

MODELO ESTÁTICO-DINÁMICO DE MESA VERDE

Gustavo Gómez¹, Eugenia Valverde¹, Marco Rueda¹

1: YPF S.A. gustavo.a.gomez@ypf.com, maria.e.valverde@ypf.com, marco.a.rueda@ypf.com

Palabras clave: Cuenca Cuyana, Mesa Verde, Río Blanco, Net-to-gross, Analcima

ABSTRACT

Mesa Verde oil field has a combine structure-stratigraphic trap and overpressure reservoirs associated with both clastic and pyroclastic lithology, that belongs to a fluvial-delta-lake system cluster as Río Blanco formation. A three-dimensional static & dynamic model was accomplished to enhance the understanding of the field and to have an adequate tool in order to adapt the actual development plan. A regional tectonic model of the Cuyana rift Triassic basin, stratigraphic approaches, analogies with active lakes from Africa, local structure, facies arrangements, depositional sub-environments, in addition to core descriptions, mud and well logs including resistivity imaging and magnetic resonance, were integrated in a conceptual geological model. The static model incorporates petrophysics evaluations and production data. Sedimentary facies described in cores were scaled and propagated by well logs using both upper and lower porosity cut-offs to re-define net-to-gross relationships that could explain differences in productivity by zones, by stratigraphic members and by depositional facies. The changes in the observed permeability were associated to the diagenesis, particularly the role of analcite. It was also considered rock types, relative permeabilities, pressures and flow rates adjustment by zones in a dynamic model that provide development scenarios and drilling recommendations.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Mesa Verde, está ubicado en la provincia de Mendoza. Fue descubierto en 2015 y es operado por YPF S.A. (Ruiz *et al.*, 2022). El mecanismo de producción primaria es por expansión de gas disuelto, mediante pozos verticales perforados a 3200 m de profundidad. Actualmente acumula 400 k m³ de petróleo.

Este yacimiento ha sido caracterizado con un entrapamiento combinado, de estructura homoclinal y disminución del espesor de los reservorios, en combinación con capas de baja permeabilidad como sello lateral y vertical. Los reservorios se encuentran inicialmente sobre-presionados y manifiestan surgencia en sus primeros años de vida (Gómez *et al.*, 2018). Esta aparente simplicidad del sistema petrolero representa, sin embargo, un desafío al momento de construir un modelo estático-dinámico, que sea por un lado fidedigno del comportamiento observado en producción y por el otro lado una adecuada herramienta en la toma de decisiones.

Por tratarse de reservorios discontinuos y delgados, pertenecientes a la Formación Río Blanco (Rolleri y Criado Roque 1968), los cuales presentan variaciones importantes de permeabilidad, y conectividad, ha resultado especialmente compleja su caracterización sedimentológica y petrofísica. La definición de facies y relación de NTG, ha debido ser revisada para tener en cuenta el efecto de la litología y la diagénesis en la saturación de agua y la porosidad, en particular el efecto producido, por el alto contenido de material piroclástico en la calidad del miembro más productivo del yacimiento. Por otro lado, el modelo estático fue retroalimentado en base al avance del modelo dinámico logrando un relativo buen ajuste.

En este trabajo se presentan el estudio de modelado estático-dinámico tridimensional de Mesa Verde, el flujo de trabajo (Figura 1), la metodología empleada y las lecciones aprendidas, así como sus implicancias en el cálculo del volumen de OOIP, el factor de recobro del yacimiento y el desarrollo futuro del mismo.

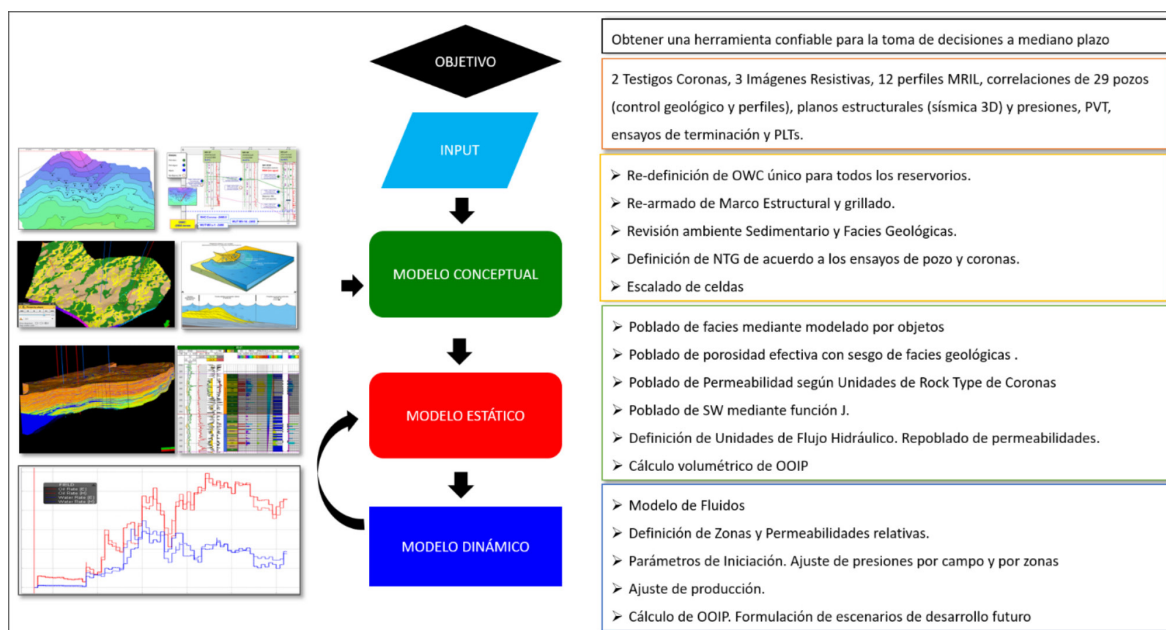


Figura 1. Diagrama de flujo del Modelado Estático-Dinámico de Mesa Verde.

MODELO GEOLÓGICO CONCEPTUAL

El yacimiento Mesa Verde pertenece geológicamente al ámbito de la Cuenca Cuyana, cuenca triásica de *rift* continental (Figura 2), desarrollada sobre el margen sudoccidental del Gondwana. Emplazado en el borde flexural de un hemigraben con pendiente desde el Alto Verde hacia el NNE (Figura 2), hacia el depocentro Tierras Blancas, parcialmente separado del depocentro Tupungato por una zona de transferencia tectónica (Zencich *et al.* 2008; Giambiagi *et al.* 2014; Gómez *et al.* 2018; entre otros trabajos).

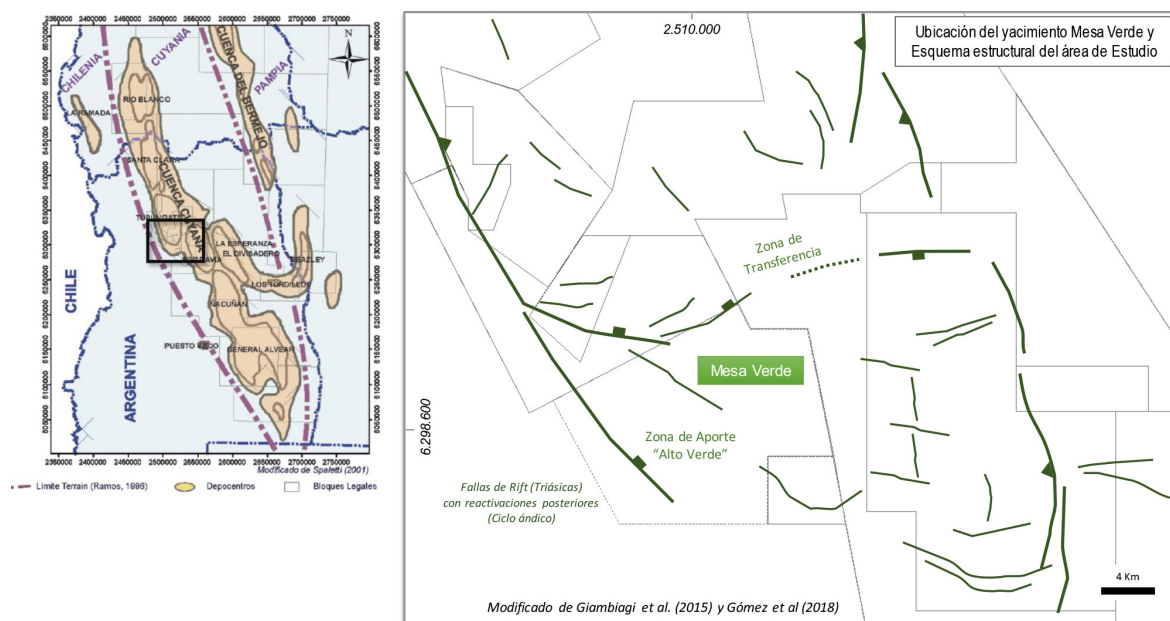


Figura 2. Ubicación del área de estudio. Estructura regional en base a trabajos previos, información de sísmica 3D y pozos

La asociación de facies observada en la zona de estudio clasifica al sistema lacustre presente como de tipo balanceado, con ciclos de expansión y contracción del lago, caracterizado por secuencias sedimentarias progradacionales y aggradacionales por desecación (Carroll y Bohacs 1999).

