

POLARIDAD DE UN SISTEMA EFÍMERO ALUVIAL, Y SU IMPACTO EN EL MODELADO ESTÁTICO DINÁMICO INTEGRADO. YACIMIENTO BARRANCAS CRI, CUENCA CUYANA

**Héctor J. Campos¹, Nayibe Otalora¹, Gastón Manestar¹, Fabricio Nissero¹,
Alejandro Saccomano¹, Jazmín Propato¹**

1: YPF S.A. Macacha Güemes 515, Buenos Aires. hector.campos@ypf.com, notaloraa@ypf.com, gaston.manestar@ypf.com, fabricio.nissero@ypf.com, alejandro.sacomano@ypf.com, jazmin.propato@ypf.com

Palabras clave: **Formación Barrancas, Abanicos Aluviales, Ciclos de Acomodación, Controles Alocíclicos y Autocíclicos, Modelo Estático-Dinámico integrado**

ABSTRACT

Polarity of an Ephemeral-Alluvial System and its impact on the Integrated Static-Dynamic Model. Barrancas CRI Field, Cuyana Basin

This study shows how the geological conceptual model was honored in all stages of the static-dynamic modeling process of an oil reservoir and how the geological interpretation impacted directly in the results of the study.

Definition of facies, its related processes and facies associations are the building blocks for an environmental interpretation, that it is used for the geological conceptual model definition. Barrancas formation was interpreted as an alluvial-ephemeral system with both vertical and areal polarities given by variations in the relationship between two main variables, accommodation space and sediment supply. Relationship between allocyclic and autocyclic controls was the key issue for determining the proper correlation scale. The response of the whole system to these variations was reflected in the progradation and retrogradation of the system, giving a strong polarity in the facies distribution from South to North. This was interpreted as a consequence of climatic changes between a semiarid and arid climate. This concept was also supported and validated by trends in production data.

The grid construction and the properties population needed to reflect the whole geological framework. This was achieved using the key surfaces between the identified cycles and the faults from seismic interpretation. Facies were grouped from core description into reservoir/non-reservoir by their depositional processes, and then populated into the grid with a polarity based on well data. Porosity and permeability were then populated conditioned to the facies model.

This methodology was validated with a dynamic simulator, showing that this modeling approach had a positive impact in the history match.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Barrancas se ubica 35 km al sur de la ciudad de Mendoza. Es un campo maduro donde las primeras acumulaciones de hidrocarburos se descubrieron en la Formación. Las Cabras (pozo Lulunta-3) en el año 1939. Posteriormente se perforaron una serie de pozos que produjeron

de las Formaciones Las Cabras, Potrerillos, Río Blanco (1951 con el pozo B-60) y Barrancas (1952 con el pozo B-70) (Figura 1).

El desarrollo del yacimiento comenzó en 1952, y la inyección de agua comenzó en la parte sur en el año 1967, extendiéndose a todo el campo en el año 1973. El pico de producción primaria se produjo en diciembre de 1963 con 2100 m³/d, y el pico de producción secundaria se produjo en julio de 1977 con 3400 m³/d. El yacimiento cuenta hoy con 368 pozos perforados de los cuales 106 son pozos productores activos y 58 inyectoros de agua. El petróleo de la formación Barrancas es de tipo subsaturado, con una densidad de 33°API y una viscosidad de 4.3 cP (@185 kg/cm²).

Se mostrará de manera breve como el modelo geológico conceptual de un sistema aluvial y su polaridad areal y ciclicidad vertical dada por cambios en las variables espacio de acomodación y aporte de sedimentos sirvió de guía para la construcción de un modelo integrado de reservorio que honre los datos de producción del campo.

El objetivo principal fue construir un modelo estático-dinámico integrado predictivo que sirva para definir estrategias de desarrollo del yacimiento Barrancas, ubicación de nuevos pozos *infill*, modificación de las mallas de pozos inyectoros, factores de recobro actuales y la factibilidad de realizar un proyecto de terciaria.

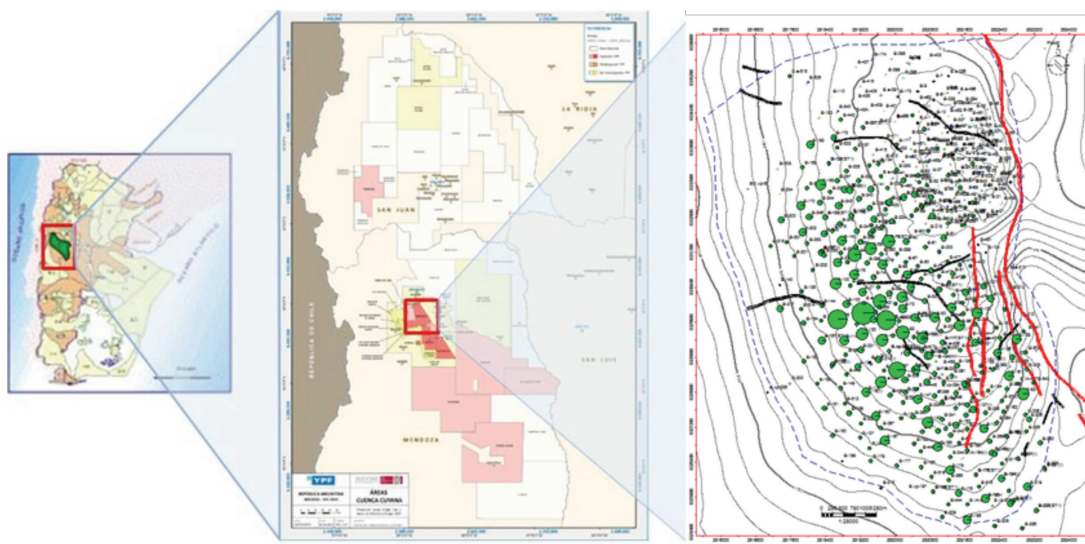


Figura 1. Esquema mostrando de izquierda a derecha la ubicación de la cuenca cuyana en la República Argentina, ubicación del yacimiento Barrancas CRI en la Cuenca Cuyana y zoom del yacimiento con los pozos productivos y las acumuladas de petróleo.

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

Estructura

La Cuenca Cuyana está conformada por una serie de estructuras anticlinales que conforman

tres ejes estructurales con orientación NNW (Dellapé y Hegedus, 1995). Estas estructuras se configuran como pliegues asimétricos cuyo flanco más inclinado está asociado a la fallas inversas que las generan (Figura 2, A).

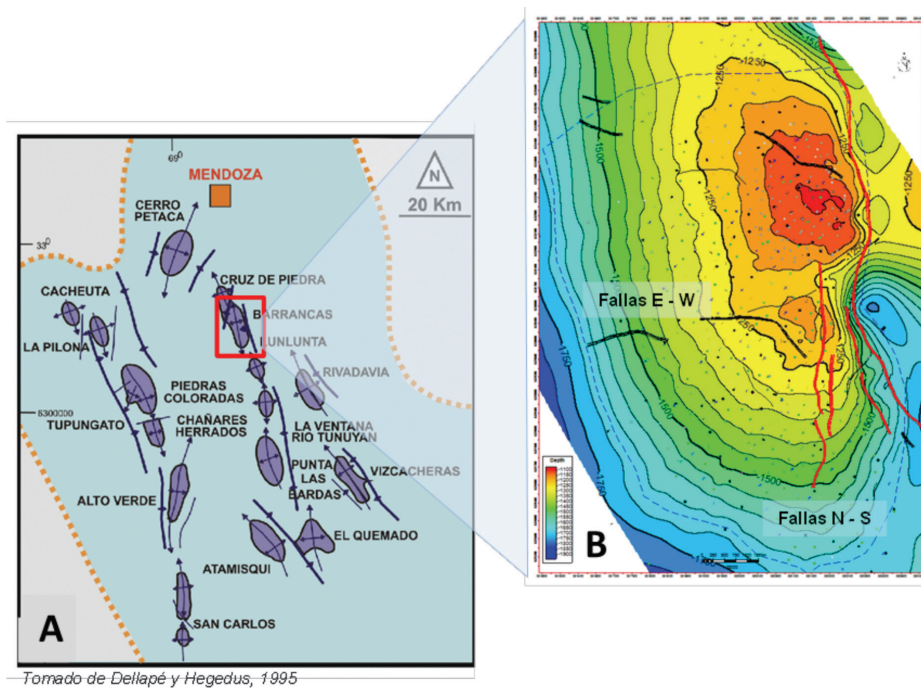


Figura 2. A. Configuración Estructural de la Cuenca Cuyana donde se aprecian los principales depocentros. B: Mapa estructural al tope de la formación donde se muestra el anticlinal y la falla del mismo nombre, además de las fallas menores.

El yacimiento Barrancas se ubica dentro del Anticlinal de Barrancas, una estructura con orientación NNW-SSE generada a partir de la falla del mismo nombre en la fase de deformación andina. Posee un ángulo que oscila entre los 32° y 45° (Cristallini, *et al.* 2000). Asociada a esta falla principal, se desarrollan hacia la parte sur del yacimiento otras fallas inversas menores y algunos retro-corrimientos que afectan a la Fm Barrancas. Fallas normales con orientación E-W, NW-SE y NE-SW no estarían afectando a la Fm Barrancas, en cambio sí a los sedimentos de la Fm Río Blanco (Figura 2, B). El entrapamiento es mixto, estructural - estratigráfico, ya que hacia la parte norte la calidad y el espesor del reservorio disminuye considerablemente.

Estratigrafía

La Cuenca Cuyana está conformada por una sucesión de depocentros constituidos principalmente por sedimentos continentales Triásicos, Jurásicos y Terciarios.

A partir del Triásico Superior - Jurásico Inferior se formaron en el área pequeñas subcuencas

aisladas en la apertura inicial, las cuales posteriormente se comunicaron gracias al hundimiento térmico subsiguiente (*sag*). Se han identificado dos etapas de *synrift* (Triásico) y una etapa de *sag* (Jurásico). Para el primer período se deposita la roca madre asociada a un ambiente lacustre, la Formación Cacheuta. Para el último periodo se reactiva la depositación de sedimentos, posiblemente influenciado por la subsidencia térmica de la vecina Cuenca Neuquina dando origen a los depósitos continentales de la Formación Barrancas, principal roca reservorio de la cuenca. Posteriormente para el Cretácico Inferior se presenta un evento extrusivo conformado por los basaltos de la Formación Punta de las Bardas que actuaron como sello del reservorio (Figura 3 A y B).

