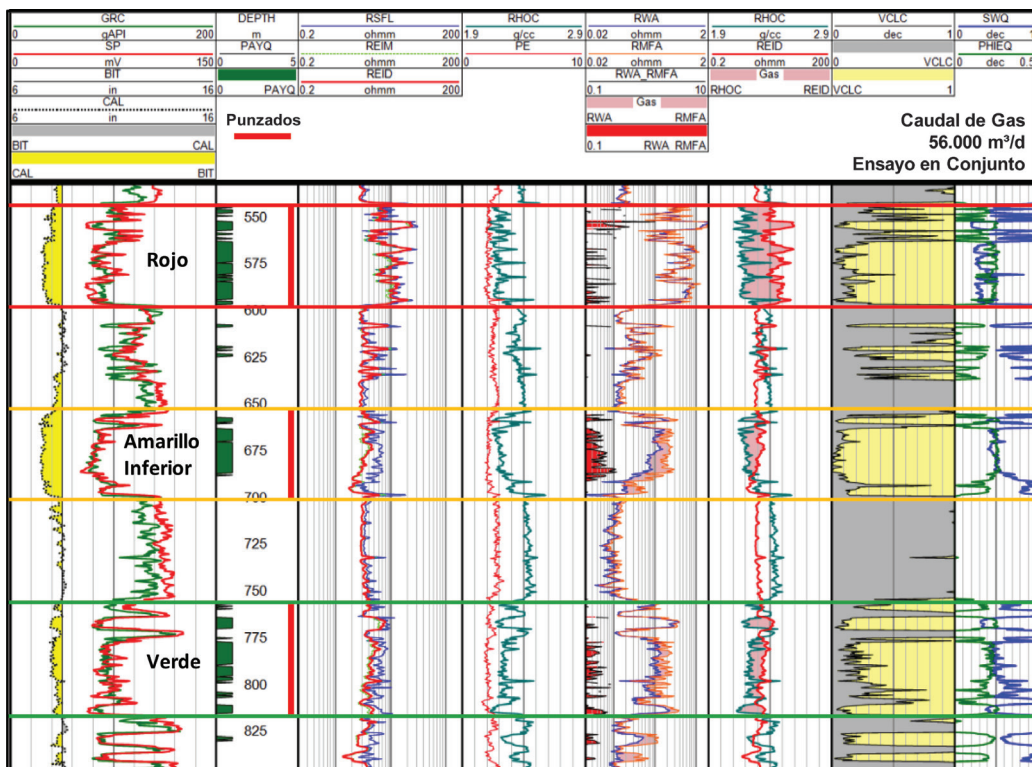


Figura 6. Perfil interpretado de un pozo de Puesto Touquet para la zona de interés. Se grafica el dato de campo en las pistas 1, 2 y 3, la profundidad medida y las zonas punzadas. En las últimas cuatro pistas, las curvas calculadas con las que se realizaron las interpretaciones de los contactos gas-agua en función de la distribución de los fluidos. Se incluyó el caudal de gas ensayado.

METODOLOGÍA

Para realizar el modelo estático fue fundamental la interpretación petrofísica de los registros eléctricos de pozos, ya que las propiedades calculadas se distribuyeron al volumen del modelo.

En la primera etapa se realizó el control de calidad de los datos de campo obtenidos a partir de perfilajes. Para las curvas potencial espontáneo (SP), rayos *gamma* (GR) y porosidades densidad-neutrón, se realizaron las calibraciones, correcciones ambientales y normalizaciones. Luego se validaron los valores de corte (*cut off*) de porosidad, volumen de arcillas (VCLC) y saturación de agua (S_w), así como los parámetros eléctricos: exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y el factor de tortuosidad (a). Las curvas calculadas son soportadas por datos de corona.

Se calcularon, también, para todos los pozos las curvas de: porosidad efectiva, volumen de arcillas, saturaciones de agua, las resistividades aparentes de agua de filtrado y de formación y de temperatura, entre otras. Con estas se calculó el espesor útil (Net Pay) que fue distribuido al volumen del modelo (Figura 6).

El segundo paso fue la generación del marco estructural en tiempo. A partir de la interpretación sísmica 3D, la generación de sismogramas sintéticos para el amarre sísmico de 10 pozos partiendo de dos perfiles sísmicos verticales (VSP), de la extracción de *geobody* para el Canal Rojo, además de numerosos atributos sísmicos, posteriormente utilizados en la distribución de propiedades (Figura 7).