La depositación de la Formación Cacheuta (Figura 3), principal roca madre de la cuenca, marca el climax del *rifting* triásico con el desarrollo de una superficie de máxima inundación (MFS); es a partir de ese momento que se inicia la sedimentación del Miembro Inferior de

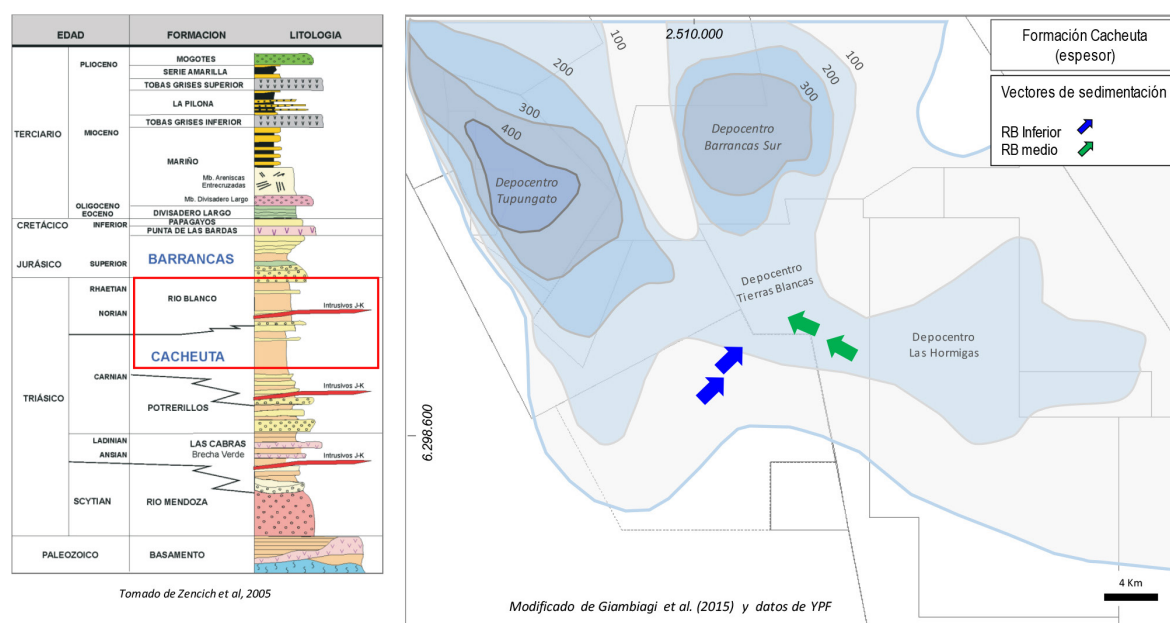


Figura 3. Plano de espesor de la Formación Cacheuta, con indicaciones de las direcciones de sedimentación de la Formación Río Blanco en la zona de Mesa Verde, en base a imágenes resistivas de pozos y contexto regional.

la Formación Río Blanco en Mesa Verde, con el aporte de sedimentos principalmente silico-clásticos en flujos de tipo transversales (Leeder 1995) desde la zona de aporte Alto verde ubicada al sur del yacimiento, mediante un sistema fluvio-deltaico-lacustre, caracterizado por una zona de cordón litoral, incluyendo canales fluviales de plataforma deltaica y pasaje a frente deltaico, prodelta y lacustre profundo, documentado por estudios de corona e imágenes resistivas (Gómez *et al.* 2018).

Posteriormente en discordancia se depositó el Miembro Medio de la Formación Río Blanco, representado por un sistema fluvial de tipo axial (Leeder 1995) que fluye en dirección hacia el noroeste, es decir hacia el depocentro Tupungato, sobrepasando los límites de la zona de transferencia a partir de una notable disminución en la velocidad de rotación de los ejes tectónicos. Este miembro está caracterizado por el desarrollo de canales relativamente sinuosos y planicies de inundación adyacentes, involucrando sectores afectados por desbordes, caídas de ceniza, y participación local de flujos hiper-concentrados, especialmente hacia el oeste, hacia la zona de transferencia.

En concordancia se produce la depositación del Miembro Río Blanco superior, en facies de llanura de inundación, con desarrollo de suelos, escasos cursos efímeros y lagunas someras, siempre con materiales sedimentarios ampliamente dominados por piroclastos.

Finalmente, después del desarrollo de un amplio abanico aluvial (Formación Barrancas) que excede todos los límites del *rift* triásico, se produce el emplazamiento sobreimpuesto de intrusivos del complejo volcánico andesítico-alcálico (Jurásico a Cretácico inferior), en las zonas de debilidad y fractura preexistentes triásicas tales como zonas de transferencia y/o bordes del *rift*, asociado con la extensa depositación de mantos efusivos basálticos (Formación Punta de las Bardas).

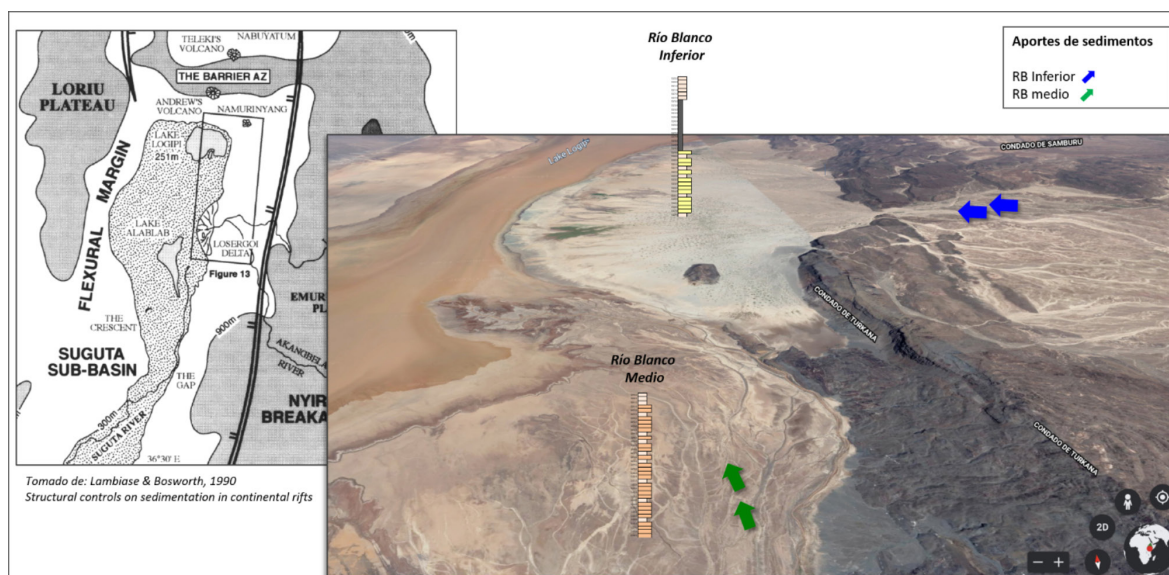


Figura 4. Modelo Conceptual sedimentario de Río Blanco Inferior y Medio, con indicación de los flujos transversales y longitudinales en cada caso. En base a imagen de Google map® y al modelo expuesto en el trabajo de Lambiase y Bosworth (1990).

En las vecinas áreas de Puesto Pozo Cercado y Chañares Herrados se encuentra un buen registro volcano-sedimentario (Gómez y Stahlschmidt 2014) que completa el marco regional del yacimiento Mesa Verde. El modelo tecto-sedimentario de Mesa Verde-Puesto Pozo Cercado y Chañares Herrados, se puede explicar como la interacción de un sistema volcánico explosivo con un sistema sedimentario lacustre de características proximales a dichos centros efusivos, en el ámbito de una cuenca de *rift* continental (Figura 4), en analogía con los procesos y productos volcánicos, sedimentarios y diagenéticos observados en los lagos actuales del noreste de África, en particular la subcuenca Suguta de Kenia (Lambiase y Bosworth 1990).

DEFINICIÓN DE FACIES

En primera instancia se estableció el modelo estructural (Figura 5) a partir de dos superficies interpretadas en sísmica 3D: el tope de Cacheuta y un reflector próximo al tope de Río Blanco Medio (RBM). Con los datos de pozos se interpoló la superficie intermedia, tope de Río Blanco Inferior (RBI). Continúa el flujo de trabajo con la creación de celdas ortogonales (*Structural framework*), así como la creación, carga y validación de modelo de fallas; a continuación, se realizó la definición de grilla (*Structural gridding*) para las dos secuencias de 130 m promedio cada una, con mayor detalle de *layers* en RBM para capturar mejor los canales reservorio de espesor delgado.

En el yacimiento Mesa Verde, tanto el miembro inferior (RBI) como el medio (RBM) de la Formación Río Blanco presentan características de roca reservorio. El miembro superior (RBS), debido a empeoramiento de las propiedades petrofísicas, conforma el sello vertical del sistema petrolero.

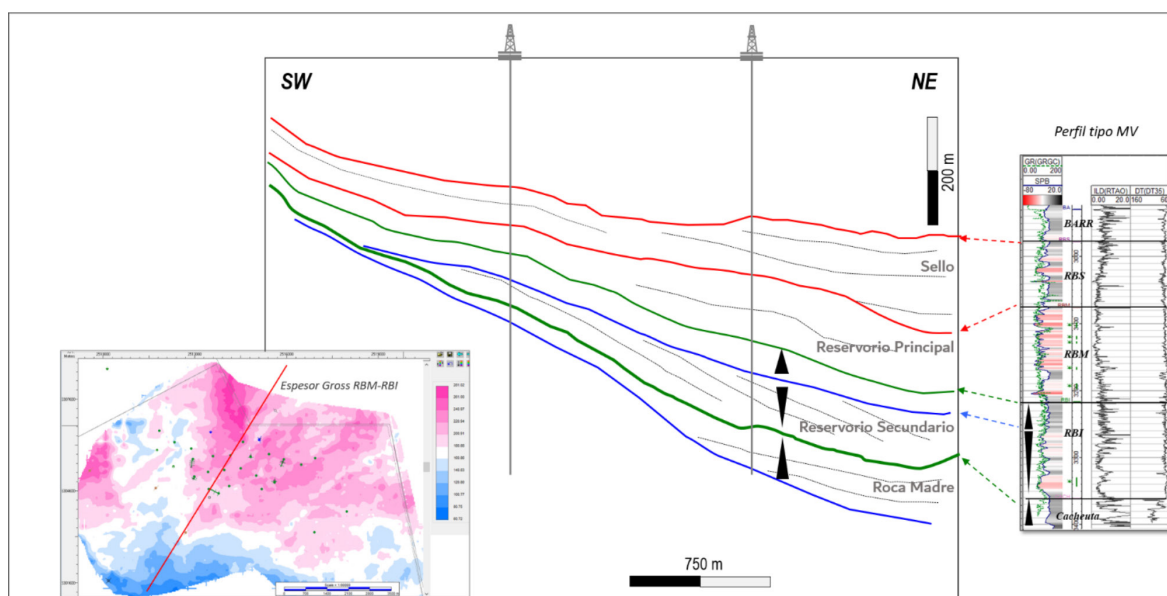


Figura 5. Modelo estructural de Mesa Verde: mapa de espesores, sección interpretada de sísmica 3D PSDM y perfil tipo del yacimiento con indicación de las principales superficies estratigráficas y secuenciales.