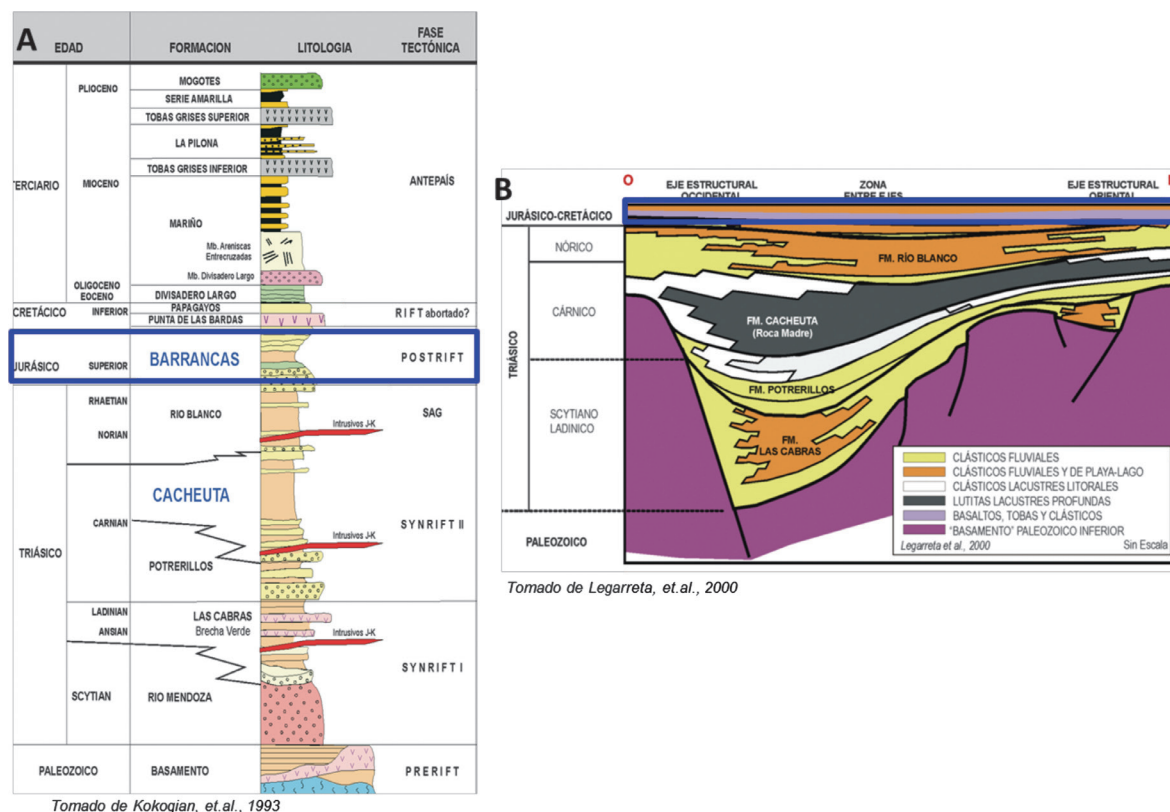


Figura 3. A. Columna estratigráfica para la Cuenca Cuyana Tomado de Kokogian, et al., 1993. B. Corte estratigráfico conceptual. Tomado de Legarreta, et al., 2000.

MODELO GEOLÓGICO CONCEPTUAL

Se realizó un análisis de las facies, asociaciones de facies y se identificaron los procesos que las originaron a distintas escalas de observación (Figura 4). Esto fue la base para una correcta interpretación paleoambiental. Luego se analizó la evolución temporal del sistema y su impacto en la distribución areal de las facies antes descriptas.

- Macroescala: La descripción de las facies y asociaciones de facies en los afloramientos análogos permitieron visualizar las relaciones entre las facies descritas en corona y las geometrías y dimensiones de los cuerpos.
- Mesoescala: El análisis de las facies deposicionales en coronas y los arreglos verticales de éstas fueron utilizados para determinar ciclos de variación en la relación entre espacio de acomodación y aporte de sedimentos. Estos ciclos y las superficies clave limitantes fueron la base para la correlación en el resto de los pozos del campo.
- Microescala: De las microfacies descritas en cortes delgados, se observaron las relaciones entre las distintas texturas y los cambios en el volumen poral asociado.

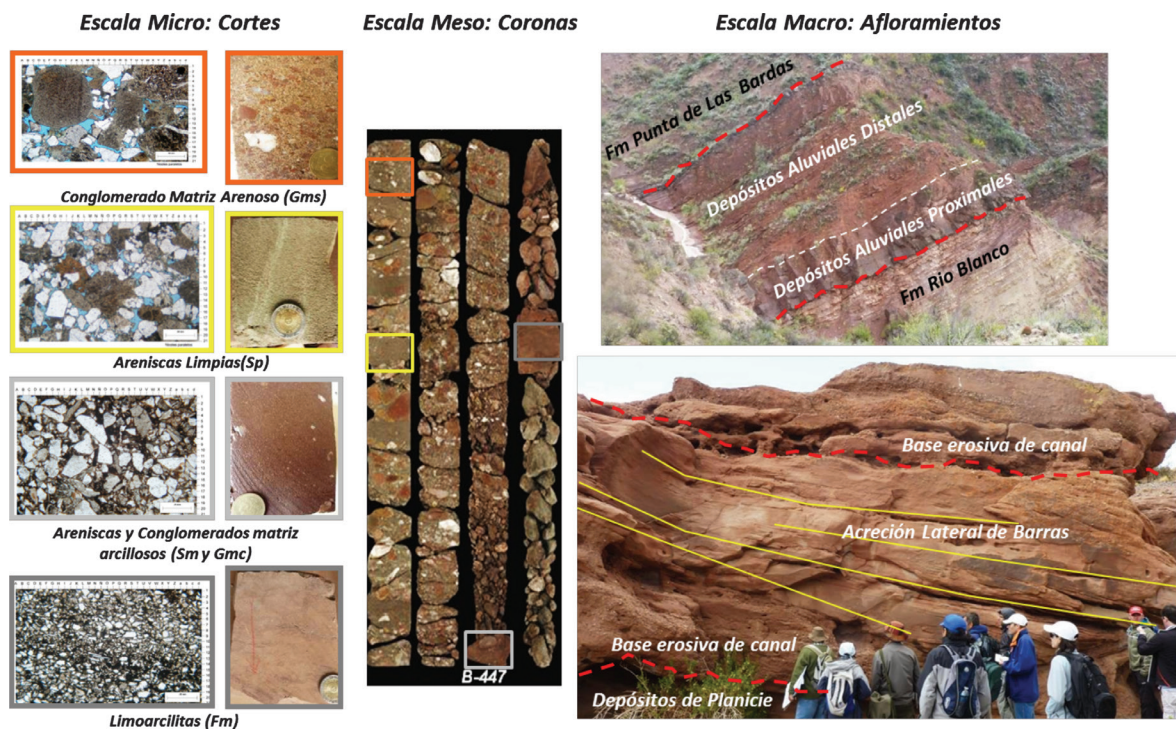


Figura 4. Distintas escalas de observación de trabajo.

Descripción de facies en coronas

En la Figura 5 se observa la distribución areal y vertical de las coronas. De acuerdo al grado de conservación, se describieron en detalle cuatro coronas correspondientes a los pozos B.a-515, B-471, B-318 y B-447.

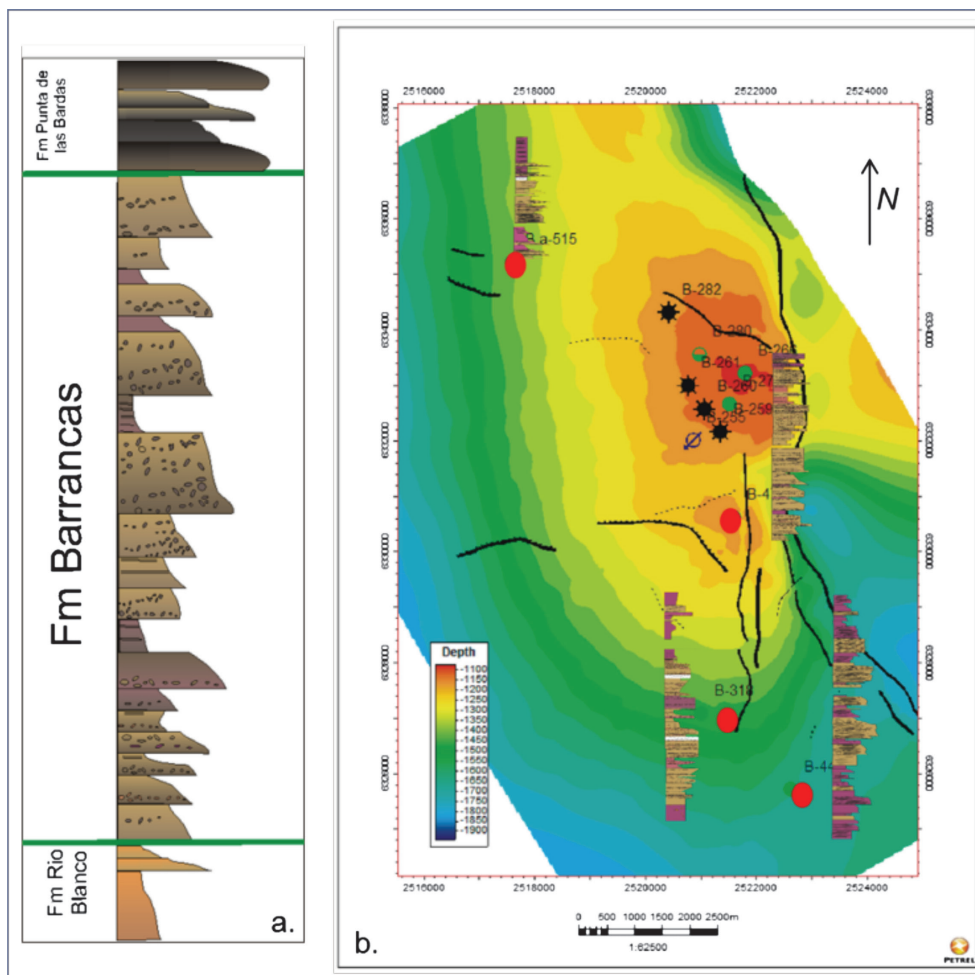


Figura 5. a. Columna estratigráfica esquemática para la formación Barrancas. b. Los puntos rojos indican la ubicación de las coronas utilizadas en el modelo y mapa estructural al tope de la formación Barrancas. Los puntos negros y verdes indican la posición de otras coronas que no se utilizaron por el mal estado de preservación.