Finalizado el marco estructural en tiempo, se procedió a pasar a profundidad los horizontes y fallas del esqueleto. Para ello, se generó un modelo de velocidad para la conversión a profundidad

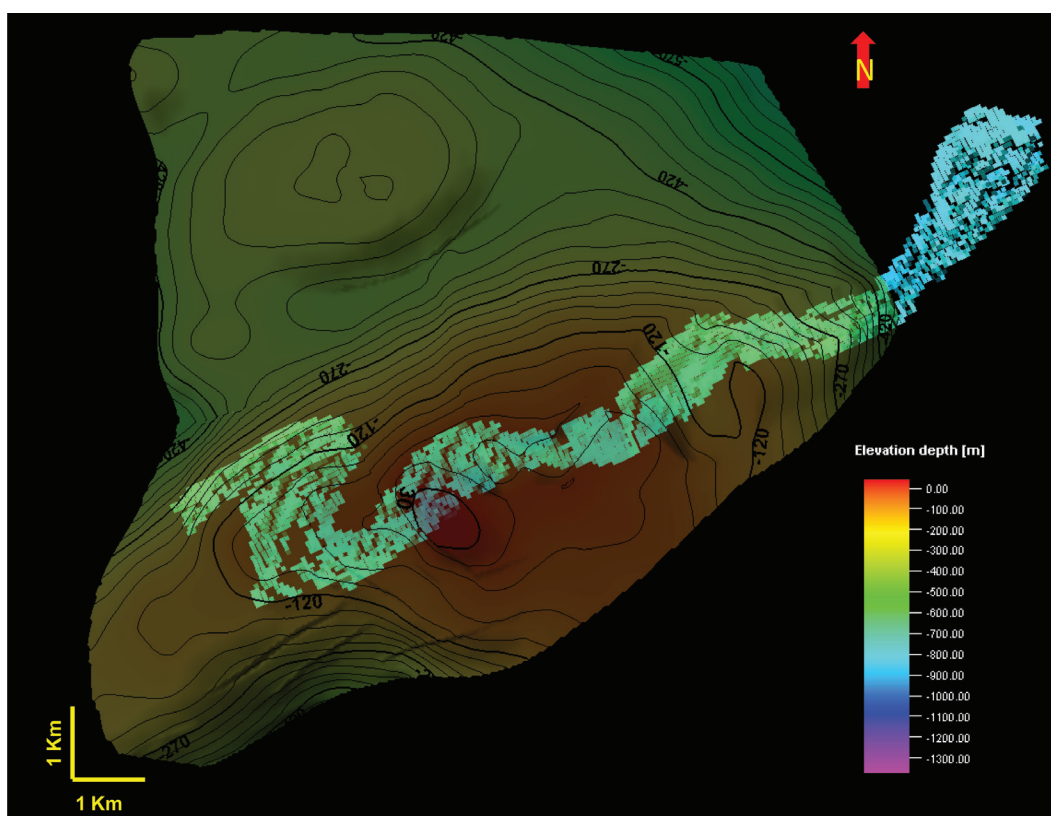


Figura 7. Vista en planta. Superposición del mapa estructural en profundidad al tope Miembro Cutral - Có y del *geobody* generado para el Canal Rojo.

de las fallas, mientras que el pasaje a profundidad de los horizontes se realizó utilizando los datos de topes de pozos, guiados con la tendencia del mapa en tiempo. Se generaron cinco zonas a partir de los horizontes sísmicos más importantes: Tope Canal Rojo, tope Miembro Cutral - Có, tope Verde, tope Intra - Naranja y tope Precuyano; y en la captura inferior se muestran las zonas a partir de las superficies de los topes sísmicos en profundidad atados con los pozos (Figura 8).