Se modelaron tres facies de RBI y 2 facies de RBM. La facies de canales distributarios (RBI) y los canales efímeros moderadamente sinuosos (RBM), son las facies de mayor permeabilidad por análisis de unidades de flujo de corona, en concordancia con la mayor productividad medida por ensayos PLT's (*production logging tool*). Las facies de barras de desembocadura (RBI) se incluyen como reservorios, pero son de menor aporte a la productividad. Las facies de fangolitas y fangolitas tobáceas asociadas a los diferentes sub-ambientes sedimentarios, representan las facies no reservorio del modelo (Figura 6).

Con el objetivo de calibrar las facies sedimentarias definidas en los testigos corona con alguna propiedad que permita extrapolar el modelo, se estandarizaron las curvas de volumen de arcilla por pozo obtenidas a partir de curvas de *gamma-ray* y eventualmente resonancia magnética; Luego se definieron las facies por pozo según el modelo conceptual y se escalieron las celdas. A continuación, se realizó el poblado de facies usando el método estocástico de modelado por objetos, guiado por un mapa isopáquico obtenido a partir de sísmica 3D, así como las tendencias de direcciones de flujos obtenidas a partir de imágenes resistivas orientadas (D'Angiola 2019), testigos corona, analogías y marco regional del modelo conceptual. El poblado de porosidad efectiva se realizó con sesgo de facies geológica orientado mediante variogramas (método de simulación secuencial Gaussiano).

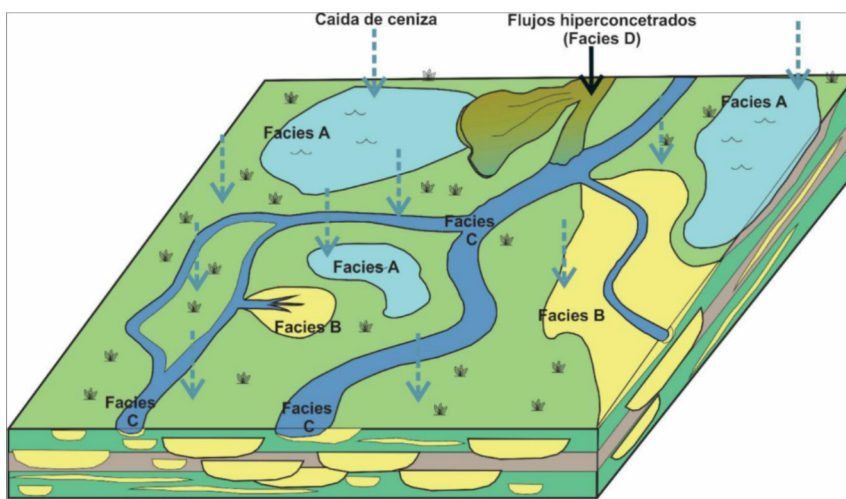


Figura 6. Modelo paleoambiental de Río Blanco Medio: Sistema fluvial multi canalizado con desarrollo de canales relativamente sinuosos (Facies C) y planicies de inundación distales (A) y proximal involucrando sectores afectados por desbordes (B), caídas de ceniza, y participación local de flujos hiperconcentrados (Facies D). Tomado del informe de Bardelli y Soria (2021).

Para reducir la incertidumbre en zonas donde existe una menor cobertura de datos de pozo se realizó una validación de la frecuencia de facies determinadas por pozos con la probabilidad de frecuencia de arenas obtenida mediante el módulo GPM (*Geological Process Modeling* de Schlumberger®), el cual incorporó parámetros como la paleo-topografía de la Formación Cacheuta, áreas de aporte y eventos temporales de depositación y subsidencia (Figura 7), para lograr una

simulación que tenga en cuenta los procesos geológicos y los datos existentes (Gómez *et al.* 2019).

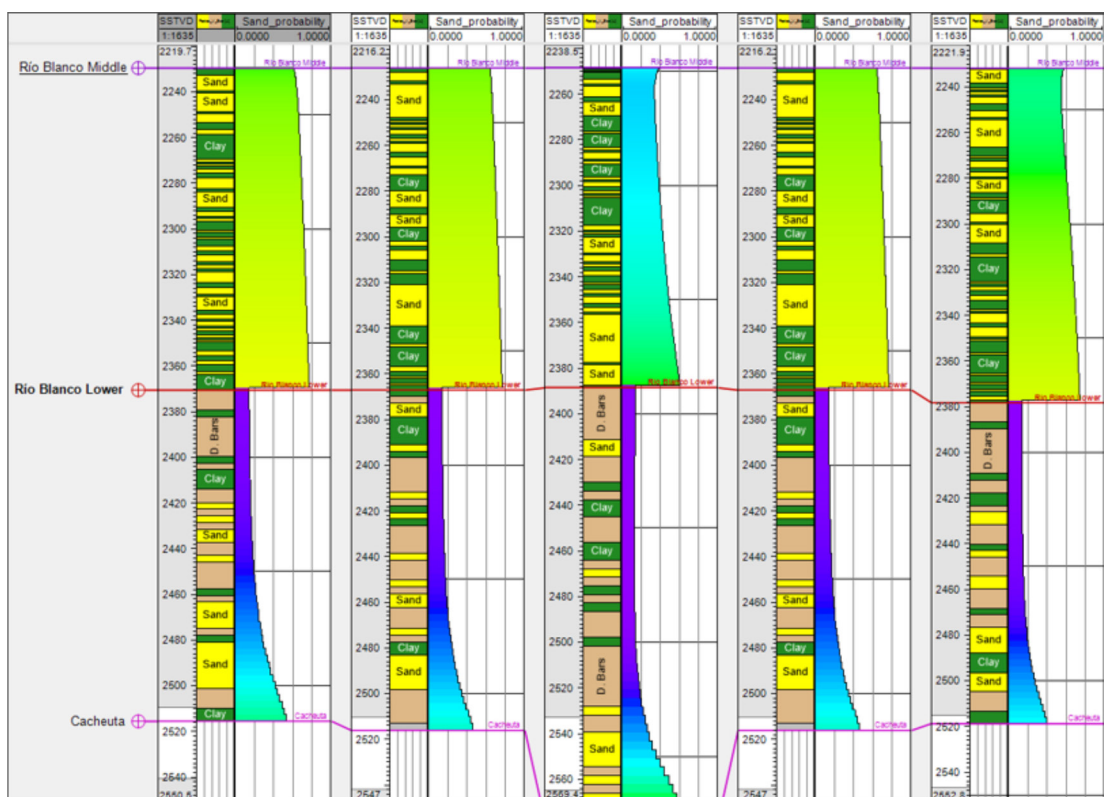


Figura 7. Validación entre el modelo de facies por pozo y la probabilidad de arenas GPM ®

AJUSTES DE NTG

Para la secuencia Río Blanco Inferior no se presentan mayores dificultades en la definición del parámetro relación de *net-to-gross* (NTG), ya que existe correspondencia entre las facies reservorio identificadas en las coronas y la respuesta de perfiles de pozo.

Sin embargo, para Río Blanco Medio, principal reservorio del yacimiento Mesa Verde, resulta más complejo encontrar el *cut-off* de Vclay adecuado que permita incluir todas las zonas impregnadas en las coronas, las zonas ensayadas en producción, así como a las capas muy delgadas (decimétricas) casi sin definición vertical por perfiles.

El primer intento fue utilizar un *cut-off* extra usando resistividades, pero por efecto litológico este método dejaba fuera zonas de interés o incluía zonas no mineralizadas, de manera que se descartó. En los pozos con perfiles de resonancia magnética se observó una mejora tanto en la definición de Vclay como en la discriminación de tramos mineralizados, pero como luego se pudo verificar comparado los perfiles de pozo con los datos de petrofísica

de corona, este método presentaba por un lado problemas de resolución vertical y por otro lado la necesidad de generar curvas sintéticas de permeabilidad para los demás pozos; tampoco resultó satisfactorio el ajuste con el modelo dinámico, en un primer *loop* de validación del modelo estático.

De las 2 coronas disponibles para RBM solo 1 pozo, ubicado en el sector occidental del yacimiento, cuenta también con un set de perfiles completo, incluida resonancia magnética, la cual resulta fundamental para reconocer en forma más “directa” las porosidades efectivas y las permeabilidades obtenidas mediante la relación de Coates. A partir de la descripción de este testigo corona (Bardelli y Soria 2021), se realizó un detallado conteo de los tramos mineralizados y se contrastaron estos datos con las descripciones de facies sedimentarias de la corona, con los estudios de petrofísica básica, especial, petrografía de corte delgado, difracción de rayos X y microscopía electrónica de barrido. Finalmente, se comparó con el análisis petrofísico in house realizado a partir de perfiles de pozo en el mismo tramo de la corona.