Facies Limoarcilitas (Fm+F):

Areniscas muy finas (Fm) y limoarcilitas (F), de color rojizo por la presencia de óxidos de hierro. Pueden ser masivas, presentar laminación paralela o climbing ripples. Posibles *slickensides* indicando procesos pedogenéticos. Se observan clastos sueltos dentro de la matriz aislados. Bioturbación intensa con marcas de raíces (rizolitos). En ciertos niveles se pueden inferir procesos de exposición subaérea y pedogénesis incipiente. Se encuentran al tope de secuencias granodecrecientes.

Facies Areniscas Matriz Arcillosa (Sm):

Areniscas finas a medianas con matriz arcillosa de color rojizo. Moderada a pobremente seleccionadas, de color rojizo. Presentan clastos en la matriz subredondeados a subangulosos

sin orientación. Estructuras sedimentarias suelen ser difusas. Predominantemente masivas o con laminación paralela. Se encuentran tanto en secuencias granodecrecientes como granocrecientes. Suelen pasar transicionalmente a las facies Gmc.

Facies Areniscas Limpias (Sp):

Areniscas lítico-feldespáticas de tamaño de grano mediano a grueso y de color pardo-grisáceo. Con moderada a buena selección. Escasa matriz arcillosa. Se presentan estructuras sedimentarias predominantemente masivas, o con laminación paralela difusa. Pocos clastos de tamaño grueso asociados a bandas conglomerádicas de unos pocos centímetros. Suelen estar por encima de las facies Gms en secuencias granodecrecientes.

Facies Conglomerados Matriz Arenosa (Gms):

Conglomerado matriz soportado compuesto por clastos líticos (vulcanitas) y cuarzosos con tamaños que van de 1 a 7 cm que en algunos casos aparecen imbricados. De color pardo, por sectores se encuentra teñidos de color rojizo. La matriz es arenosa pobremente seleccionada con clastos sub-redondeados a sub-angulares de origen volcánico y sedimentario. Suelen presentarse con estratificación planar dada por la gradación en el tamaño de grano, estratificación cruzada de bajo ángulo. Ocasionalmente se encuentran parches de cemento calcítico y de yeso/anhidrita. Asociados a la base de las secuencias granodecrecientes.

Facies Conglomerados Matriz Arcillosa (Gmc):

Conglomerado matriz soportado compuesto por clastos de rocas sedimentarias, vulcanitas y cuarzosos con tamaños de hasta 5 cm. La matriz es arcillo-limosa muy pobremente seleccionada de color rojizo. Suelen presentarse de manera masiva, caótica y muy ocasionalmente con una estratificación planar dada por la gradación en el tamaño de grano y estratificación cruzada de baja ángulo. Se observan parches de cemento calcítico y de yeso/anhidrita. Son facies muy poco abundantes respecto de las 3 antes mencionadas y se suelen encontrar muy asociadas a las facies Sm de manera transicional.

Descripción de facies en afloramientos

Las facies y asociaciones de facies descriptas en cortes y coronas fueron analizadas a escala de afloramiento en los dos análogos con los que cuenta la formación Barrancas: Cerro los Colorados y la Reserva Divisadero Largo que se encuentran a 80 y 24 km respectivamente del área de estudio (Figura 6). Esto permitió visualizar las geometrías que el 1D de la corona no permite ver y poder tener una mejor comprensión de los procesos que dieron origen a dichos depósitos.



Figura 6. Ubicación de afloramientos análogos.

En el afloramiento Divisadero Largo la formación tiene 60 metros de espesor y se compone de depósitos aluviales y fluviales íntimamente relacionados. Estos afloramientos fueron descriptos por Kress (1990) quien identificó desde limolitas y areniscas finas hasta conglomerados clasto sosten y matriz sosten. Los niveles finos corresponderían a procesos de decantación en un ambiente de barreal, los niveles conglomerádicos a flujos hiperconcentrados y algunos niveles arenosos a flujos tractivos y otros a mantos en crecida (Figura 4 foto superior derecha).

En el afloramiento del Cerro Los Colorados la formación presenta unos 80 metros de espesor y se compone de facies que corresponden a un sistema fluvial bien desarrollado, con formas de acreción lateral dadas por migración lateral de barras y facies de canal de espesor considerable. Estas últimas se presentan como secuencias granodecrecientes que comienzan con un nivel conglomerádico en la base y terminan con niveles de areniscas arcillosas y limolitas hacia el tope. También se observan depósitos de abanico de desborde (*crevasse-splay*) de gran extensión lateral. Se presentan abundantes estructuras sedimentarias tractivas como estratificación cruzada de bajo ángulo (Figura 7).

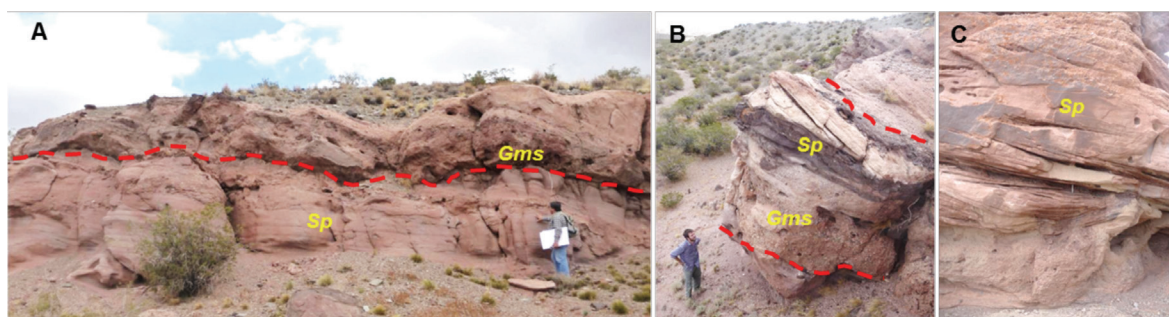


Figura 7. Afloramiento Cerro Los Colorados. En línea roja punteada se indica la base erosiva de canal, y en texto amarillo las facies observadas. A. Depósitos asociados a relleno de canal. B. Depósitos asociados acreción lateral de barras. C. Detalle de las estructuras observadas en la foto B.

Procesos, Asociaciones de Facies y Paleoambiente

Las facies se agruparon de acuerdo a los procesos que dieron origen a los depósitos (Tabla 8):

Código	Facies	Proceso	Características del Depósito	Interpretación
A	Sp+Gms	Procesos tractivos	Depósitos con texturas bien seleccionadas, estratificación entrecruzada, óndulas, etc. asociados a flujos poco canalizados	Se asocia a un agente de transporte de mayor fluidez.
B	Sm+Gmc	Remoción en masa	Depósitos de características caóticas, texturas matriz sostén	Relacionados a momentos de pérdida de fluidez del agente de transporte.
C	Fm+F	Decantación	Depósitos de facies finas, con óndulas, muy bioturbadas	Restringidas a las zonas de baja energía.

Tabla 8. Asociaciones de facies y procesos.

Posteriormente a la descripción de facies y a la definición de asociaciones de facies, se realizó una interpretación del posible paleoambiente en el cual fueron depositados los sedimentos de la formación Barrancas. Ésta conforma un sistema complejo e intrincado de abanicos aluviales multiepisódicos y sistemas fluviales efímeros íntimamente relacionados al avance y retroceso de los anteriores.

Las asociaciones de facies observadas en mayor proporción en los cuatro pozos con corona fueron las de depósitos tractivos y decantación, siendo las de remoción en masa muy poco abundantes. Esto indicaría que el sistema no alcanzó, salvo en determinadas ocasiones, energías demasiado elevadas como para desarrollar estos depósitos, lo que concuerda con la ausencia de fallas activas durante la depositación para esta zona. Otra posible explicación sería que las facies más proximales se encuentren fuera del área de estudio.

Se concluyó que muchas de las facies y de los procesos asociados estudiados en las coronas, se corresponden a los mismos que fueron observados en los afloramientos antes mencionados.

Es así que la formación Barrancas del subsuelo, posee características intermedias entre ambos afloramientos análogos. Las principales diferencias estarían asociadas al grado de desarrollo de los canales vistos en el afloramiento Cerro Los Colorados y la energía del sistema aluvial visto en en Divisadero Largo. En coronas, los canales parecen ser menos desarrollados, y los depósitos aluviales de energía moderada (Figura 9).

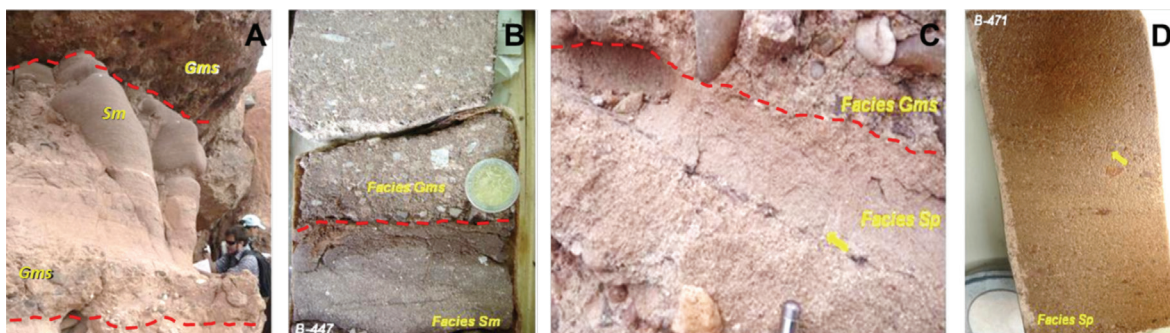


Figura 9. Comparación entre facies observadas en afloramiento y coronas. En línea roja punteada se indica la base erosiva de canal, y en texto amarillo las facies observadas. A. Foto del afloramiento con secuencia granodecreciente de depósito de canal. B. Foto de la corona mostrando las mismas facies observadas en afloramiento. La foto muestra el contraste de facies en la base erosiva de un canal. C. Foto del afloramiento con depósitos de lags. D. Foto de corona con la misma facies Sp vista en afloramiento.