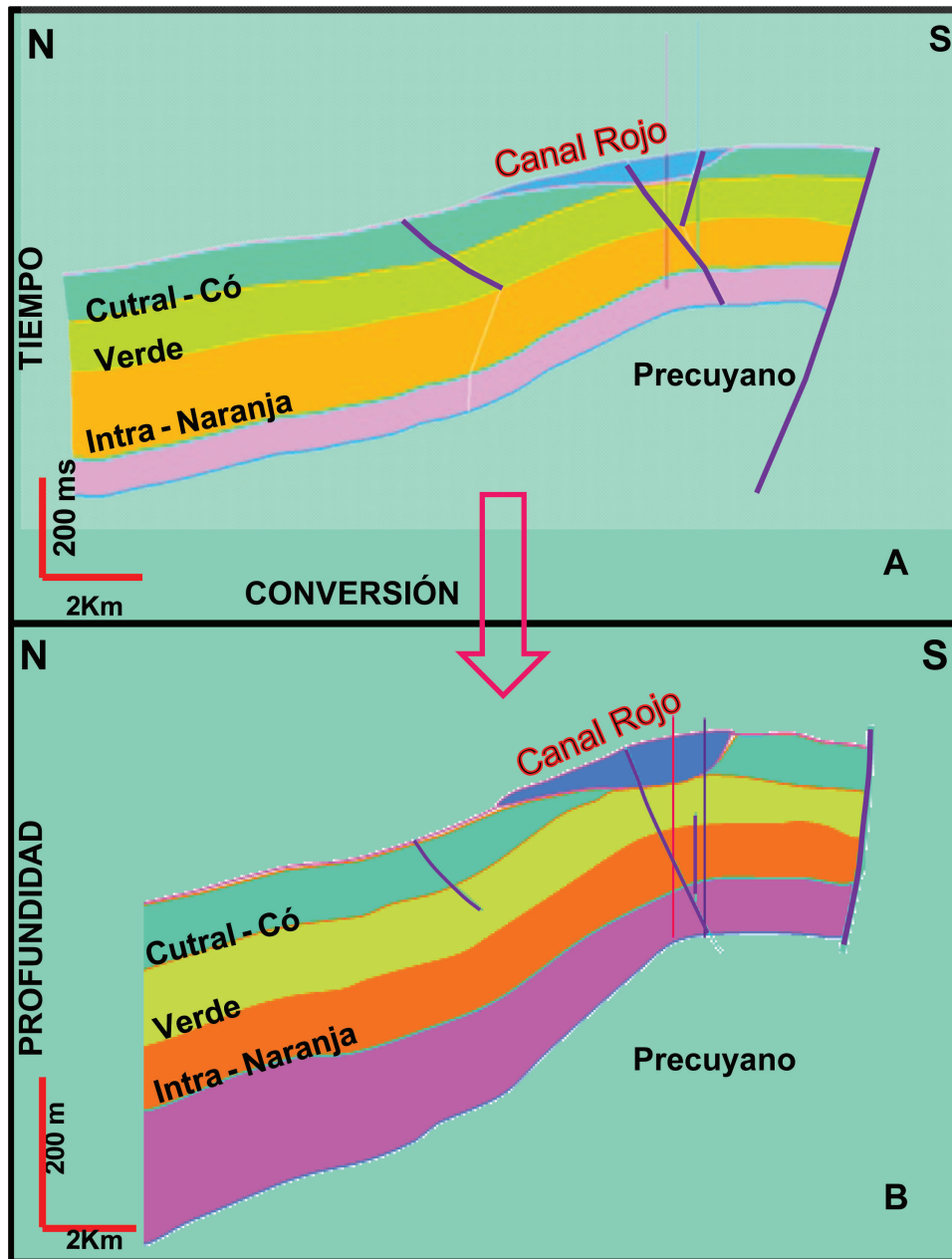


Figura 8. Marco Estructural. A: Horizontes sísmicos y fallas, en tiempo. B: Bloque en estudio en profundidad, incluyendo los horizontes sísmicos amarrados con los marcadores estratigráficos correlacionados y fallas.

Una vez en profundidad, fue muy importante el soporte sismoestratigráfico para la correlación entre pozos. Ya sea entre pozos separados grandes distancias, desde Puesto Touquet a Puesto Billar, o desde las zonas más altas de la estructura principal hacia los flancos y, sobretudo, en la cresta del anticlinal entre pozos donde el Canal Rojo tuvo su máximo comportamiento erosivo sobre el nivel Amarillo Superior.

En el registro sísmico el Canal Rojo es un rasgo conspicuo, de carácter erosivo y con forma de un gran valle, con fuertes contrastes de impedancia acústica, que corresponderían al relleno del canal, que ensayaron gas en los pozos que la atravesaron.