NTG_reservorio

Se considera en este trabajo como la relación de espesores NTG que permite modelar aquellos intervalos que tienen alguna posibilidad de aportar fluidos (agua o petróleo) al sistema petrolero.

Los niveles considerados siempre superan el valor de 8% de porosidad efectiva, aunque solo algunas capas de las mejores facies superan los 100 mD de permeabilidad. Además, presentan una relación de tramos impregnados del 43% y representan a su vez el 86% del volumen total analizado en la corona del mencionado pozo. Comparando con el volumen obtenido por perfiles (80%) y al modelado con el *software* (78%), se verifica que las relaciones NTG_reservorio están en el mismo orden de magnitud.

Litológicamente se trata principalmente de la facies “C” definida por areniscas y conglomerados en ciclos grano decrecientes, que representan procesos de sedimentación en canales fluviales moderadamente sinuosos, con desarrollo local de áreas intercanal, las cuales se encuentran casi totalmente impregnadas en forma moderada a intensa. Por su litología y niveles puntuales de alta permeabilidad, han sido consideradas como el reservorio principal, de alta calidad petrofísica. También se incluyen tramos de calidad menor con algún grado menor de impregnación (facies B y D).

Finalmente, se excluye la facies “A”, de fangolitas masivas y laminadas que representan sedimentación a partir de decantación subácuea de materiales finos, en ambientes de baja energía (planicie de inundación distal). En este caso son claramente facies no-reservorio, sin ningún tipo de rastros de hidrocarburos ni picos de gas.

NTG_pay

Se consideraron solo los tramos de alta calidad de reservorio, que corresponde al 13% del volumen de la corona, es decir los tramos totalmente impregnados de hidrocarburos, en general pertenecientes la facies “C”.

Por otro lado, considerando el análisis petrofísico de perfiles, al acotar el tramo de interés solo a las porosidades que permiten el flujo del petróleo (*cut-off* de porosidad) y que a su vez tienen una alta resistividad (*cut-off* de S_w) se estarían detectando los tramos correspondientes a las mejores facies de canal que representan el 14% en del volumen del mismo tramo coroneado del pozo, siendo muy coincidentes las proporciones entre ambos métodos.

Este parámetro no se puede comparar con el modelo numérico, ya que no se modelaron “espesores útiles” sino que se poblaron las grillas con NTG_reservorio, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua mediante una curva J.

El criterio de discriminar *NET_pay* es muy bueno para elegir los tramos a punzar en la terminación ya que suelen coincidir muy bien con los picos de gas con cromatografía completa y los mejores rastros de HC, obtenidos durante el control geológico, pero tiene limitaciones al momento de evaluar capas muy delgadas o de menor resistividad que aportan hidrocarburos al sistema, pero no en tiempos razonables económicamente hablando tal como se corrobora en los testigos coronas, los cuales presentan tramos impregnados pero con permeabilidades bajas, del orden de 10 a 100 mD.

Consideramos que debido a estas restricciones de orden práctico se debe aplicar un criterio menos restrictivo para considerar todo el volumen de OOIP presente en este yacimiento, independientemente de cuál es la proporción de hidrocarburo recuperable, que es muy baja; debido a la existencia de una extensa zona de transición con permeabilidades bajas a muy bajas, intercaladas con capas de alta permeabilidad.

Sin embargo, al momento de intentar propagar la propiedad NTG se encontró un exceso de capas incorporadas al modelo, de manera que el concepto de facies favorables debió ser refinado debido a la existencia de capas que o son muy delgadas (resolución vertical) o bien presentan litologías complejas cuya correspondencia no es unívoca con los perfiles de pozo.

Limitaciones de los perfiles de pozo

Al tratar de asociar porosidad con permeabilidad utilizando leyes K-Phie, especialmente en los pozos del sector oeste del yacimiento, se encuentran valores de porosidad muy altos asociados con permeabilidades muy variables. Algunos casos como en el siguiente ejemplo se pueden explicar por el diámetro de las gargantas porales asociadas a litologías favorables y no favorables por textura, en particular el tamaño de grano, y la composición (Figura 8).

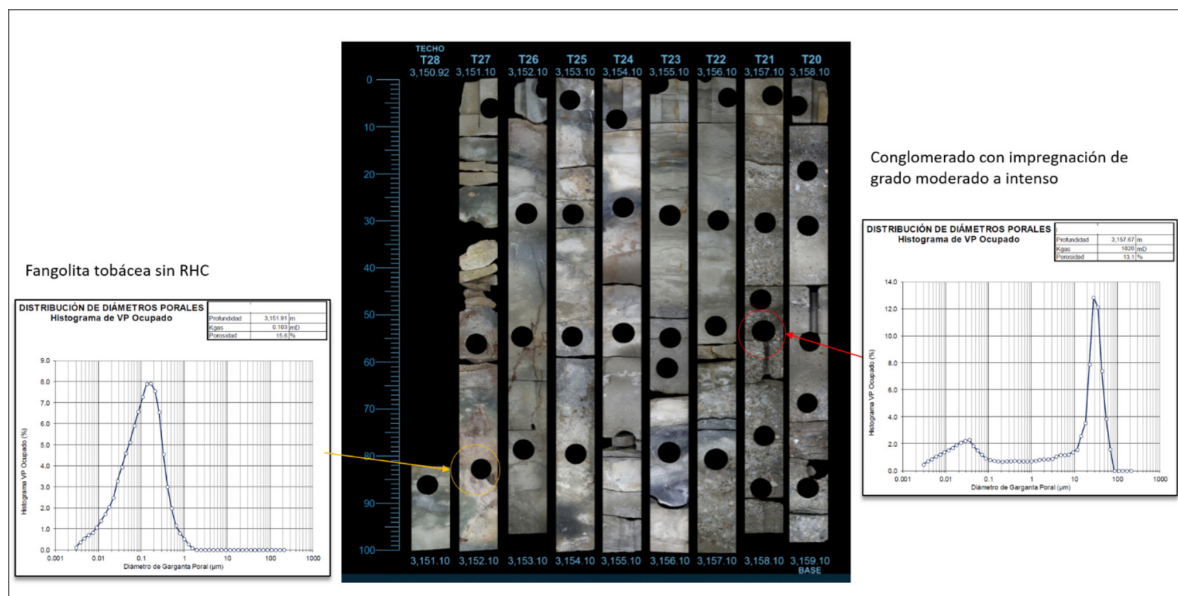


Figura 8. Comparación de unidades reservorio vs no reservorio. En ambos casos se observan porosidades similares (13 a 16%) pero muy diferentes permeabilidades (0.1 a 1020 mD); esto se explica por las diferencias de diámetros porales.

En otros casos no es tan sencillo el enfoque. A modo de ejemplo, en el gráfico composite de la Figura 9, se observa como existe una buena correspondencia entre las porosidades de corona, Phi-MRIL y Phi-sónico, por el contrario, las permeabilidades (K) encuentran un correcto *match* solamente si se analiza cualitativamente el tramo de mayor interés, no alcanzando a resolver verticalmente las variaciones de K. Tampoco resulta adecuadamente predictivo el análisis de bound fluid para diferenciar tobas de arenas.

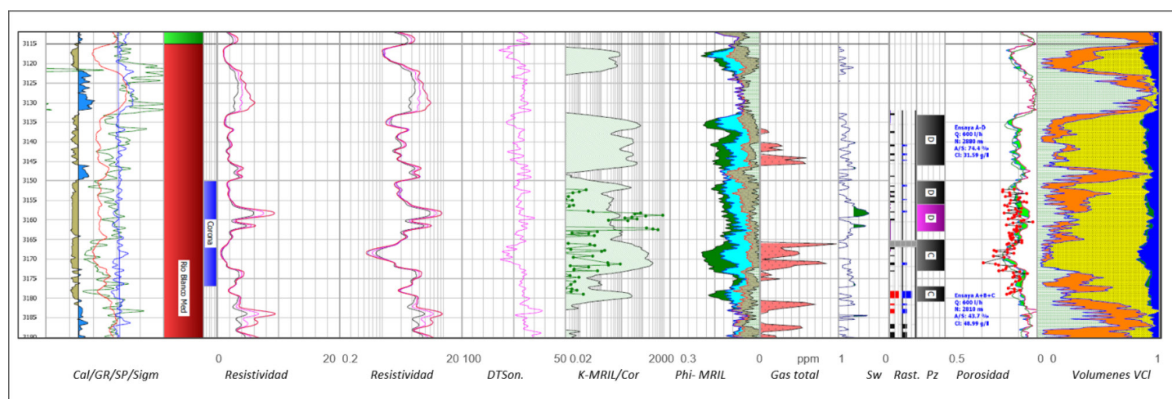


Figura 9. Composite de un pozo de la zona oeste, con análisis petrofísicos de corona y perfiles de pozo

De manera que resulta muy difícil calibrar la interpretación de porosidad incluso contando con perfil de MRIL[®], el cual se ha registrado solo en el 50% de los pozos, y por supuesto no se dispone de coronas en todos los pozos.

Esto llevó a la necesidad de encontrar una solución de orden práctica para poder modelar adecuadamente el parámetro NTG y tratar de reducir el impacto en el cálculo de OOIP de estas capas dudosas. Para ello se realizó un gráfico usando las relaciones K-Phie de la corona, con el agregado de un tercer parámetro, la densidad de muestra de *plug* (Figura 10). Al analizar las muestras de alta porosidad, pero muy baja permeabilidad se encontró una correspondencia: los valores de densidad de muestra eran menores a los esperados. Al revisar sus descripciones petrográficas encontramos que se trata de litologías de textura fina (tobas, fangolitas tobaceas) con abundantes zeolitas en particular analcima.