Polaridad y Ciclicidad del Sistema

Se analizó cómo era el patrón de apilamiento de las facies dentro de la formación para así poder definir los arreglos característicos y la polaridad areal y ciclicidad vertical del sistema.

La ciclicidad vertical está dada por ciclos identificados a dos escalas distintas (Figura 10):

- En la escala de mayor detalle se observó que en general existen ciclos de tendencia grano-decreciente con espesores que rondan los 2-3 metros.
- A escala de menor detalle se observó que los ciclos antes mencionados se arreglan en otros ciclos de 10 m de espesor promedio.

Se observó que a la escala de mayor detalle, los ciclos no son correlacionables a grandes distancias. Sin embargo a la escala de menor detalle los ciclos pueden reconocerse a lo largo de todo el campo. Estos ciclos sedimentarios son los utilizados en la correlación, ya que marcan cambios en el comportamiento del sistema a escala de yacimiento. Responden a variaciones en la relación entre el espacio de acomodación (A) y el aporte sedimentario (S), que marcan los intervalos de facies más o menos amalgamados (Ramón, J.C., Cross, T).

La tendencia de base a techo es: un ciclo retrogradante (zona 6 de la Figura 10) seguido por

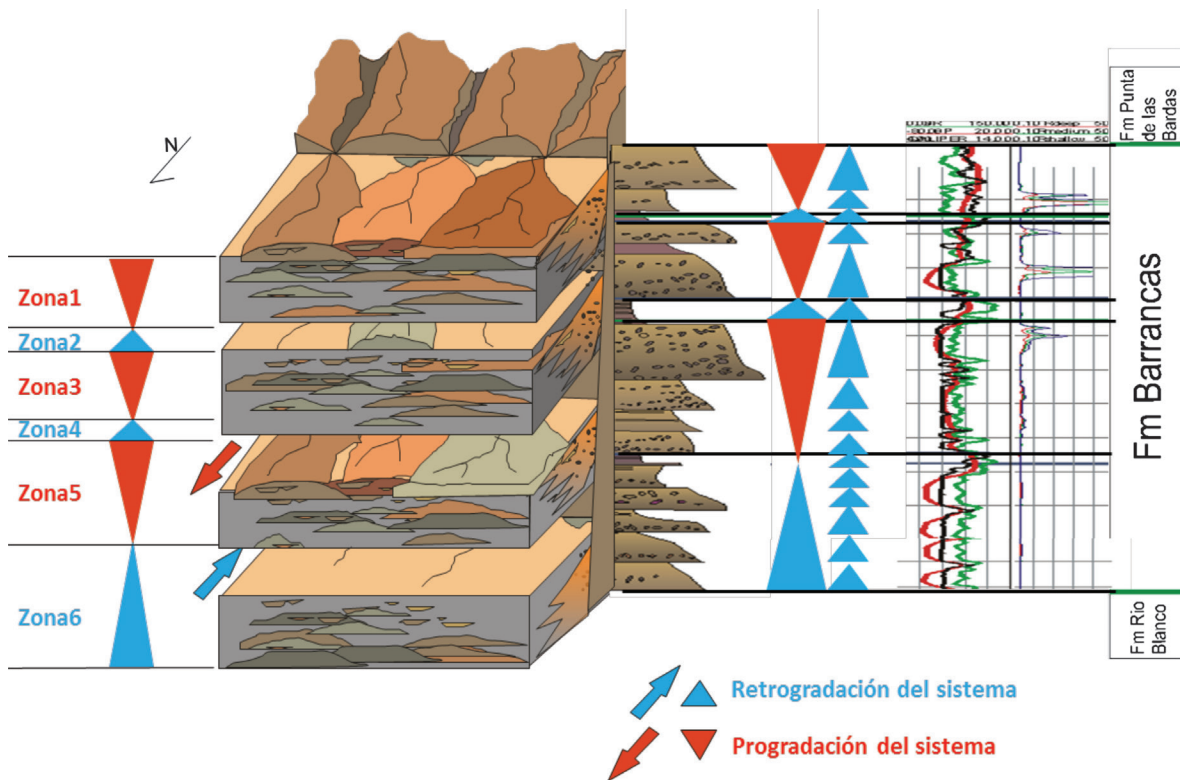


Figura 10. Block diagrama que muestra la evolución temporal, la ciclicidad dada por el avance y retroceso del sistema en sentido Norte Sur, y las superficies clave que se utilizaron para la subdivisión de la formación y la correlación.

un ciclo progradante (zona 5) para la mitad inferior de la formación. Para la mitad superior y por encima del ciclo antes mencionado se observaron dos momentos de máximo retroceso del sistema marcado por dos superficies de inundación correlacionables en todo el campo y en las cuales predominaban los depósitos de playa *lake* (zonas 2 y 4). Entre estos encontramos dos ciclos progradantes (zonas 1 y 3).

Una posible explicación a la ausencia de superficies claras a la escala de mayor detalle que ayuden a diferenciar las unidades, podría deberse al comportamiento del flujo, el cual les da un carácter transicional a los depósitos. Según Kress (1990) la falta de perennidad de los procesos sedimentarios no permite desarrollar verdaderas líneas tiempo que consoliden el desarrollo de una geometría deposicional genéticamente coherente. La falta de predictibilidad en la correlación observada a este nivel de detalle fue asignada a posibles avulsiones del sistema, y a las características efímeras multiepisódicas del sistema (factor de control inherente al sistema o autocíclico).

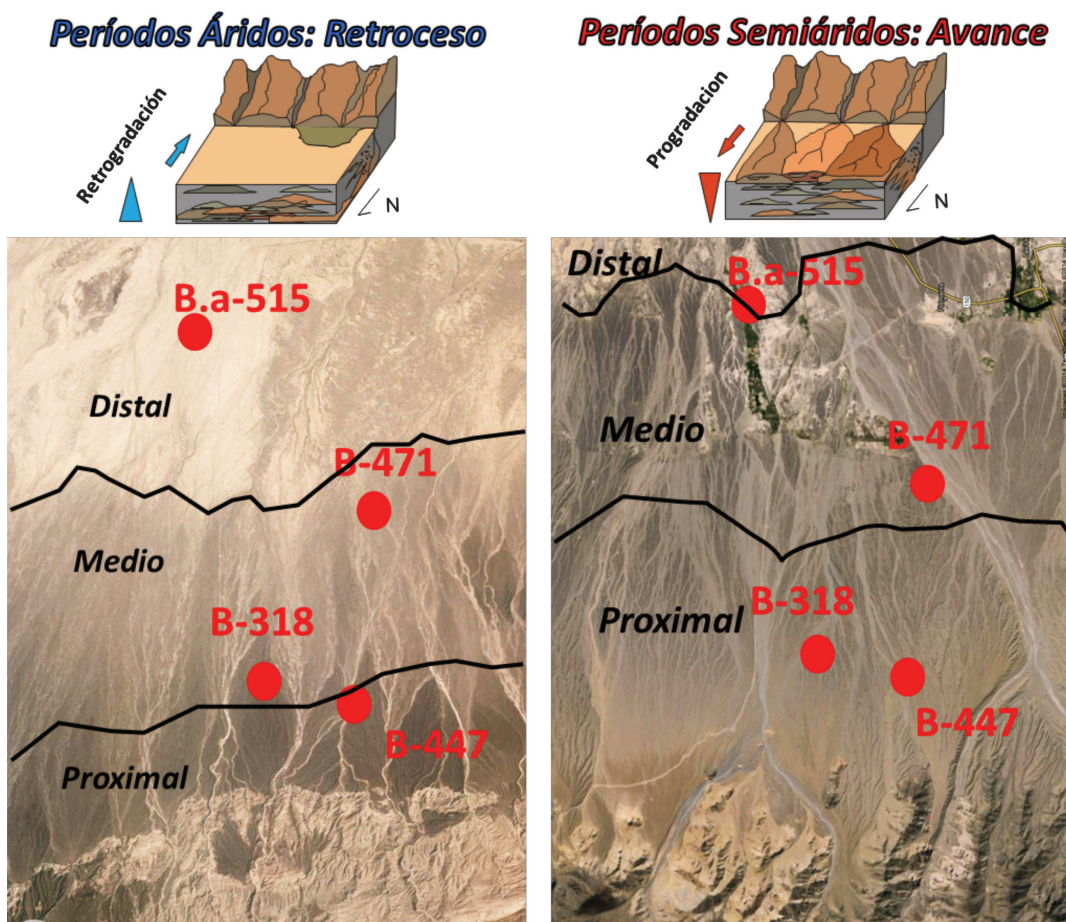


Figura 11. En la parte superior de la figura: block diagramas esquemáticos de los momentos de avance y retroceso del sistema y su relación con el factor climático. En la parte inferior de la figura: imágenes satelitales de análogos actuales de la precordillera argentina con la posición en la que se ubicarían los 4 pozos con corona según las dimensiones del yacimiento. Además se indica en texto de color negro la zonación dada por las distintas proporciones de facies proximales, medias y distales de acuerdo al avance y retroceso del sistema indicado en los esquemas de la parte superior.