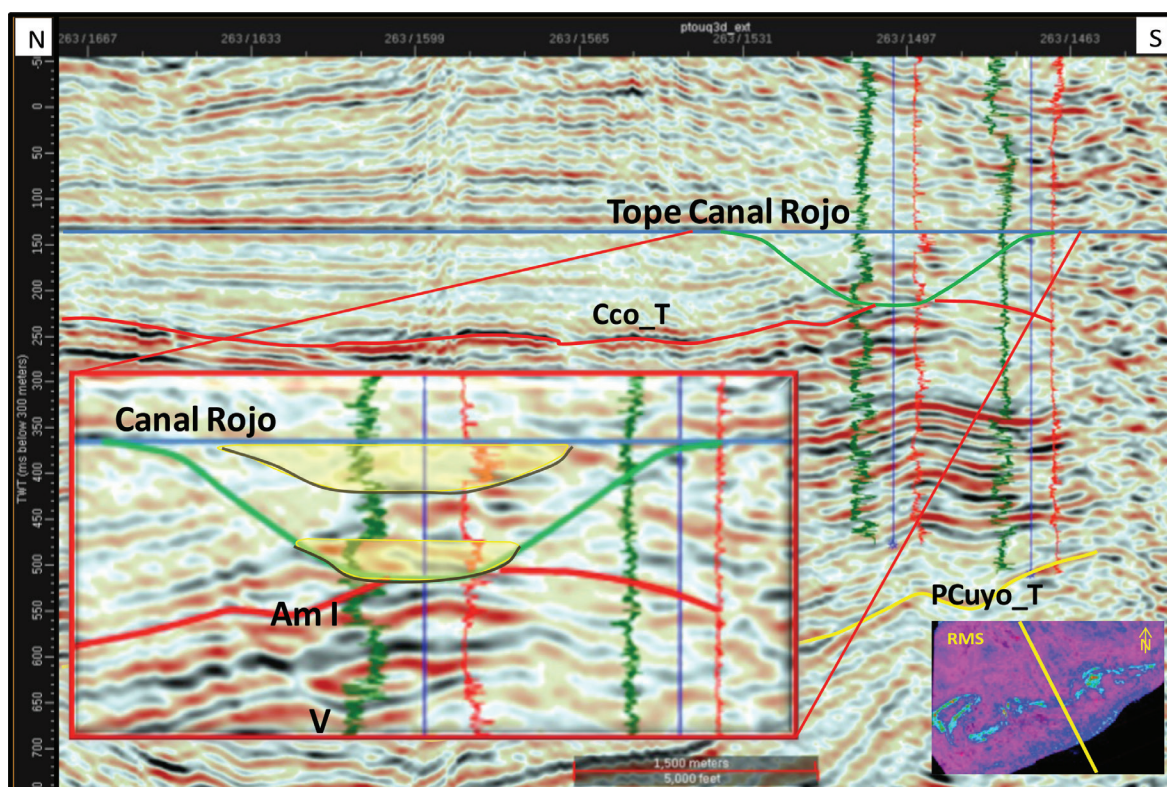


Figura 9. Corte sísmico NO-SE (In Line sísmica 312), horizontalizado al tope del Canal Rojo. Las curvas que se muestran son GR y resistividad profunda. En el recuadro rojo se enfoca en la consonancia entre los registros de pozo y los contrastes de impedancia acústica. Dentro del valle se distinguen dos episodios de relleno (Am I: Amarillo Inferior, V: Verde, Cco_T: tope Miembro Cutral – C6, PCuyo_T: tope Precuyano).

Estos contrastes fueron trabajados con extracciones de amplitud, pudiendo identificarse desde el tope del Canal Rojo a la base erosiva del mismo, al menos dos geometrías canalizadas (Figura 10). Una de mayor sinuosidad que la otra, ubicada más cerca del tope del canal. Hasta el momento, este incremento en sinuosidad al tope del complejo, se asocia a menores pendientes, pudiendo obedecer a menor actividad tectónica, o a variaciones en los espacios de acomodación, o a la combinación de ambos. Estos atributos del Canal Rojo fueron de gran utilidad para distribuir propiedades estimadas petrofísicamente.

A partir del trabajo de detalle sobre esta forma canalizada, se realizó una nueva correlación, y estas entidades, actualmente forman parte del relleno del Canal Rojo, depositadas en al menos dos ciclos.