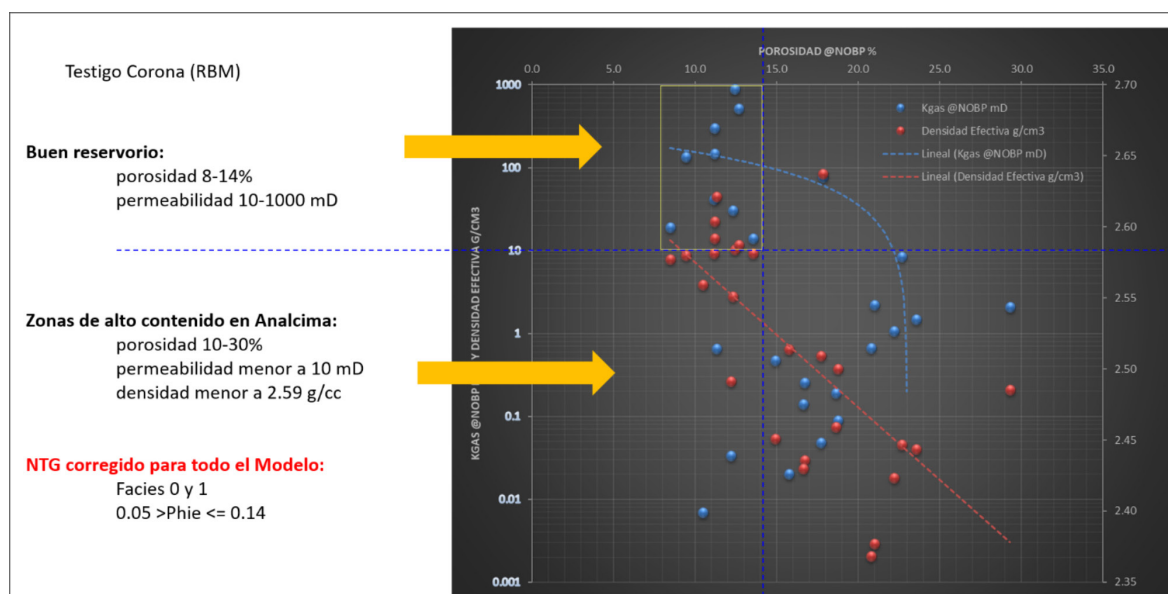


Figura 10. Cross-plot de porosidad, permeabilidad y densidad de muestras de corona

Origen de la baja permeabilidad

La analcima, tectosilicato del grupo de las zeolitas, tiene su génesis principalmente vinculada a depósitos por decantación en lagos alcalinos-salinos, en zonas de volcanismo activo y cuencas cerradas de clima árido, como sucede actualmente en los lagos de Noreste de África (La Iglesia, A., 1989). Es una “arena de baja densidad” cuya presencia ha sido descrita en los sedimentos de la cuenca Cuyana, provocando efectos tanto positivos como negativos en la calidad petrofísica de los reservorios de la Formación Río Blanco, debido a procesos diagenéticos más o menos tempranos (Gómez y Stahlschmidt, 2014).

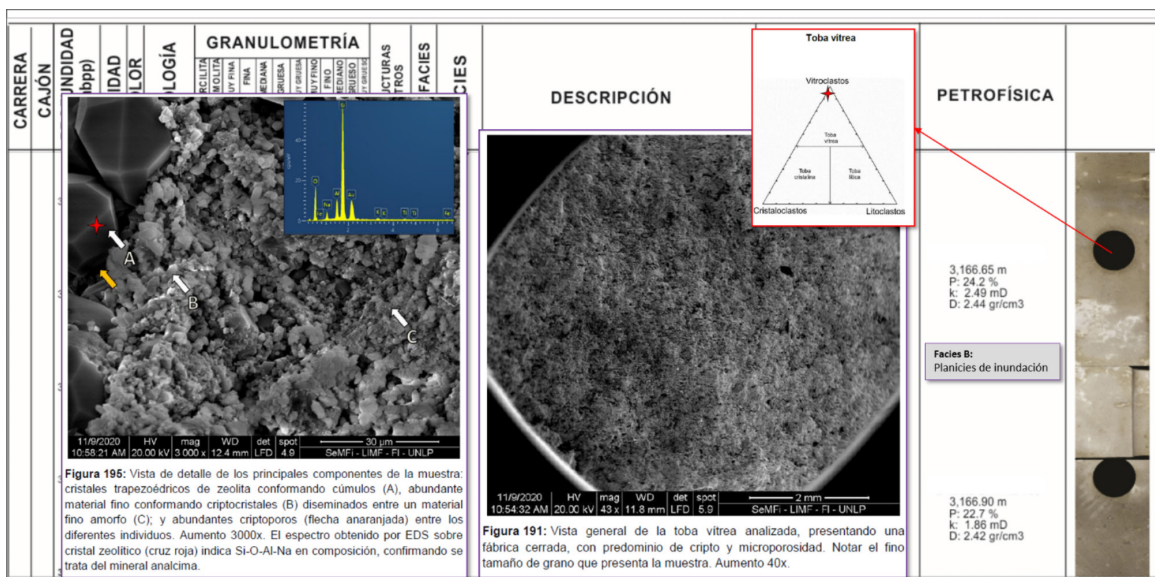


Figura 11. Descripción petrofísica, petrográfica, DRX y MEB.

A modo de ejemplo, la Figura 11 muestra, un tramo de corona, en donde el perfil de resonancia magnética es equívoco. Se trata de una fangolita tobácea vítrea, impregnada leve a moderadamente, con presencia de analcima reemplazando partículas vítreas y con cripto a microporosidad, porosidades de 23 a 24% y permeabilidades muy bajas (1.8 a 2.5 mD); es decir porosidades altas se corresponden con permeabilidades muy bajas, a diferencia de lo que muestra la resonancia magnética.

Para solucionar este inconveniente de interpretación en el modelo, se utilizó un segundo *cut-off* de porosidad en la definición de la propiedad NTG, con el objetivo de dejar fuera del cálculo de volumen de roca reservorio a las porosidades por encima de 14% y de este modo a los tramos de muy baja permeabilidad “verdadera” (Figura 12).

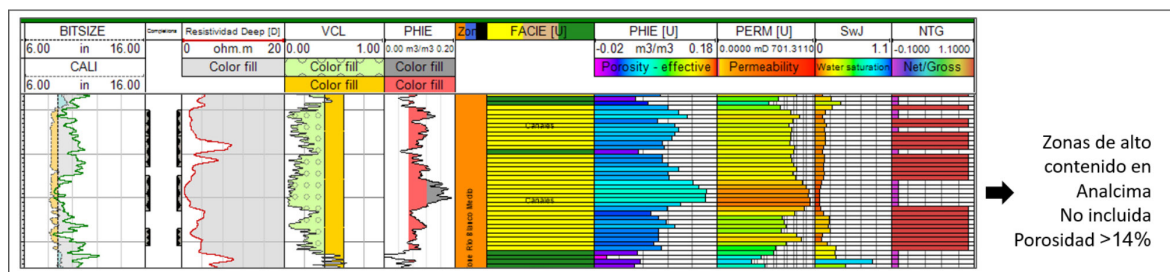


Figura 12. Detalle de la definición de NTG_reservorio: Facies reservorio definidos con Vclay y además con doble *cut-off* de porosidad.

POBLADO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SW

Definida la relación NTG_reservorio como el criterio más adecuado, a partir del poblado de facies y ajustada por “efecto analcima”, el siguiente paso consistió en poblar la grilla con las porosidades efectivas por perfiles de pozo con sesgo de facies y a continuación definir la permeabilidad a propagar.

En un primer intento se realizaron permeabilidades sintéticas a partir de los pozos con K-MRIL pero la interpolación resultó poco predictiva para los pozos nuevos incorporados como control.

El mejor resultado se obtuvo de calcular la permeabilidad a partir de la porosidad mediante el análisis de relaciones K-Phie para evaluar los diversos rock types y unidades de flujo estudiadas en las coronas y con la retroalimentación del modelo dinámico, para elegir las ecuaciones más adecuadas que ajusten con la productividad medida evitando el uso de “multiplicadores”. Se obtuvo una buena predictibilidad en “pozos ciegos” en el poblado de las celdas del modelo estático.

Finalmente se definieron límites al flujo vertical utilizando correlaciones de detalle de perfiles de pozo. Se eligieron marcadores importantes como cuellos arcillosos, límites de ciclos sedimentarios y la individualización de capas con valores de PLT o ensayos selectivos en la medida de lo posible, para asignarles a las celdas involucradas permeabilidad nula y así definir 3 unidades de flujo en Río Blanco Inferior (I1, I2, I3) y 5 unidades de flujo en Río Blanco Medio (M1, M2, M3, M4, M5); como un nuevo refinado al momento de modelar el flujo de fluidos tanto vertical como horizontal, y poder considerar la relación Kv/Kh por reservorios.

Para el modelo estático se calculó la saturación de agua simplificada mediante el uso de la función J(Sw) de Leverett, teniendo en cuenta un único contacto de agua regional en la cota de -2500 mrnm. El yacimiento Mesa Verde presenta una extensa zona de transición de aproximadamente 300 metros de alto y a partir de este punto se encuentra fluencia exclusiva de petróleo (Figura 13).

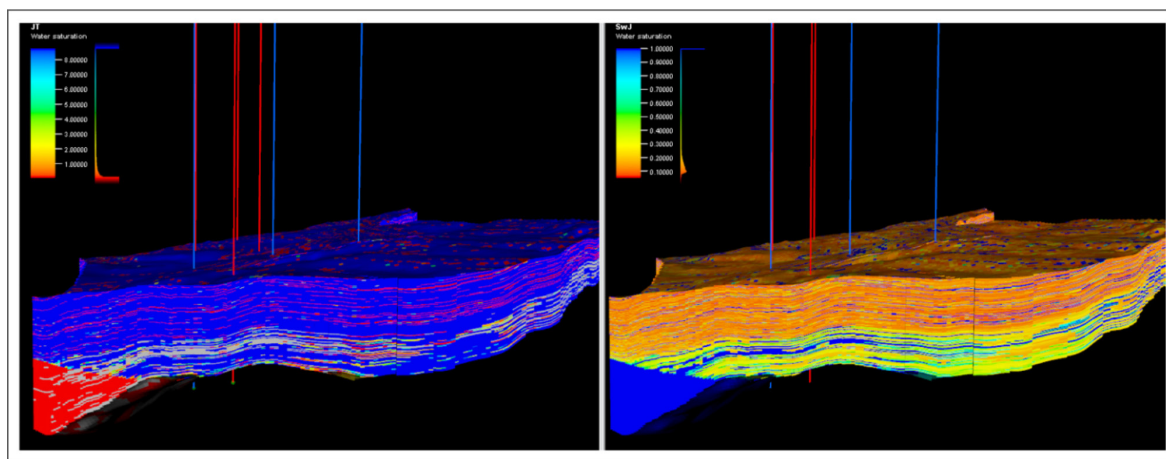


Figura 13. Saturación de agua obtenida mediante función J.

Sectorización del yacimiento

Si bien las porosidades modeladas son similares en promedio, existe una notable mejora en el promedio de la permeabilidad que tienen los reservorios de Río Blanco medio frente al inferior. Además, se encontraron diferencias también notables en la permeabilidad de la zona central del yacimiento respecto a los bordes de yacimiento. Este análisis permitió sectorizar no solo por miembro productivo sino además por zonas geográficas (Figura 14).

La zona oeste tiene, para RBM, mayor abundancia de material tobáceo que en el resto del yacimiento; la zona central posee mejor permeabilidad y mayor frecuencia de arenas en fajas de canal delgadas y la zona de borde este posee facies de arenas de canal mejor definidas, pero menos abundantes.

A partir del modelo estático se calcularon valores de petróleo original *in situ* (OOIP) por zona. También se realizó un análisis de sensibilidad de reducción del 25 % en el volumen de OOIP obtenido como propiedad discreta NTG, mediante una propiedad continua por pozo en base a la curva de Vshale para un mejor ajuste con el modelo dinámico.

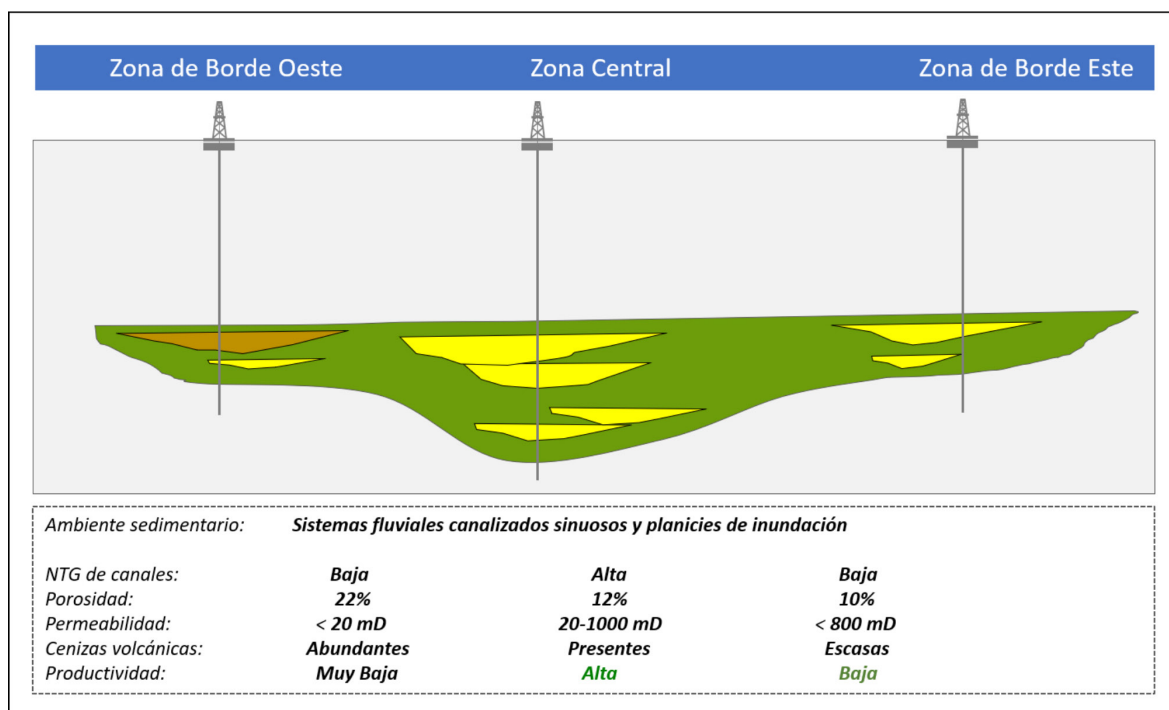


Figura 14. Resumen esquemático para RBM de los distintos sectores modelados en Mesa Verde.

MODELO DINÁMICO

El modelado dinámico se realizó con el fin de optimizar el desarrollo del yacimiento y decidir la propuesta de perforación que logre un mayor factor de recobro. Para esto se utilizaron las grillas

obtenidas del modelo estático, contando con 1.1 millón de celdas activas. A continuación, se asignaron a cada celda los valores de porosidad, permeabilidad y NTG (Figuras 15 y 16).

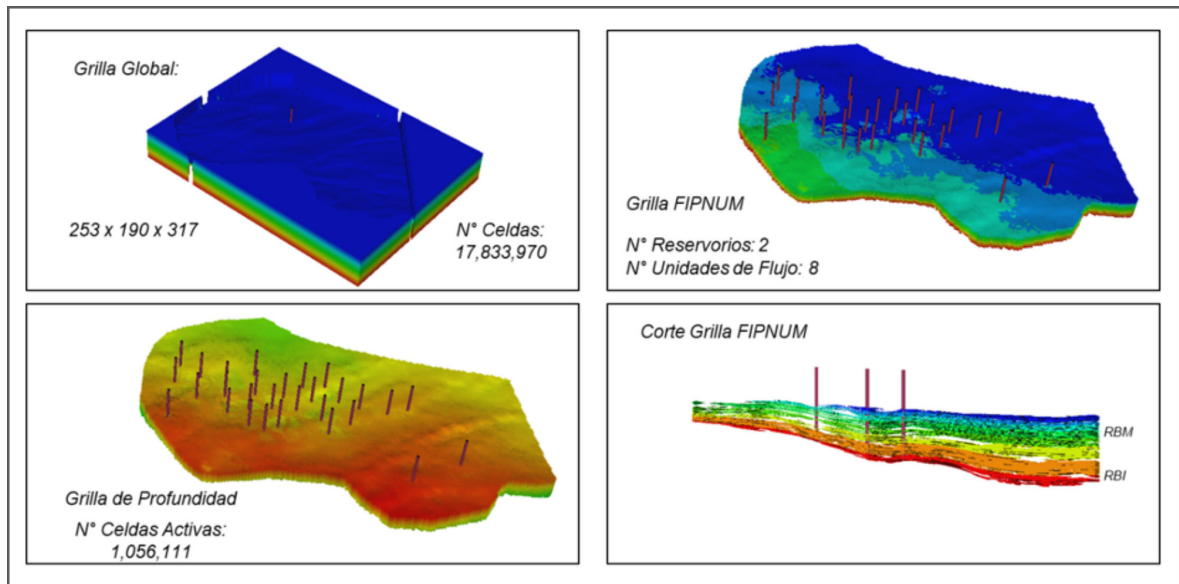


Figura 15. Definición de grillas de modelado en 2 secuencias con 8 UF (unidades de flujo) y dos sub-bloques: zona central y zonas de borde.

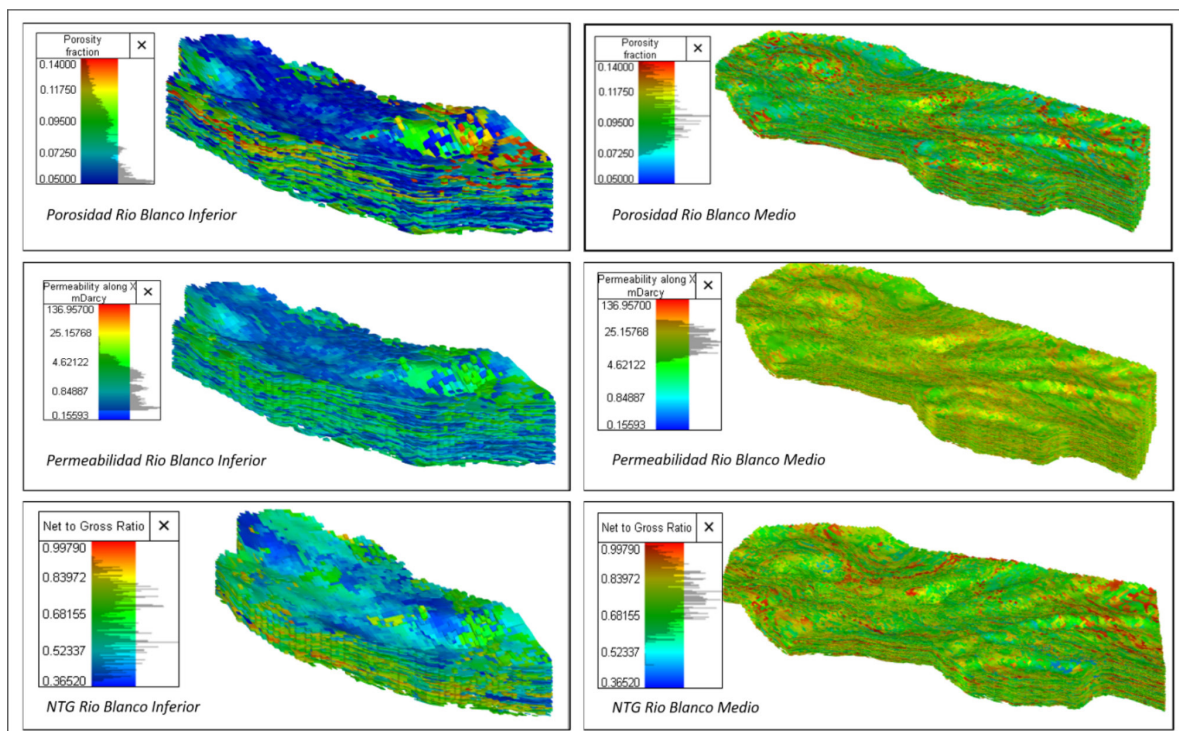


Figura 16. Grillas de porosidad, permeabilidad y NTG.

Modelo de fluido

El modelo de reservorio fue ajustado usando un modelo de black oil, del tipo subsaturado, durante todo el proceso de history matching (HM), dado que no hay liberación de gas en toda la historia de producción. Por otra parte, el modelo de fluidos se generó en función de los dos ensayos PVT disponibles en el yacimiento. Se utilizó el módulo PVTi de ECLIPSE® para obtener el PVT sintético (Figura 17).

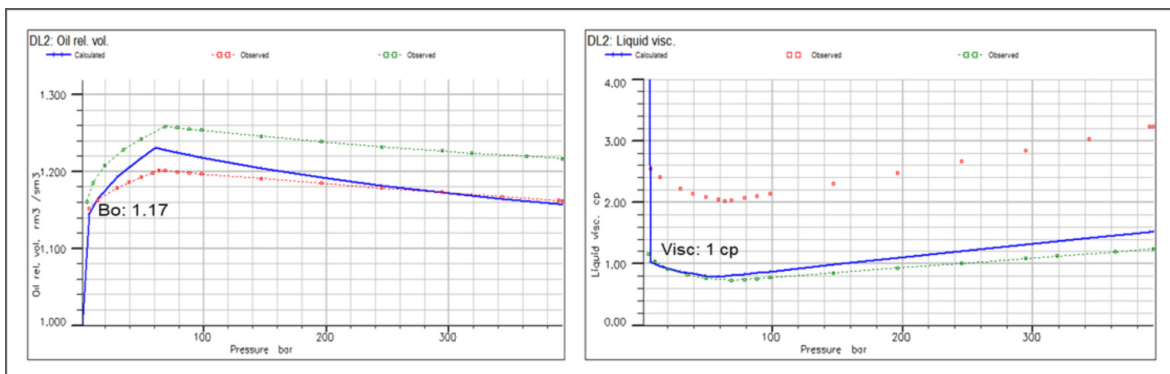


Figura 17. Valores de factor volumétrico y viscosidad sintéticos

Inicialización

Los parámetros de ajuste principales para lograr un buen HM por pozo y por yacimiento fueron por un lado propiedades del acuífero, conexiones, permeabilidad, porosidad; en cuanto a las permeabilidades relativas, se tomaron 4 diferentes permeabilidades en función del conocimiento del yacimiento (Figura 18); las propiedades de celda fueron ajustadas en el modelo estático, en base al feed back con el modelo dinámico.

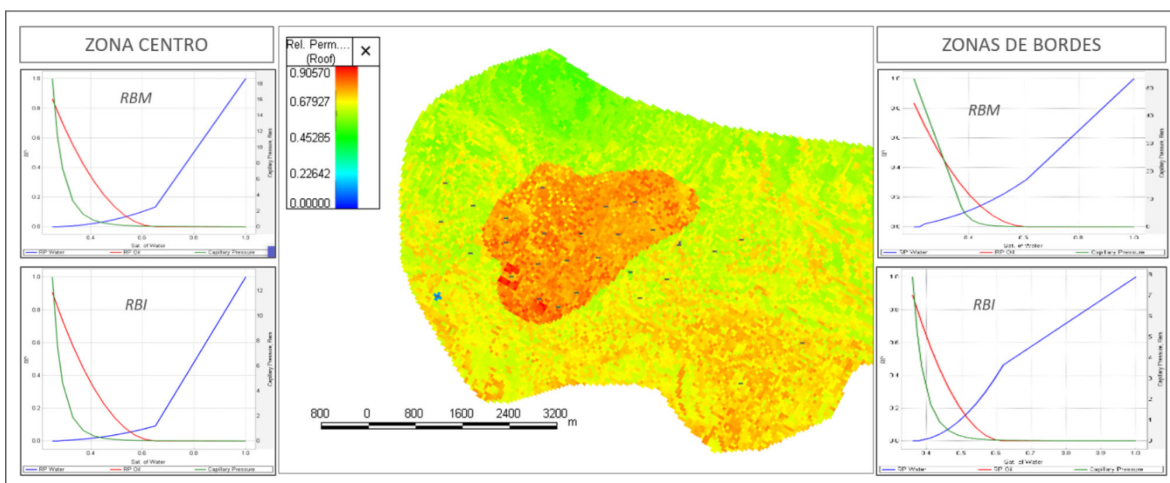


Figura 18. Permeabilidades relativas por zona y reservorio. A la izquierda curvas de la zona central, a la derecha zona de bordes.

La presión original muestra valores de sobrepresión y a nivel campo no presenta depletación, esto se debe a que la zona de borde es un área muy extensa y esta aun sin drenar. Se realizó además una revisión a nivel pozo con los datos de presión de reservorio disponibles. De este análisis se pudo ajustar al comportamiento de las presiones medidas en la zona central, que es la zona donde hay mayor cantidad de pozos perforados con 600 metros de distanciamiento, y es la zona donde se presentan mayores permeabilidades. Para realizar este ajuste se desvinculo este polígono con la zona de borde (utilizando MULTREG=0).

Ajuste de Producción

A partir del ajuste a de producción a nivel yacimiento, se evaluó el nivel de ajuste por pozo a través de cross-plots agrupados por zonas homogéneas, teniendo en cuenta los valores de producción acumulada de petróleo a la última fecha de historia, reales vs. calculados por simulador en cada pozo (Figuras 19 y 20).

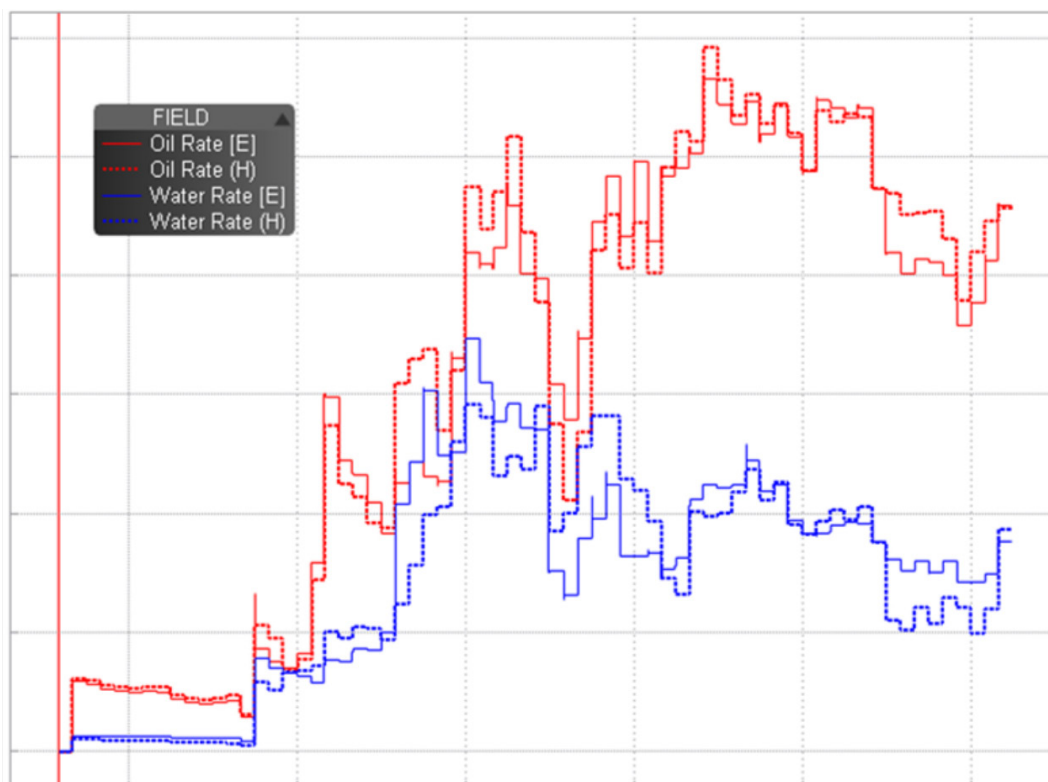


Figura 19. Ajuste de las producciones de petróleo y agua a nivel yacimiento.

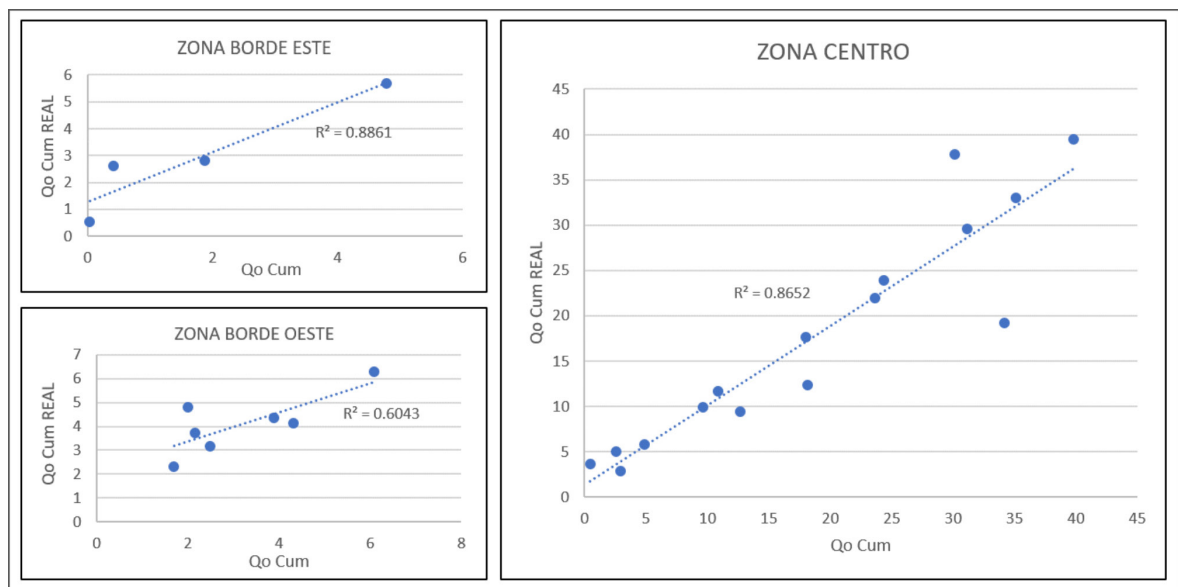


Figura 20. Ajuste de producciones por pozo y por zonas.

Análisis de Resultados

A partir del modelo dinámico se calculó el petróleo original (OOIP) del yacimiento. Este resultó con una diferencia 10% mayor comparando con el obtenido mediante la volumetría del modelo estático. Nuevamente la zona central resulta ser la de mayor OOIP con este método de cálculo.

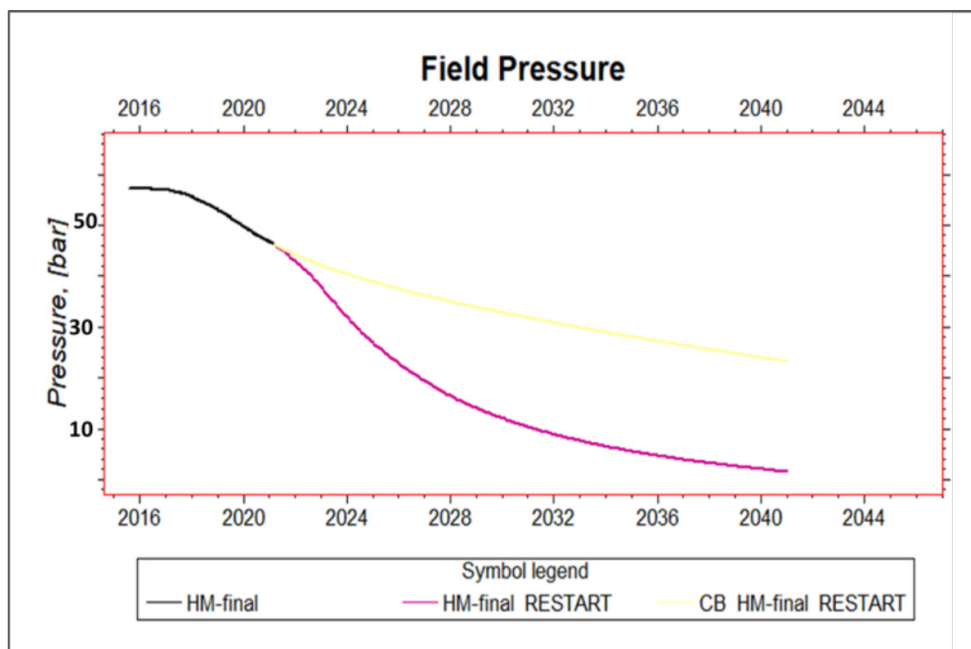


Figura 21. Variación de presión caso base vs caso pozos nuevos inter-espaciados.

Por otra como parte la zona central es la más poblada de pozos, de tal manera que se pudo ajustar mejor y por lo tanto es la zona que ofrece un mayor grado de confianza al momento de realizar simulaciones y proponer nueva actividad en el campo.

Se ha diseñado un escenario de perforación de pozos nuevos inter-espaciados en la zona central. Para el perfil de producción se tuvieron en cuenta las siguientes premisas: los nuevos pozos a perforar se desarrollan sin estimulación ya que esta opción aún está bajo evaluación y mediante punzados a realizar en ambas secuencias de Rio Blanco (RBM y RBI). Se ha considerado especialmente la caída de presión a medida que va transcurriendo el tiempo y van ingresando en producción los nuevos pozos propuestos (Figura 21). Se estima un incremento en el Factor de Recobro pasando de 2% actual al 5% con la perforación de los pozos inter-espaciados.

CONCLUSIONES

El modelo estático del yacimiento Mesa Verde ha podido reflejar aceptablemente bien, el modelo conceptual geológico, la estructura de la trampa, la escala de los reservorios, su geometría, distribución y propiedades petrofísicas.

Los niveles punzados tienen asociados celdas activas adecuadamente conectadas, tal como lo prevé el modelo conceptual. La evaluación de OOIP incluye no solo los niveles de alta productividad sino también aquellas capas de menor permeabilidad que aportan fluidos y energía al sistema petrolero, a partir de considerar un contacto de agua único regional y una extensa zona de transición.

Desde el punto de reservorios se trata de un yacimiento convencional, pero de muy baja porosidad y permeabilidad, presentando incertidumbres en la metodología de producción y estimulación.

Con el presente estudio se logró dar soporte a la incorporación de reservas y se evolucionó en la visión del desarrollo del campo al poder distinguir diferentes zonas de producción.

El modelo dinámico ha permitido realizar pronósticos de producción y definir escenarios posibles de actividad de perforación y reparaciones en la zona central con el objetivo de aumentar el factor de recobro, en base al buen ajuste obtenido en los parámetros de iniciación.

Las zonas de borde del yacimiento tienen un alto acreage por lo que su desarrollo debe ser optimizado en costos y distanciamientos. A medida que se obtenga más información se podrá ajustar mejor el modelo estático-dinámico de estas zonas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Ulises Gómez, a YPF S.A. por autorizar la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Bardelli J. y Soria J. M., 2021. Estudios de Caracterización Geológica y Petrofísica de Testigo Corona, Yacimiento: Mesa Verde. InLab S.A. para YPF S.A. Informe inédito.
- Carroll, A. & Bohacs, K., 1999. Stratigraphic classification of ancient lakes: Balancing tectonic and climatic controls. *The Geological Society of America, Geology* 27: p. 99-102.
- D'Angiola, M., 2019. Reporte de Interpretación de Imágenes Resistivas, Weatherford IES - Interpretation and Evaluation Services para YPF S.A. Informe inédito.
- Giambiagi, L., Moreiras, S. M., Gómez, G., Stahlschmidt, E., Spagnotto, Mescua, J., 2014. Caracterización estructural de la subcuenca Cacheuta del eje occidental del *rift* de la Cuenca Cuyana. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Trabajos técnicos tomo 2: p. 597-612.
- Gómez G., Ferreyra V., Saccomano A., Tetzlaff D. y Courtade S., 2019. Enhanced Geological Modeling Techniques in Mesa Verde Oilfield, Cuyana Basin- Argentina. International Conference & Exhibition (ICE), AAPG. Buenos Aires. Presentación oral.
- Gómez, G. y Stahlschmidt, E., 2014. Facies piroclásticas y diagénesis de la formación Río Blanco en el depocentro Tupungato, Cuenca Cuyana. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Trabajos técnicos tomo 2: p. 409-429.
- Gómez, G., Rueda, M., Pastore, C., Valverde, M., J. Scolari, 2018. Mesa Verde, Nuevo Yacimiento de la Cuenca Cuyana. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos: p. 253-268
- La Iglesia, A., 1989. Diagrama de estabilidad de zeolitas. I Zeolitas en ambientes confinados alcalinos. IGEO, CSIC España, Estudios Geológicos 45 (5-6): p. 267-277.
- Lambiase, J. & Bosworth, W., 1995. Structural controls on sedimentation in continental *rifts*. Geological Society, London, Special Publications 80: p. 117-144.
- Leeder, M. R., 1995. Continental *rifts* and proto-oceanic *rifts* troughs. C. J. Busby y R. V. Ingersoll, editors. *Tectonics of sedimentary basins*: Oxford, Blackwell Science: p. 119-148.
- Rolleri E. y Criado Roque P., 1968. La cuenca triásica del norte de Mendoza. III Jornadas Geológicas Argentinas (Comodoro Rivadavia, 1966), Actas 1: p. 1-76.
- Ruiz Y., Manoni R. y Gómez G. 2022. Mesa Verde: Exploración y Desarrollo en el lugar menos esperado XI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Entregado.
- Zencich, S., Villar H. y Boggetti, D., 2008. Sistema Petrolero Cacheuta- Barrancas de la Cuenca Cuyana, Provincia De Mendoza, Argentina. En: Cruz C., Rodríguez J., Hechem J., Villar H. (Eds). Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 109-134.