Como mencionamos antes fueron los cambios en la relación A/S los que determinaron el avance y retroceso relativo del sistema y la generación de ciclos progradantes y retrogradantes. Según las condiciones climáticas imperantes (factor de control externo al sistema o alocíclico), el sistema tenía la capacidad de transportar menor o mayor cantidad de material. De este modo la tasa de aporte sería el principal factor que determinó el comportamiento del sistema. Consideramos que la tasa de generación de espacio de acomodación debido a la ausencia de fallas activas (etapa de *sag*) se mantuvo relativamente constante o aumentó sólo levemente. En períodos semiáridos el sistema avanzó debido a que el aumento en la tasa de aporte superó al aumento de la tasa de generación de espacio. En períodos áridos (muy baja frecuencia e intensidad de lluvias) la tasa de aporte disminuyó considerablemente generando un retroceso relativo del sistema hacia posiciones más proximales (Figura 11).

Esto generó una zonación y una polaridad Norte-Sur, la cual se pone en evidencia en las distintas proporciones de facies distales y proximales descritas en los pozos con corona y los mapas tipo *pie charts* de las proporciones de facies reservorio vs no reservorio, definidas para el resto de los pozos en todo el campo (Ver más adelante, Figura 17).

MODELO INTEGRADO DE RESERVORIO

La extensión del modelo 3D se definió según el área productiva del yacimiento Barrancas CRI, siendo la Fm Barrancas la principal roca reservorio de la cuenca según el historial de producción. El límite al Este del modelo está dado por la falla principal del Anticlinal Barrancas y al Oeste se extiende fuera del ámbito del yacimiento incorporando parte del acuífero que actúa desde el flanco.

Modelo Estructural

Se utilizó la sísmica para interpretar las principales fallas del área, tanto aquellas que definen la geometría actual de la estructura del yacimiento asociada a la orogenia Andina, como aquellas que configuraron y controlaron la sedimentación durante la etapa de *rift* de la cuenca.

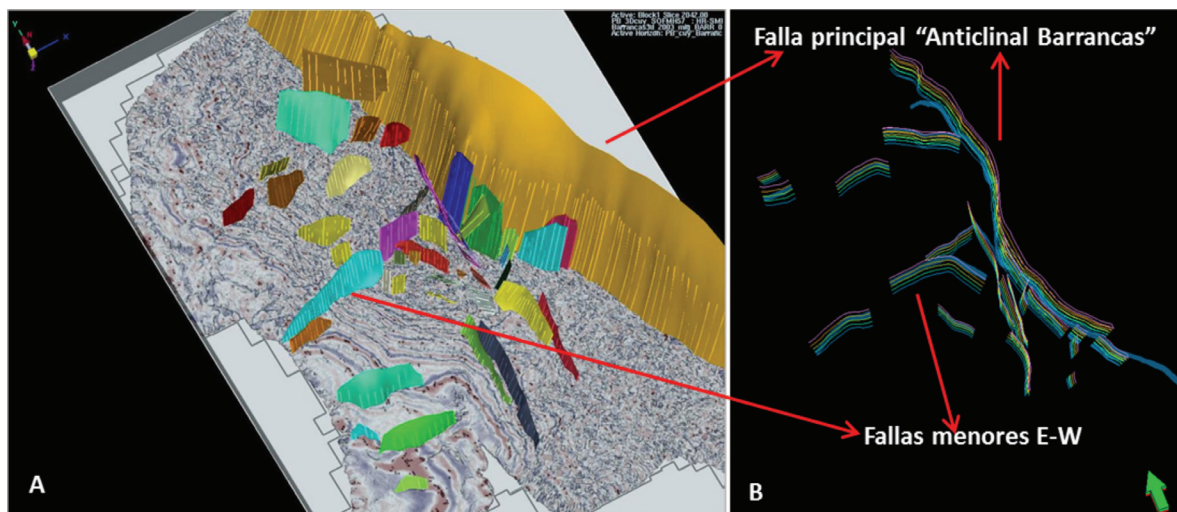


Figura 12. A y B. Fallas interpretadas para la zona de estudio e incluidas en la grilla 3D.

La falla principal N-S que levanta el anticlinal de Barrancas, tal como postula Cristallini *et al.*, (2000), es una estructura generada durante la orogenia Andina, independiente de las fallas originadas durante la etapa de extensión Triásica que dio origen a la Cuenca Cuyana. Por otra parte,

la existencia de foliaciones paleozoicas preexistentes habría condicionado la orientación de esta discontinuidad principal.

Las fallas normales menores de rumbo E-W no habrían tenido control durante la deposición de Barrancas según lo observado en los perfiles. En la sísmica debido a la baja resolución, y el escaso contraste de impedancia entre Barrancas y la Formación subyacente, no se identificaron cambios de espesor considerables.

En total se interpretaron 48 superficies de falla en la zona (Figura 12) y además se realizó la interpretación sísmica del tope de la Formación Barrancas.

Modelo Estratigráfico

De las tres asociaciones de facies (Tabla 8), sólo la primera está asociada a intervalos productivos. Las otras dos están asociadas a intervalos no productivos de roca no reservorio, con características petrofísicas similarmente pobres. Debido a esto en el modelo estático-dinámico se modeló la geometría del reservorio con dos facies (Tabla 13):

Facies Modeladas	Asociación de Facies	Facies
Reservorio	A	Sp y Gms
No Reservorio	B y C	Sm, Gmc, Fm y F

Tabla 13. Reagrupamiento de facies para el modelo 3D.

Se analizó el comportamiento petrofísico de las facies reagrupadas a través de gráficos de dispersión de volumen de arcilla (Vsh) y porosidad efectiva (PHIE), por ser las variables más significativas en la definición de las facies Reservorio.

Se contaba con 369 pozos que han producido de la Fm Barrancas. El *set* de perfiles para estos pozos ha ido cambiando a través del tiempo: los primeros pozos sólo tienen curvas de Potencial Espontáneo (SP) y Resistividad, y los pozos más modernos cuentan con perfiles de Caliper, Gamma Ray (GR), SP, Resistividad y Sónico.

El modelo petrofísico involucró el cálculo del Vsh y la PHIE. Se trabajó con un modelo determinístico arena-arcilla utilizando como indicador de arcillosidad la curva de SP en todos los pozos excepto en 22 pozos en los cuales se calculó a partir del GR. Se realizó el cálculo de Vsh con la fórmula de Clavier por zona (ciclo) y por pozo. La porosidad se calculó con la curva del perfil sónico y se aplicó la fórmula de Wyllie.

Luego para identificar los intervalos reservorio se definió un corte de Vsh de 45% calibrando con las facies descriptas en las coronas reagrupadas (Figura 14 y 15). Esto fue validado con los datos de ensayos y punzados con producción.

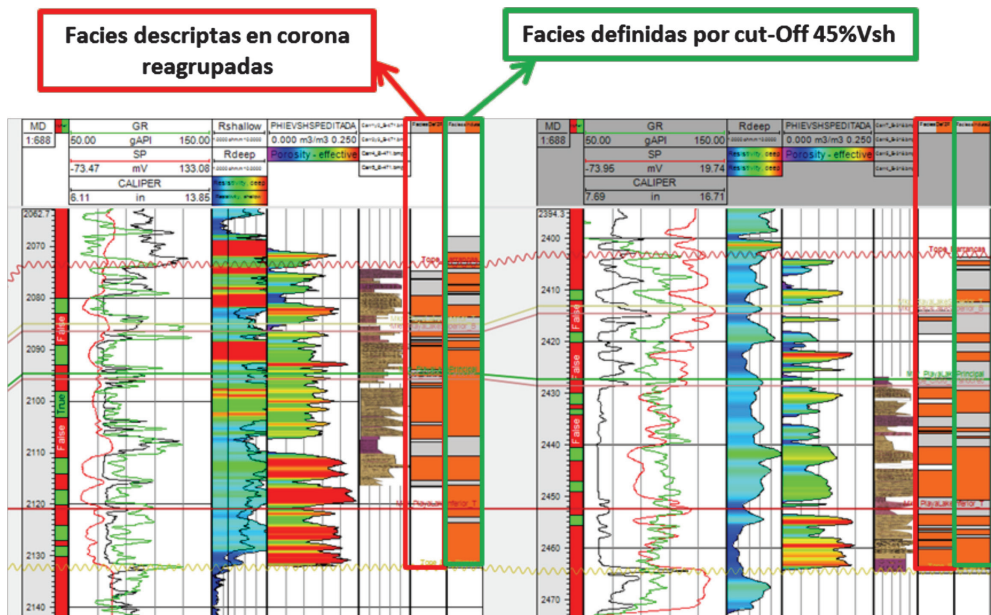


Figura 14. Sección en la que se muestra la calibración de las facies modeladas definidas a partir del corte de Vsh de 45% y las facies descritas en la corona.

Los intervalos con bajo Vsh y baja porosidad dados por los pozos en los cuales la interpretación del Vsh fue realizada a partir del GR son conglomerados con parches de cemento carbonático y de anhidrita en la matriz (duros), asociados a posiciones más distales del sistema. Estos intervalos fueron identificados con un corte de 65 μ s/ft del Sónico (Figura 15).

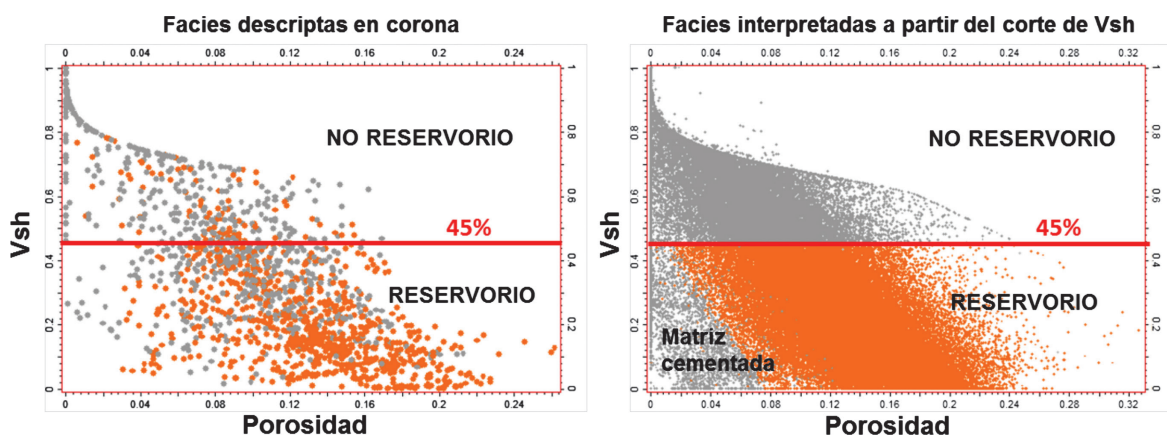


Figura 15. Cross-plot Vsh vs Porosidad de los datos de corona y de perfiles, mostrando el valor de corte utilizado para la definición de las facies reservorio.