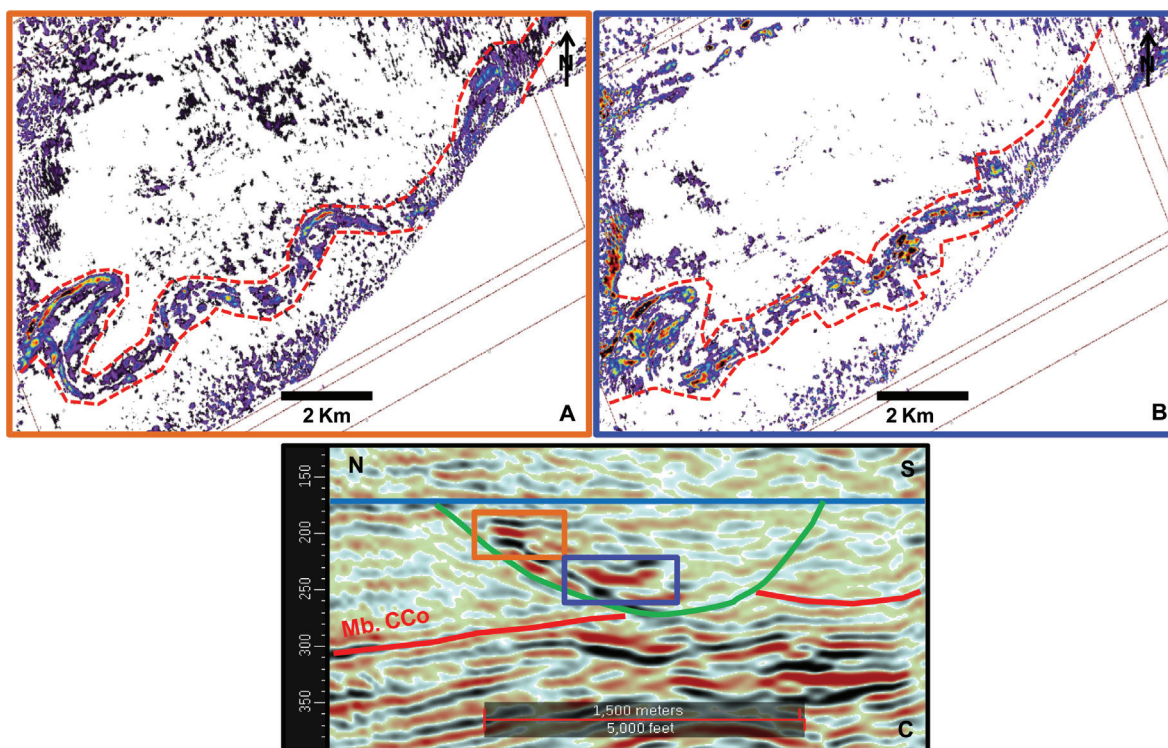
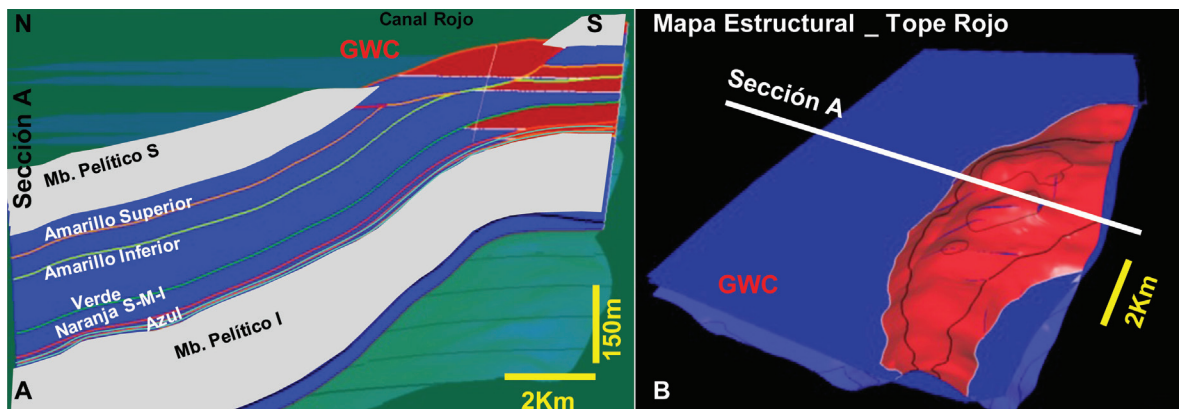


Figura 10. Atributo total *energy*. A: Recuadro anaranjado se muestra anomalía superior. B: Recuadro azul la anomalía inferior de menor sinuosidad (Línea punteada roja: contorno Canal Rojo). C: Detalle de los eventos de amplitud sísmica en la geometría canalizada principal denominada informalmente Canal Rojo, de carácter erosivo y en trazo continuo verde, sobre el Miembro Cutral – Có de la Formación Los Molles (Mb. CCo: Tope Miembro Cutral – Có).