A modo de calibración del corte elegido se realizaron pruebas de poblado de la grilla de facies con distintos cortes de Vsh para ver cuál era el impacto en la simulación dinámica. Se observó que al usar cortes más pesimistas que 45% el grado de desconexión entre los cuerpos empeoraba considerablemente el *history match* de la simulación dinámica. Además, a modo de verificación del

valor de corte elegido, se realizó un *cross-plot* de Vsh vs PHIE identificando los intervalos punzados (Figura 16).

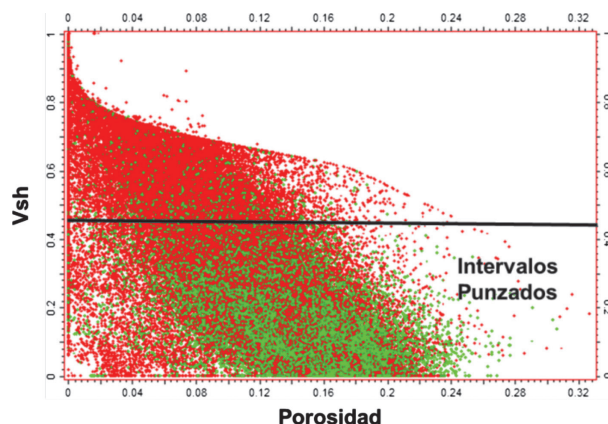


Figura 16. *Cross-plot* Vsh vs Porosidad. Intervalos punzados en verde.

Construcción de la grilla

La construcción del esqueleto de la grilla involucra las fallas interpretadas en la sísmica y los horizontes provenientes de la correlación estratigráfica antes mencionada.

Dentro del armazón de la grilla se tuvieron en cuenta tanto las fallas N-S como las E-W. Debido a que tienen orientaciones diferentes, algunas de ellas se usaron también como *trend lines*. La grilla tiene orientación 330° y corresponde a la orientación de depositación de la formación Barrancas.

El tamaño de las celdas es de 100 x 100 metros. Este tamaño de celda está acorde con el distanciamiento entre pozos inyectores y productores.

La ciclicidad observada y las superficies limitantes entre los ciclos antes descriptos se utilizaron como base para generar los horizontes de la grilla que quedó conformada por seis zonas (Ver Figura 10). Como input secundario y para poder tener control sobre las zonas donde no hay pozos con markers se utilizaron superficies isocóricas. Para el tope de la Fm Barrancas la superficie utilizada fue la proveniente de la interpretación sísmica.

La discretización vertical (*layering*) de la grilla por zona del modelo fue escogida a fin de poder representar adecuadamente las variaciones verticales de facies y propiedades petrofísicas.

Se realizaron diversas sensibilidades al espesor de celda hasta alcanzar un compromiso aceptable entre resolución vertical y número de celdas del modelo. La división previa de la grilla en zonas estratigráficas permitió regular el número de *layers* según el nivel de detalle requerido.

Para cada una de las zonas se definió entonces el número de layers en función de la resolución vertical necesaria para capturar la heterogeneidad vertical. Para las zonas 3, 5 y 6 se definieron *layers* de hasta 2 metros de espesor proporcionales al espesor de cada una de las zonas (Proportional

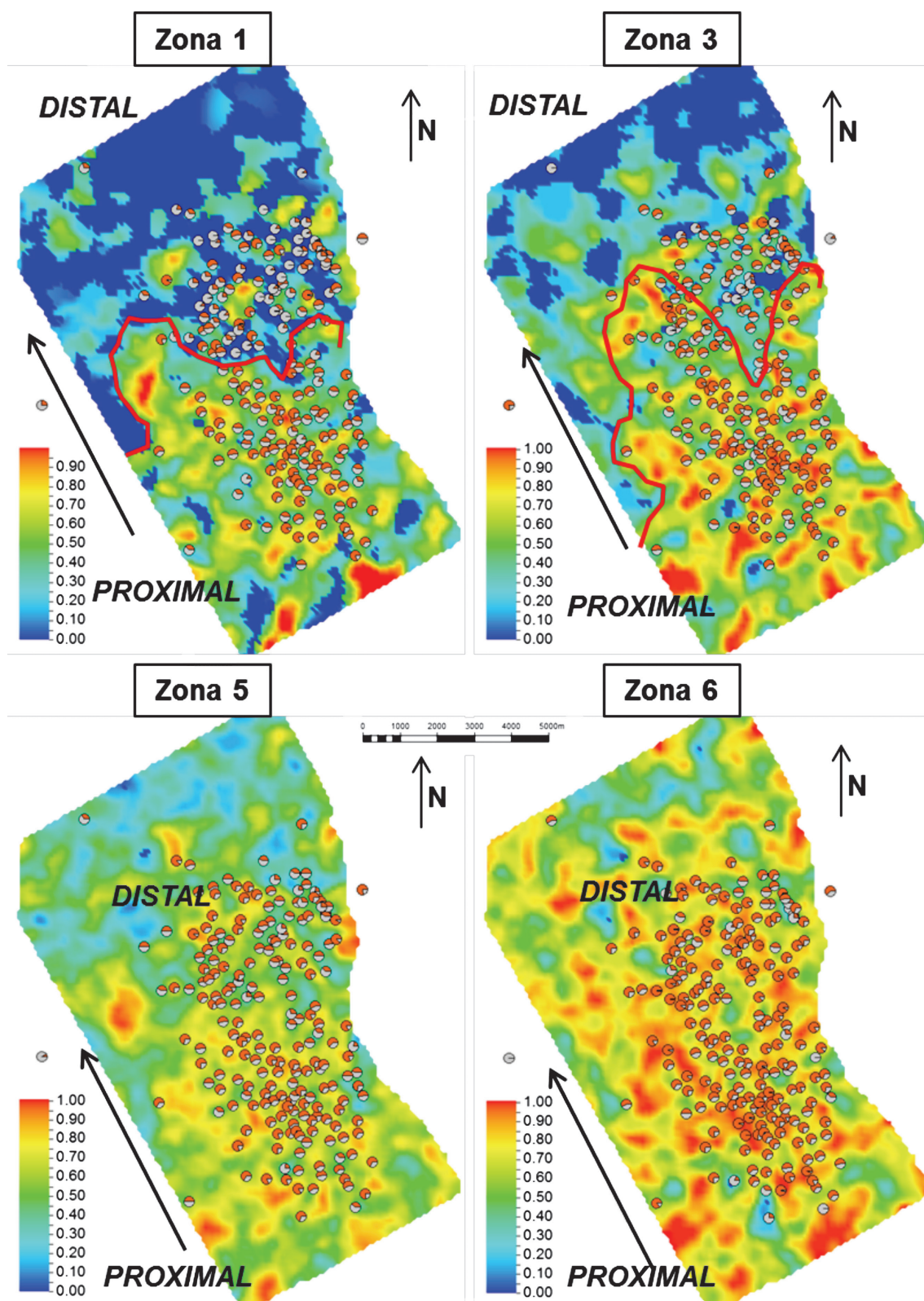


Figura 17. Mapas que muestran la fracción de facies por pozo para las zonas reservorio 1, 3, 5 y 6 en los que se puede observar la polaridad del sistema. En flechas negras se indica el sentido de avance del sistema, y línea roja continua se indica el frente de avance. Las zonas 2 y 4 no se muestran debido a que la fracción de facies reservorio es prácticamente nula.

Mode). Para la zona 2 y 4 que corresponden a los niveles de playa *lake* se utilizó un único *layer*. Hacia el tope de la formación (zona 1) y dado que existe una superficie erosiva y discordante sobre la cual se depositó el basalto Punta de las Bardas, se hizo truncar a los *layers* en dicha discordancia siendo su disposición paralela al *Playa Lake Superior (Follow Base Mode)* con celdas de 2 metros de espesor.

Poblados de Facies

Como parte del análisis de la distribución areal de facies y para honrar la polaridad del sistema resultante del modelo geológico conceptual se calculó la probabilidad de ocurrencia de las facies reservorio en distintas direcciones, siendo la dirección norte-sur la que mostró mayor polaridad para las zonas 1 y 3 (Figuras 17 y 18).

Esta función de distribución de probabilidad se utilizó como tendencia en los poblados de facies con el algoritmo Simulación Gaussiana Truncada. Luego se utilizó estos modelos de facies para guiar el poblado de propiedades petrofísicas.

El resultado fue una grilla de facies poblada, que refleja la polaridad del sistema observada en el modelo geológico conceptual y que respeta la información de los perfiles (Figuras 17 a 20).

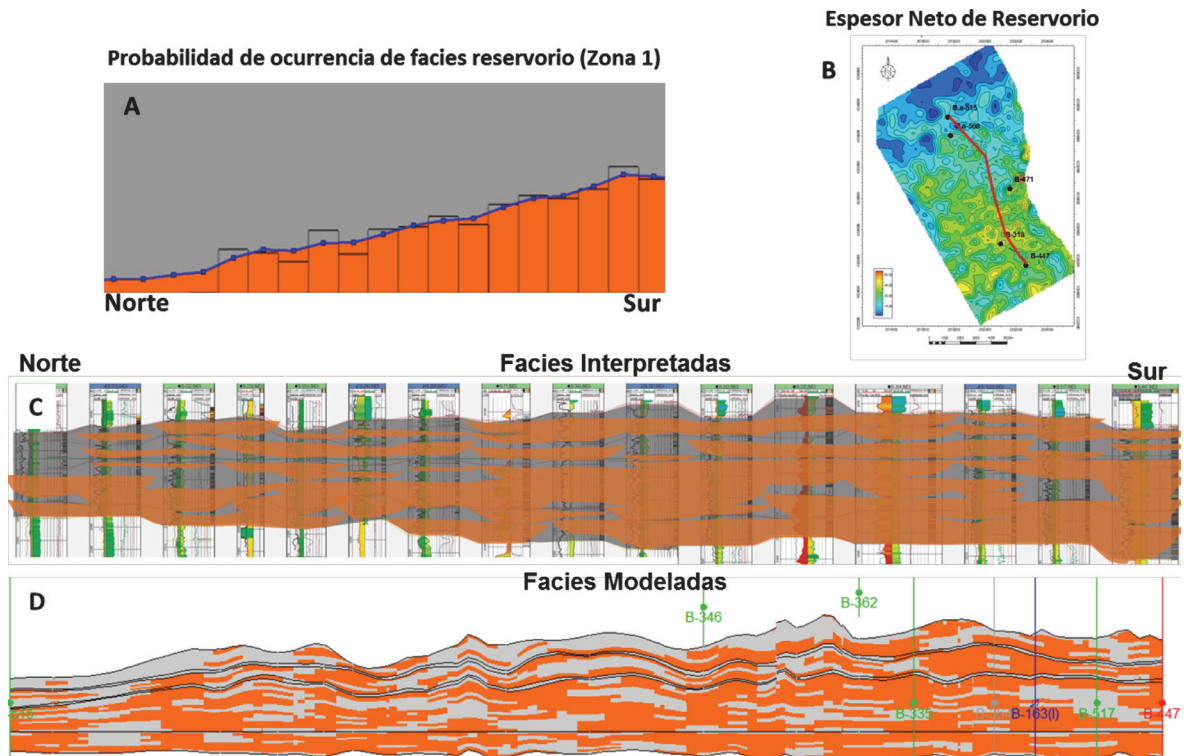


Figura 18. A. Probabilidad de ocurrencia de facies en la dirección norte-sur para la zona 1 (Barras) que muestra un *trend* (línea azul) utilizada como input en los poblados de facies de dicha zona, B. Mapa de espesor de reservorio. La línea roja indica la traza de la sección norte-sur mostrada en las figuras C y D. C. Correlación de cuerpos; D. Grilla con el poblado de facies.

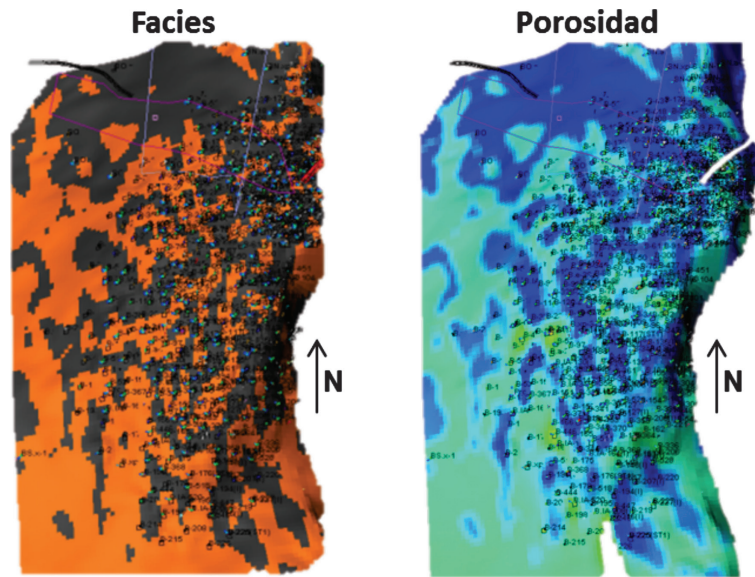


Figura 19. Captura de un *layer* del modelo 3D a la base de la zona 1, mostrando el poblado de facies y el poblado de porosidad guiado por dichas facies.

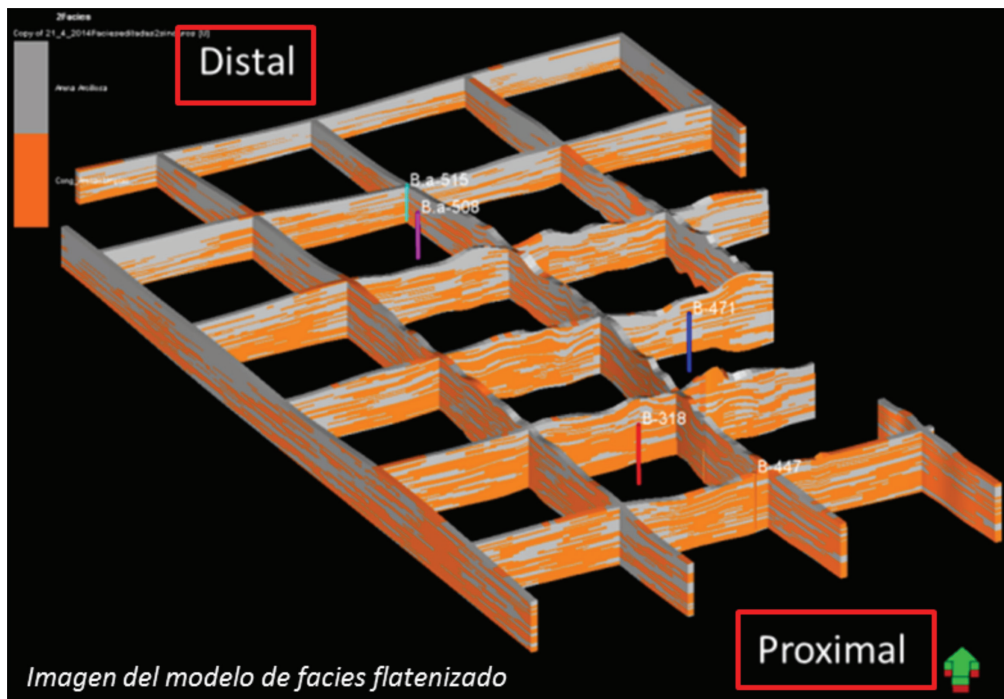


Figura 20. Vista del modelo de facies 3D en la cual se muestra que la polaridad del sistema ha sido capturada. En naranja se muestran las facies reservorio y en gris las facies no reservorio.

Simulación del modelo

Según la metodología adoptada, cada concepto testeado en el modelo geológico fue validado con la simulación numérica.

Las simulaciones fueron haciéndose en orden de complejidad creciente, tratando de incorporar sólo los conceptos que fueron necesarios desde un punto de vista del ajuste de producciones y/o presiones.

Debido a la cantidad de pozos en el campo, se ha trabajado analizando el ajuste por grupos de alrededor de 15 pozos (18 grupos en total, Figura 21) para capturar el comportamiento del campo por región antes de pasar al ajuste pozo a pozo.

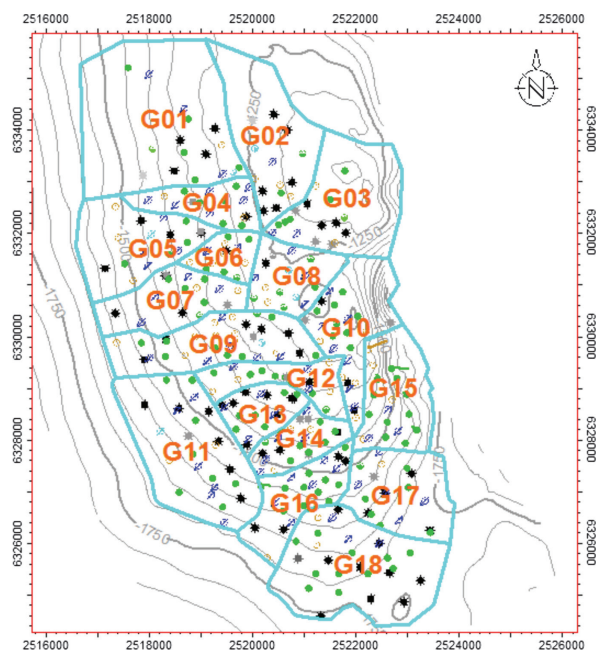


Figura 21. Grupos de pozos definidos en las diferentes regiones del campo.

El modelo de saturaciones inicial suponía un valor de saturación de agua irreducible constante sobre el contacto agua-petróleo, sin embargo esto no explicaba las saturaciones de agua más altas vistas en los pozos del flanco hacia el norte. Debido a esto era necesario la incorporación de un contacto agua-petróleo más alto para la zona norte, sustentado en una posible desconexión entre bloques a través de fallas. Esto fue descartado con la reinterpretación sísmica del área, en la cual no se identificaron bloques aislados. Por lo tanto se asumió que una fuerte componente estratigráfica sería la responsable de la saturación de agua variable.

La pérdida de calidad en las propiedades petrofísicas del modelo geológico antes mencionada implica una zona de transición (ascenso capilar) de mayor espesor hacia el norte del yacimiento. Esto es modelado mediante una función J de Leverett que asume una presión capilar variable en función de las propiedades de la roca, haciendo que las rocas de menor permeabilidad tengan una zona de transición más alta (Figura 22).

La tendencia en el comportamiento productivo de los pozos y el corte de agua de los mismos

también corrobora la polaridad proximal-distal del sistema y la disminución de la calidad de reservorio de sur a norte modelada.