A partir de la interpretación petrofísica y la correlación pozo a pozo, y teniendo en cuenta los datos de producción y ensayos, se establecieron siete contactos gas-agua (GWC). Estos fueron extrapolados como tablas horizontales a todo el área del modelo en profundidad. Se creó, entonces, una propiedad discreta denominada Contacto que respeta la distribución de fluidos presentes en el área, conforme a los datos de producción.

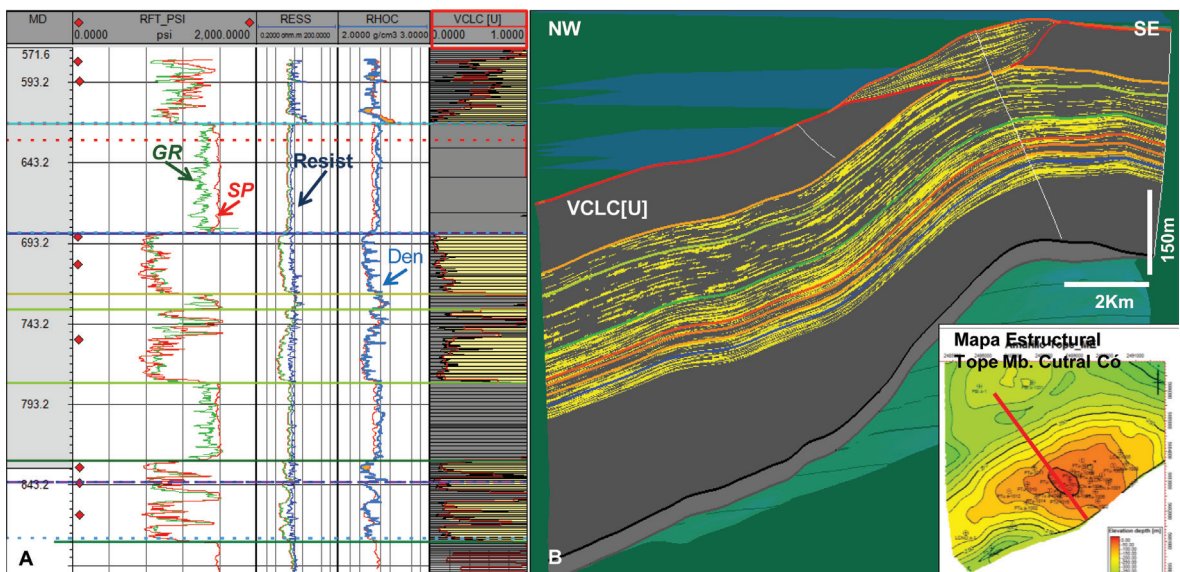
Cada nivel de interés posee un contacto individual. Aunque para el Canal Rojo y el reservorio denominado Amarillo Superior, se interpretó un único contacto, comportándose ambos como la misma unidad hidráulica. El Canal Rojo es de carácter erosivo, se encuentra conectado con el nivel Amarillo Superior en las zonas más altas de la estructura (Figura 11).

Para representar las propiedades geológicas de un campo, básicamente se pueden tomar dos caminos, realizar un modelo Facial o bien Petrofísico. En un modelo Facial es indispensable encontrar la relación entre litofacies identificadas en coronas y electrofacies individualizadas en



perfiles de pozo. Una vez ajustadas, se deben extrapolar al resto del campo. Esto se puede realizar si se tiene un muestreo representativo de los niveles de interés. En el caso de Puesto Touquet, no se pudo establecer tal relación y por lo tanto, se realizó un modelo Petrofísico, por la consistencia entre las curvas obtenidas de la interpretación petrofísica y aquellos datos medidos en coronas.

Con el objetivo de reproducir el dato de los perfiles de pozo y su interpretación petrofísica, se trabajó con gran detalle en el escalado de las propiedades. Se escalaron a la grilla 3D, las curvas de (Figura 12): VCLC (volumen de arcillas), PHIE (porosidad efectiva) y SW (saturación de agua) y N/G (relación *Net to Gross*).



Para el escalado de propiedades calculadas, se utilizaron semivariogramas esféricos de 500x500 para todos los reservorios, a excepción del Canal Rojo, donde se utilizó un variograma esférico cuyo radio de influencia es de 750x750 y, como variable secundaria atributos sísmicos.

Para el Canal Rojo, dadas las diferencias de impedancia acústica observada en el registro sísmico, se trabajó intensamente en la extracción de amplitudes. A partir de las mismas y utilizando la técnica geoestadística de interpolación conocida como *cokriging* se distribuyeron las propiedades calculadas para este intervalo. Se pudo observar que los mayores espesores netos de arenas se corresponden con las zonas de mayores amplitudes sísmicas (Figura 13).

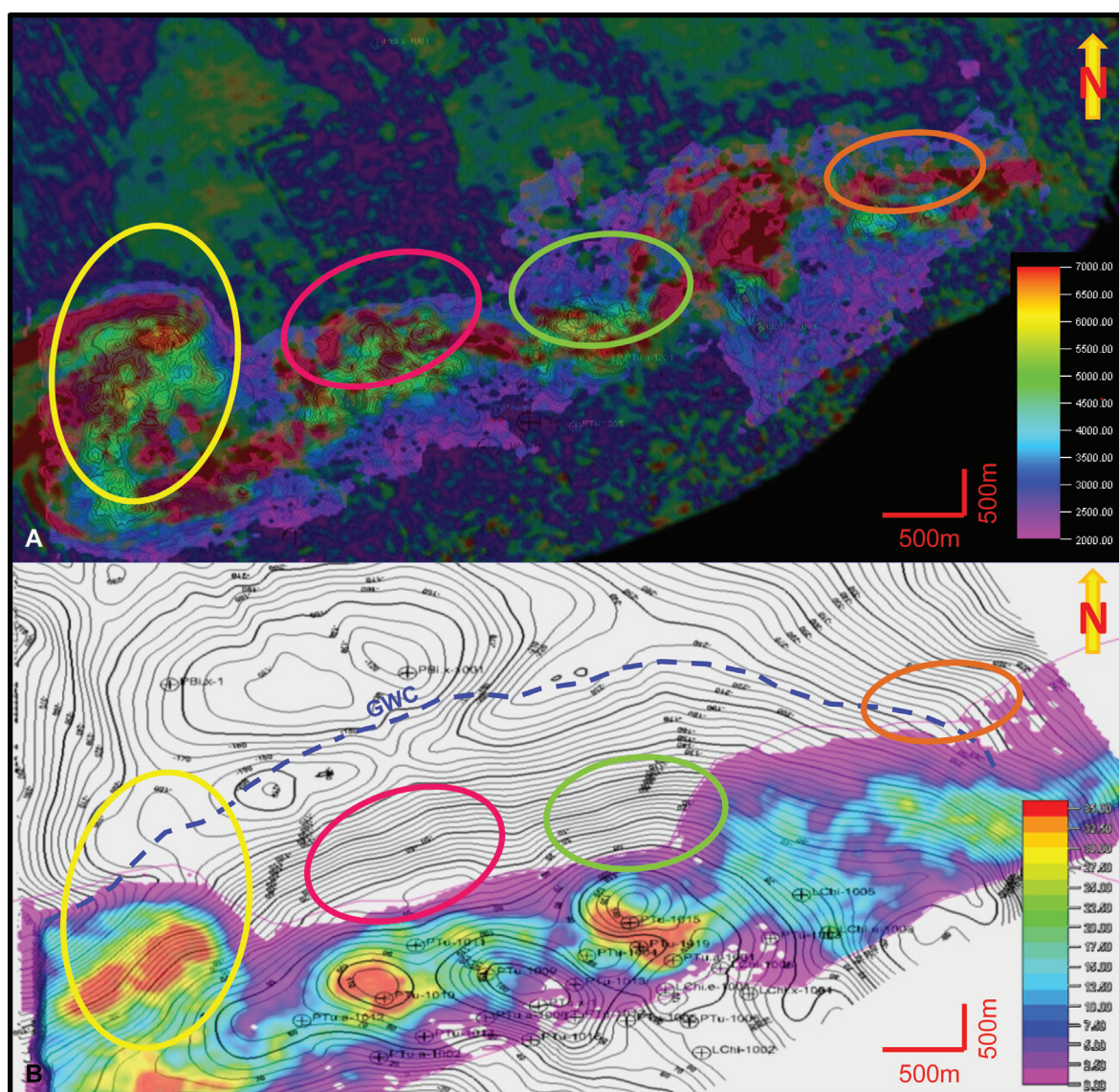


Figura 13. A: Superposición del atributo amplitud RMS del Canal Rojo y el mapa de espesor neto de arenas. B: Superpuestos, el mapa estructural al tope del canal Rojo y el mapa de espesor de arenas en función de las estimaciones petrofísicas y distribuido al volumen del modelo según una extracción de amplitud RMS y el contacto de gas-agua, línea azul punteada. Los óvalos coloreados en ambas imágenes, muestran la coherencia entre los resalta sísmicos y las zonas de mayor espesor neto de arenas.

CONCLUSIONES

El control de calidad y la nueva interpretación de los registros de pozo, permitieron validar la información que se utilizó para distribuir las propiedades al volumen del modelo.

A partir de la interpretación sísmica de los horizontes principales y de la correlación detallada pozo a pozo, se identificaron ocho zonas de interés.

En cuanto a los contactos gas-agua, GWC, se interpretaron siete contactos. La integración del dato sísmico en la correlación de pozos, permitió estimar un único contacto para los reservorios Canal Rojo y Amarillo Superior, comportándose como la misma unidad hidráulica. Este hallazgo es soportado por datos de producción y presiones medidas en los pozos, para estos intervalos.

La caracterización sísmica del Canal Rojo, a partir del análisis de atributos sísmicos, permitió reconocer al menos dos eventos de relleno dentro del valle principal. Siendo el último de mayor sinuosidad. Este aumento en la sinuosidad observada en los canales internos, se debería principalmente a una menor pendiente, pudiendo estar vinculada a menor actividad tectónica y/o a variaciones en el espacio de acomodación.

A partir del modelo estático se generó la grilla para la simulación dinámica y se obtuvieron nuevos volúmenes de GOIS.

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a Pluspetrol S.A. por permitirnos publicar este trabajo, al Grupo de Desarrollo Áreas Oeste de Argentina y a todas las personas que leyeron este informe realizando críticas constructivas, especialmente a Manuela Rivero por las observaciones realizadas durante la confección del mismo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| <p>Aguirre, C., S. Blanco Ibáñez, S. Corbari, P. Ferraresi y M. L. Rodríguez Schelotto, 2002, Estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético, sondeo PTu-1013. Reporte Inédito. Pluspetrol.</p> <p>Gómez Omil, R., R. Schmithalter, A. Cangini, L. Albariño y A. Corsi, 2002, El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina, V</p> | <p>Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Actas en CD: 22 p.</p> <p>Kim, H., M. Mallea, R. Gutiérrez y P. Malone, en este Congreso, Exploración del Gr. Cuyo (Jurásico) en bloques maduros de la Dorsal de Huincul. Puesto Touquet y El Porvenir, Cuenca Neuquina.</p> <p>Legarreta, L y H. J. Villar, 2012, Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina.</p> |
|--|--|

- Petrotecnia, Año LIII, N° 4, pág. 14-39.
- Orchuela, I., J. V. Ploszkiewicz, y R. Viñes, 1981, Reinterpretación Estructural de la denominada "Dorsal Neuquina", VIII Congreso Geológico Argentino, San Luis, Actas III: pág. 281-293.
- Pando, G., S. Del Vo, G. Laffitte y M. Arguijo, 1984. Posibilidades oleogénicas, migración y entrapamiento en las sedimentitas jurásicas (Lias-Dogger) de la región centro – meridional de la Cuenca Neuquina. IX Congreso Geológico Argentino. San Carlos de Bariloche, Argentina., Actas VII: pág. 52-67.
- Pángaro, F., D. M. Pereira y E. Micucci, 2009, El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área. Revista Asociación Geológica Argentina, vol. 65, n. 2, pág. 265-277. ISSN 1851-8249.
- Ploszkiewicz, V., I. Orchuela, J. C. Vaillard y R. Viñes, 1984, Compresión y desplazamiento Lateral en la zona de la Falla de Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén, IX Congreso Geológico Argentino, SC de Bariloche, Actas II pág. 163-169.
- Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte y G. Vergani, 2005, Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, p. 17, Mar del Plata Republicado en el Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2, N° 3, pág. 50-67.