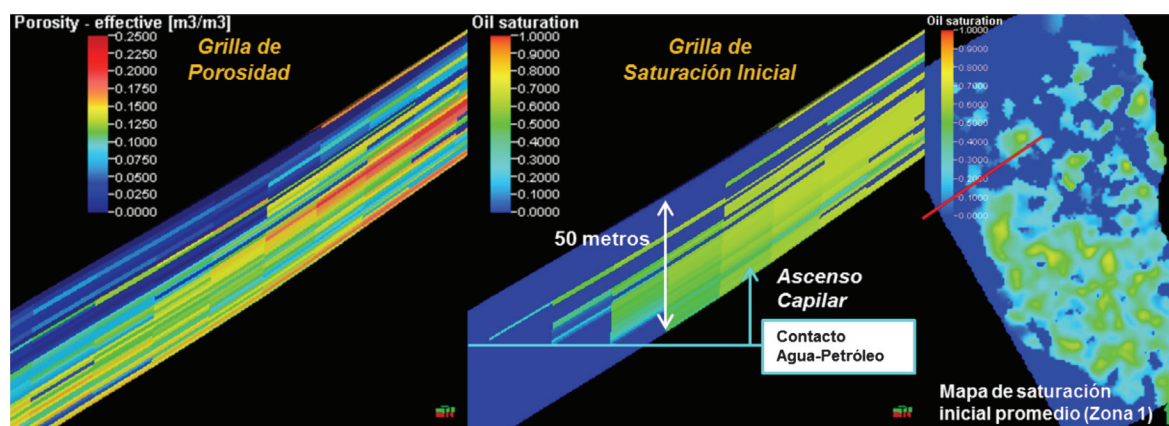


Figura 22. Grillas de porosidad y saturación de petróleo inicial, mostrando el ascenso capilar diferenciado en función de la calidad de la roca. A la derecha se muestra un mapa de saturación de petróleo inicial promedio para la zona 1 señalando en rojo la sección mostrada en las figuras de la izquierda.

Además se incorporó al modelo un acuífero numérico para poder satisfacer el balance de materia y explicar la producción de agua de los pozos del flanco. Luego de varias simulaciones se obtuvo el acuífero necesario para el ajuste, que es de un tamaño moderado (4 ó 5 veces el tamaño del campo). La posición y las propiedades del acuífero se detallan en la Figura 23.

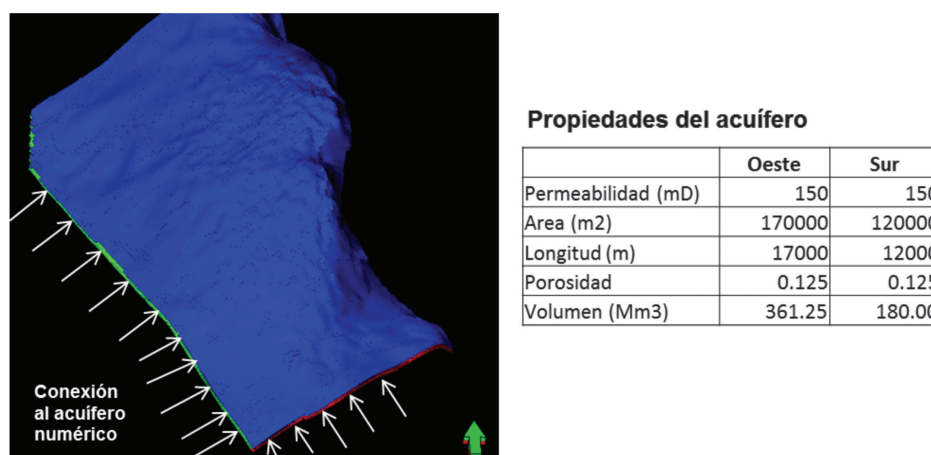


Figura 23. Esquema de conexión del acuífero y propiedades del mismo.

Finalmente en las simulaciones se ha hecho foco en el ajuste de los pozos con mayores producciones y con mejores respuestas a la inyección, para asegurar que el modelo está representando el comportamiento productivo del campo. La separación en grupos de pozos ha hecho que este trabajo sea más sencillo, debido a que estos pozos se concentraban en la zona central del campo (Grupo 9).

Para lograr un nivel de ajuste aceptable a nivel de pozo, fue necesario en algunos casos revisar el grado de conectividad entre pozos en el modelo estático. Esto implicó una fuerte interacción entre el modelo estático y dinámico que mostró que ciertos problemas de ajuste estaban dados por la definición de facies a partir del Vsh. La curva de SP mostró para ciertos intervalos una resolución inadecuada para la identificación de intercalaciones reservorio-no reservorio de poco espesor. Esto se resolvió editando las facies descriptas según lo observado en otras curvas como GR o Sónico.

Como se observa en la Figura 24, el modelo ha ajustado bien la mayoría de los grupos y también el comportamiento a nivel de campo. Además de esto se ha comprobado el ajuste a nivel de pozo, tanto de producción como de presiones. El ajuste se consideró satisfactorio y el modelo con la suficiente confiabilidad para ser utilizado en modo predictivo.

CONCLUSIONES

Según lo observado en las coronas y afloramientos, las facies descriptas y las asociaciones de facies, la formación Barrancas para el área de estudio conforma un sistema de abanicos aluviales con fluviales efímeros asociados.

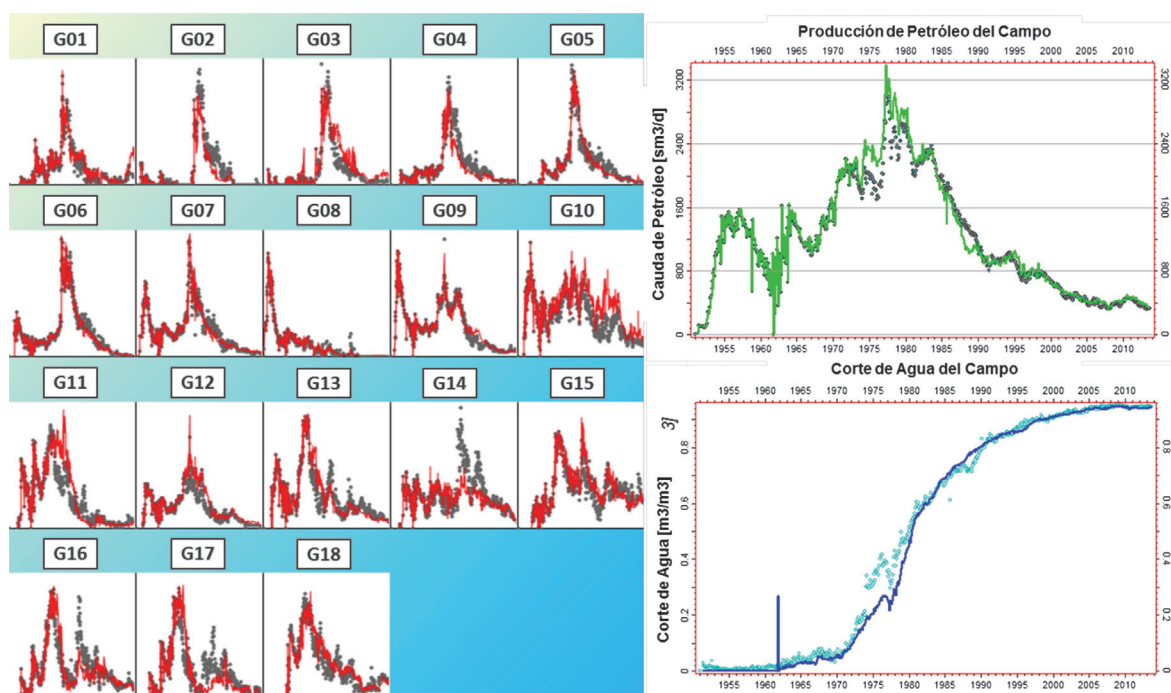


Figura 24. Ajuste a nivel de grupos (izquierda, gráficos de caudal de petróleo histórico en puntos grises y simulado en líneas rojas) y a nivel de campo (derecha, caudal de petróleo histórico en puntos verdes y simulado en línea verde, y corte de agua histórico puntos celestes y simulado en línea azul).

Del modelo geológico conceptual, los datos de perfiles eléctricos y los comportamientos productivos de los pozos, se observó que existe una fuerte polaridad del reservorio.

La evolución temporal del sistema y sus depósitos resultantes estuvo influenciada mayormente por el factor climático. Los cambios en el clima influenciaron principalmente la tasa de aporte de sedimentos, la cual generó un arreglo de facies característico de ciclos progradantes y retrogradantes que fue utilizado en la correlación. La correlación a un nivel de detalle mayor no puede realizarse debido a que está dada por cambios inherentes al sistema (avulsión).

La integración de los conceptos geológicos con los datos de producción en el modelo estático-dinámico, fue clave para lograr un modelo predictivo con un ajuste satisfactorio. Además permitió lograr un mejor entendimiento de los mecanismos que controlaron el comportamiento productivo del campo.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio pudo publicarse gracias al apoyo de YPF. Especialmente los autores quieren agradecer el trabajo en conjunto y la colaboración en todo momento de la gente del Yacimiento Barrancas CRI, en particular a Juan Carlos Scolari, Ariel Lucero, José Peltier y Dante Crosta. A Gonzalo Veiga por su ayuda en la definición del modelo geológico conceptual. A Pablo Borgui por su trabajo en la interpretación sísmica, a Anthony Thompson por su aporte para la simulación dinámica, Laura Gómez Rivarola, Carlos Iglesias, Silvana Gandi, Fabián D'Andrea, Diana Arévalo y Alejandro D'Odorico y la revisión crítica de Daniel Astesiano, Elena Morettini y José Luis Massafarro.

REFERENCIAS CITADAS

- Cristallini, *et al.*, 2000. Cuenca Cuyana. Interpretación Estructural Regional.
- Dellapé, D y Hegedus, A, 1995. Structural Inversion and Oil Occurrence in the Cuyo Basin in Argentina, en A. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink, eds., Petroleum Basins of South America, AAPB Memoir 62, p. 359-367
- Galloway y Hodbay, 1996. Terrigenous Clastic Depositional Systems: Applications to Fossil Fuel and Groundwater Resources.
- Kress, P, 1990. Análisis Estratigráfico de la Formación Barrancas.
- Martínez, R, *et al.* 1989. Análisis Estratigráfico de la Formación Barrancas. Cuenca Cuyana. Provincia de Mendoza – Argentina. Informe interno YPF.
- Ramon, J.C. y Cross, T. 2002. Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia.
- Silvia Zencich, Héctor J. Villar y Daniel Boggetti. 2008. Sistema Petrolero Cacheuta-Barrancas de la Cuenca Cuyana, Provincia de Mendoza, Argentina. Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas.