

CHALLENGING PARADIGMS – DISCOVERY AND INTEGRATED NEW DEVELOPMENT IN A MATURE OIL FIELD (PORCHE BLOCK – EL TRAPIAL / ARGENTINA)

Gaston Oriozaabala (Chevron – goriozaabala@chevron.com)

Juan P. Romanato (Chevron – jpromanato@chevron.com)

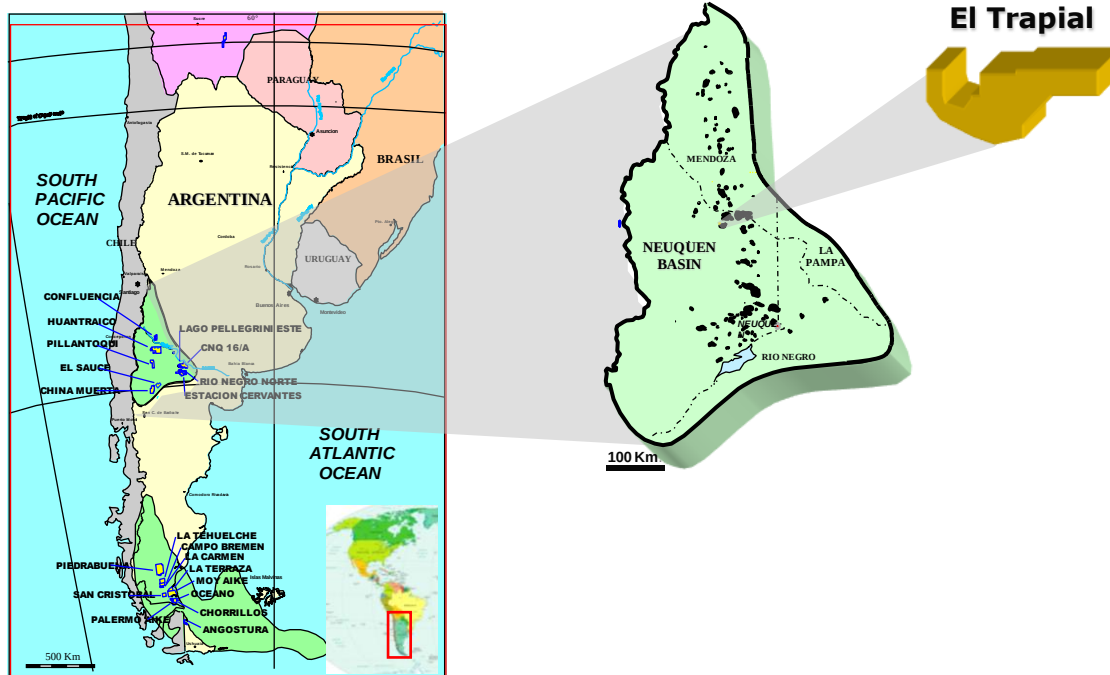
Alejo Holub (Chevron - afgg@chevron.com)

Sinopsis

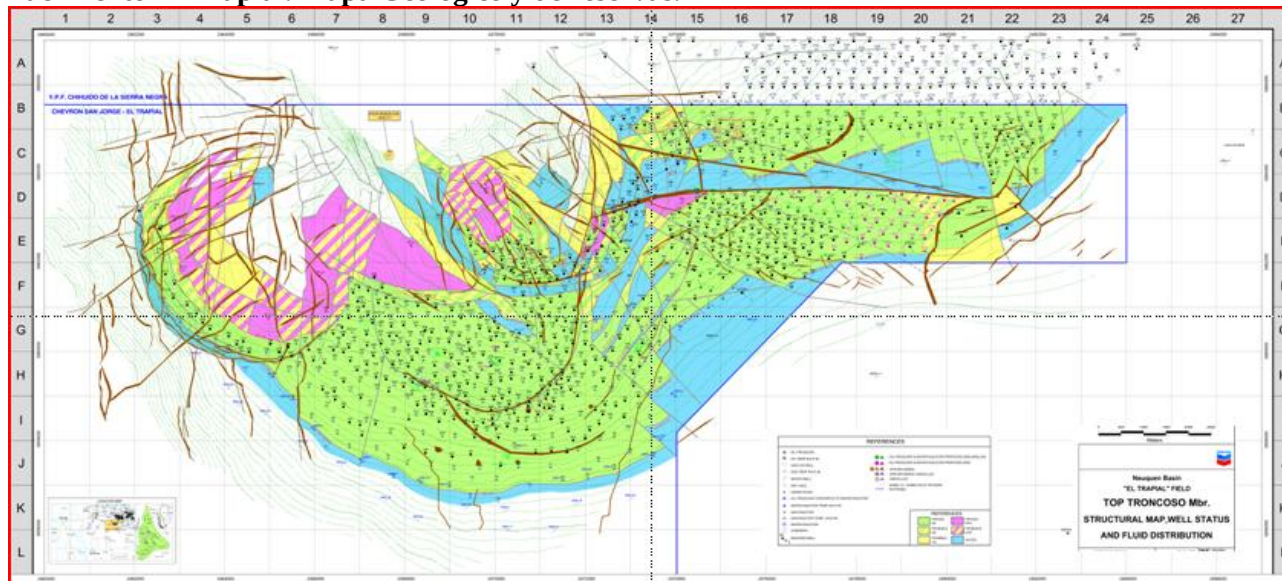
El Trapial Field is located in the Neuquén basin near the Andes Mountains, in the western part of Argentina, South America. The primary reservoirs are Lower Cretaceous continental and shallow marine sandstone, with porosities of 18% and average permeability of approximately 75mD. This 1.2 B bbl OOIP oil field was discovered in 1991, and water injection commenced in 1994. In 2005 a multidisciplinary team, was empowered to find new drilling opportunities with focus on two main objectives: Enhance the Base Business and monetize the P2 and P3 reserve base. In February of 2006, the first appraisal well ETa-756 was drilled in an area originally interpreted as water bearing, based on known O/W contacts and a seismic low area. After confirming an oil leg existed, this new block, called Porche I, became a small green field development next to the mature El Trapial oilfield, producing at 88% water cut. During the development of Porche I, a step-out appraisal drilling campaign was carried out and the OWC was defined in this initial block (Porche I). Later, new 3D seismic was recorded and a full delineation appraisal drilling campaign fully defined the block, greatly extending the discovery towards the East and South West of the initial block. An integrated development plan resulted from the application of a Uncertainties Management Plan, robust appraisal program, GOCAD, CHEARS and Decision Analysis models. Challenging rules of thumb for pattern spacing, configuration and processing factor, have resulted in a more efficient development outcome compared to historical ET field development. Together, the sequential development of the defined Porche area, represents more than 60% of the El Trapial field current oil production, and contributes more than 60 MM bbls of proved reserves.

Introducción

El Yacimiento El Trapial se encuentra ubicado en el Noroeste de la Cuenca Neuquina, al Norte de la Provincia de Neuquén, Argentina. El OOIP se estimó en 1.2 Billones de barriles y forma parte de una de las zonas más productivas de Argentina, próximo a otros Yacimientos importantes como Chihuido de la Sierra Negra y Puesto Hernandez.



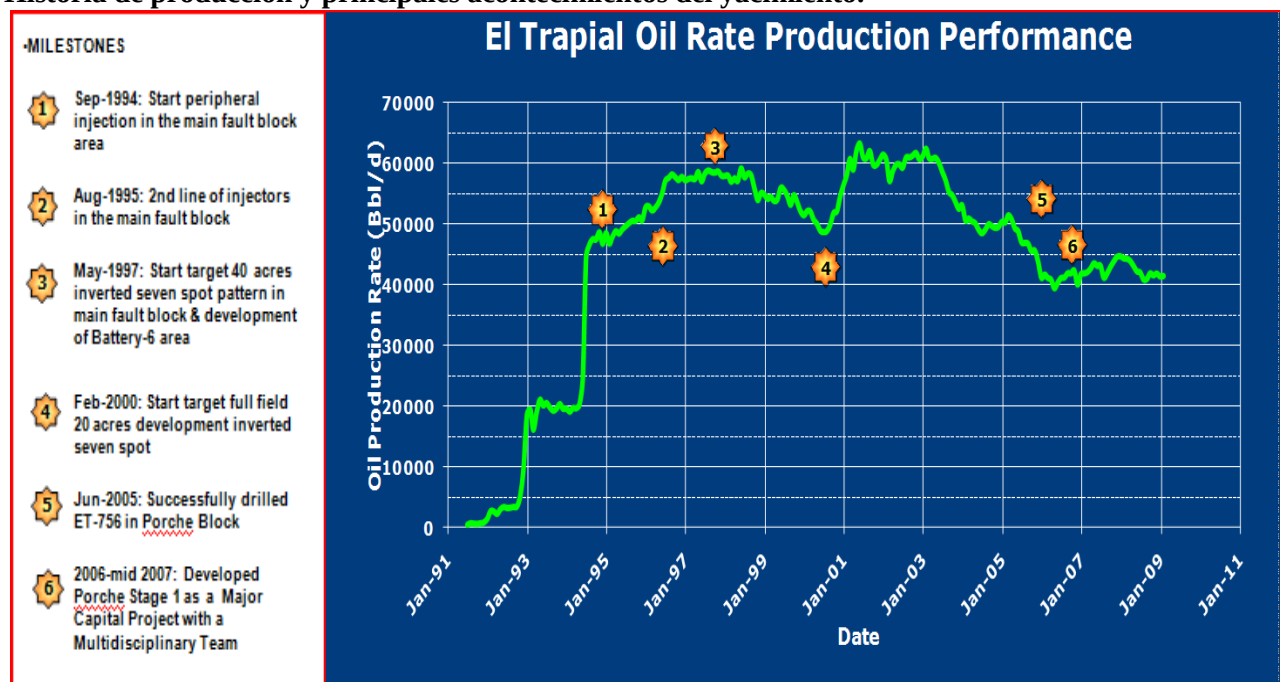
Yacimiento El Trapial. Mapa Geológico y de reservas.



El yacimiento fue descubierto en 1991 por Petrolera Argentina San Jorge con la perforación del pozo ChT.x-1. En 1994 comienza la primer etapa de inyección de agua en la zona de Chiquin Rayen (Bloque principal), con pozos inyectoros ubicados en forma periférica desde la parte baja de la estructura y durante el año 1995 se pone en marcha una segunda línea de pozos inyectoros en la misma zona. Durante el año 1997, se decide cambiar el pattern de inyección llevando el arreglo de pozos a una configuración de 40 Acres 7 Spot Invertido, y al mismo tiempo se comienza con el desarrollo de la zona llamada Batería 6 ubicada al Noreste del Yacimiento. En el 2000, Chevron adquiere el control del Yacimiento y comienza con una agresiva campaña de perforación infill manteniendo el mismo arreglo de pozos (7 Spot invertido), pero con un área de pattern de 20 Acres. En el año 2005, se descubre el bloque llamado Porche ubicado al sur de Batería 6 y el presente trabajo detalla la manera en que el mismo ha sido descubierto, delineado y desarrollado desafiando interpretaciones previas del área.

El Yacimiento cuenta aproximadamente con 1050 pozos perforados, de los cuales 740 se encuentran activos (460 Productores y 280 Inyectores). La producción actual de petróleo alcanza los 6500 m³/d con un corte de agua del 88% y la acumulada actual es de 302 millones de barriles de petróleo.

Historia de producción y principales acontecimientos del yacimiento.

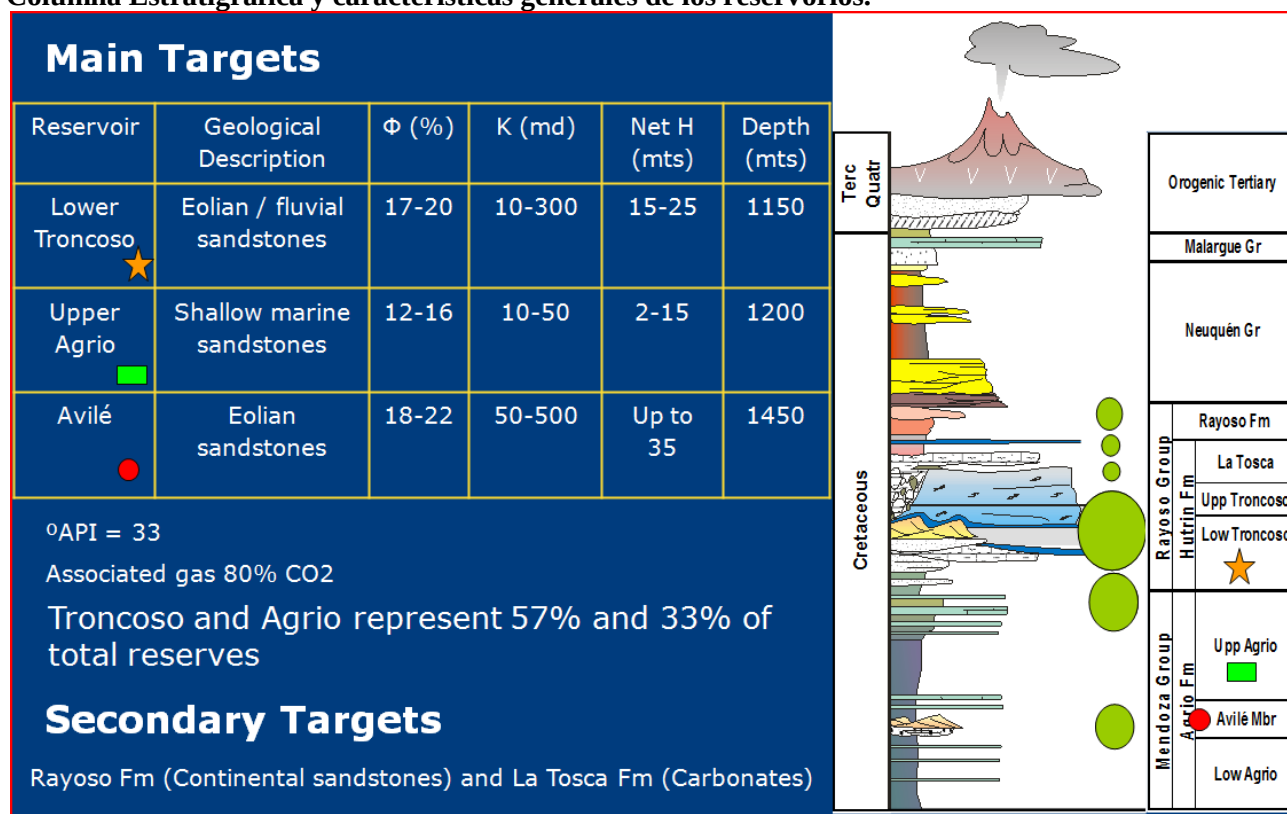


Desarrollo

El Trapial forma parte de la estructura de Chihuido de la Sierra Negra y el complejo intrusivo Cerro Bayo. Esta compuesto por una serie de areniscas petrolíferas y gasíferas, hidráulicamente separadas, de edad Cretácica. El origen de la estructura que entrapa los hidrocarburos de El Trapial está relacionada con la intrusión de un lacolito seguido del colapso de una caldera y rodeado por un enjambre de diques y sills, e incluso algunas fallas que ocasionalmente sellan y compartimentalizan bloques independientes.

Los principales Reservorios son Troncoso Inferior, Agrio Superior y Avilé de los cuales proviene el 90 % de las Reservas Probadas. Por otro lado, los Reservorios La Tosca y Rayoso son considerados como objetivos secundarios.

Columna Estratigráfica y características generales de los reservorios.



El reservorio **Troncoso Inferior**, el más importante del yacimiento, se depositó en un ambiente continental durante un período de caída del nivel del mar y está formado por areniscas eólicas hacia el tope y fluviales en la parte basal. Sobreyace a los depósitos marinos de Agrio Superior y está cubierto por las anhidritas del Troncoso Superior que actúan como sello regional en los yacimientos de la zona. Posee muy buenas características petrofísicas con porosidades que promedian 18%, permeabilidades de 100 Md y espesores netos de petróleo de hasta 25 metros. El reservorio posee muy buena continuidad lateral pudiéndose correlacionar las capas a lo largo de todo el yacimiento. Dicha continuidad es vital al momento de maximizar el factor de recuperación a partir de la inyección de agua.

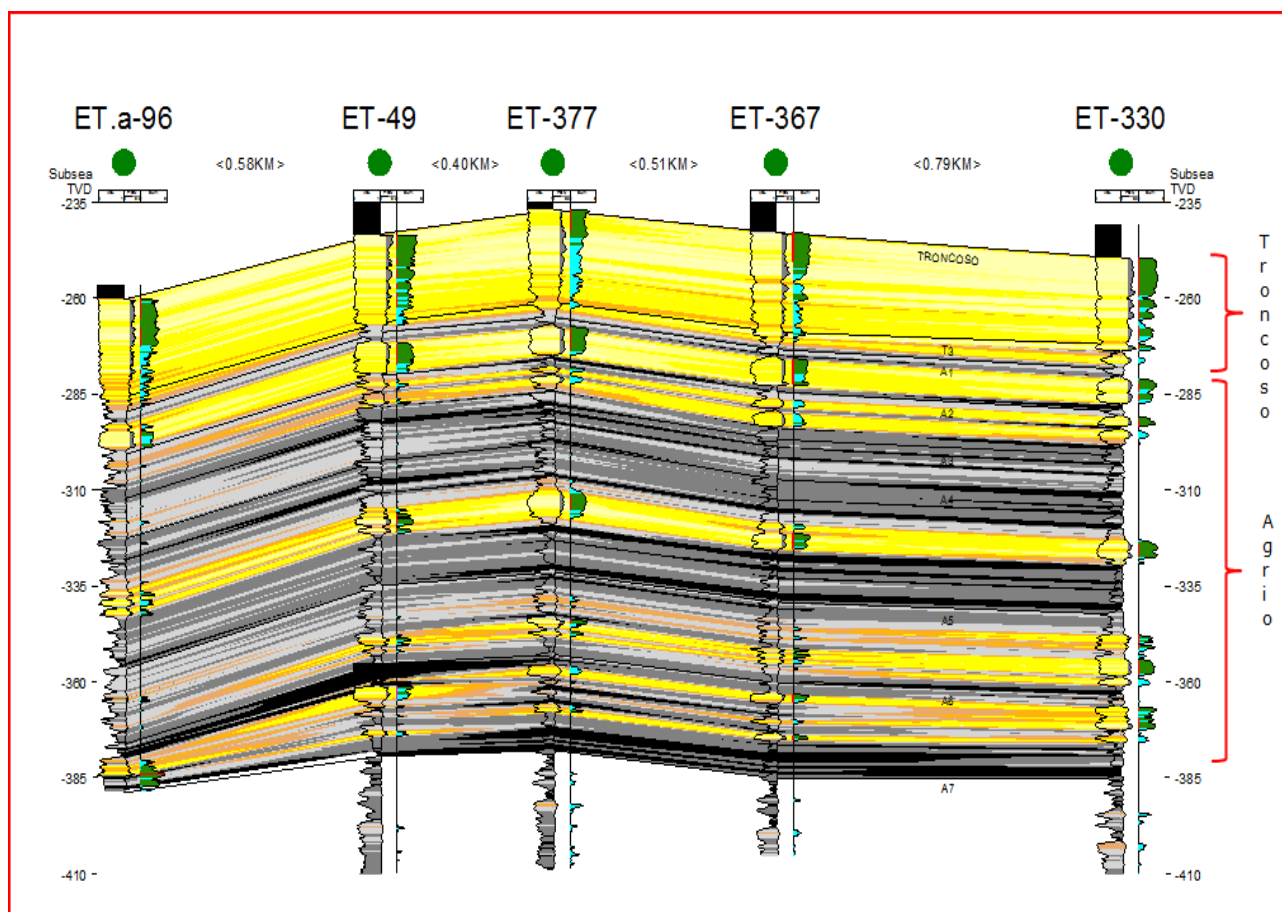
El reservorio **Agrio Superior** es el segundo en importancia en cuanto a valores de reservas y está formado por una secuencia alternada de areniscas y pelitas depositadas en un ambiente marino somero. Sobreyace a las areniscas de Avilé mientras que hacia el tope se encuentra el Troncoso Inferior. Al igual que el Miembro Troncoso Inferior, posee buenas características petrofísicas con porosidades que promedian un 15%, permeabilidades de alrededor de 30 Md y espesores netos con petróleo de hasta 15 mts. Las distintas arenas de Agrio han probado tener contactos distintos, puesto que se han encontrado capas de gas por debajo de las capas con petróleo, siendo los intervalos arcillosos aquellos que las desvinculan hidráulicamente. Al igual que el reservorio Troncoso Inferior, las arenas de Agrio tienen buena continuidad lateral aunque con

ciertas discontinuidades. En la siguiente figura se puede apreciar la continuidad lateral mencionada para los principales reservorios.

Finalmente, el **Miembro Avilé**, que se encuentra estratigráficamente metido entre la Fm Agrio Superior y Agrio Inferior, está formado por arenas de naturaleza eólica, alternando zonas de duna con zonas de interduna. Estas dunas están distribuidas en forma elongada con dirección NE-SW y son fácilmente reconocibles tanto en los mapas de amplitud sísmica como con la interpretación de perfiles eléctricos. Las condiciones petrofísicas del Avilé son excelentes dado que las porosidades promedian 20%, la permeabilidad puede alcanzar hasta 500 Md y los espesores cargados con petróleo en la zona de dunas llegan hasta 35 mts.

En cuanto a los reservorios considerados como secundarios sobresalen el **Grupo Rayoso** y el **Miembro La Tosca**. El primero, corresponde a una secuencia de arenas continentales de origen fluvial que en algunas regiones del Yacimiento se encuentran cargadas con petróleo. Se lo divide verticalmente en dos secciones: El Rayoso Clástico (Orange, Green y Yellow) y el Rayoso Evaporítico. Las características petrofísicas son muy variables y cambian dependiendo la zona y la unidad. En cuanto al Miembro La Tosca, se deposita durante una apertura y posterior conexión con el Océano Pacífico y está formado por Carbonatos de plataforma. Es un reservorio que se encuentra bajo estudio actualmente y a priori se estima que produce a través de fisuras/fracturas que generan canales de permeabilidad.

Corte W-E donde se observan los principales reservorios, sus espesores con petróleo y su continuidad lateral.

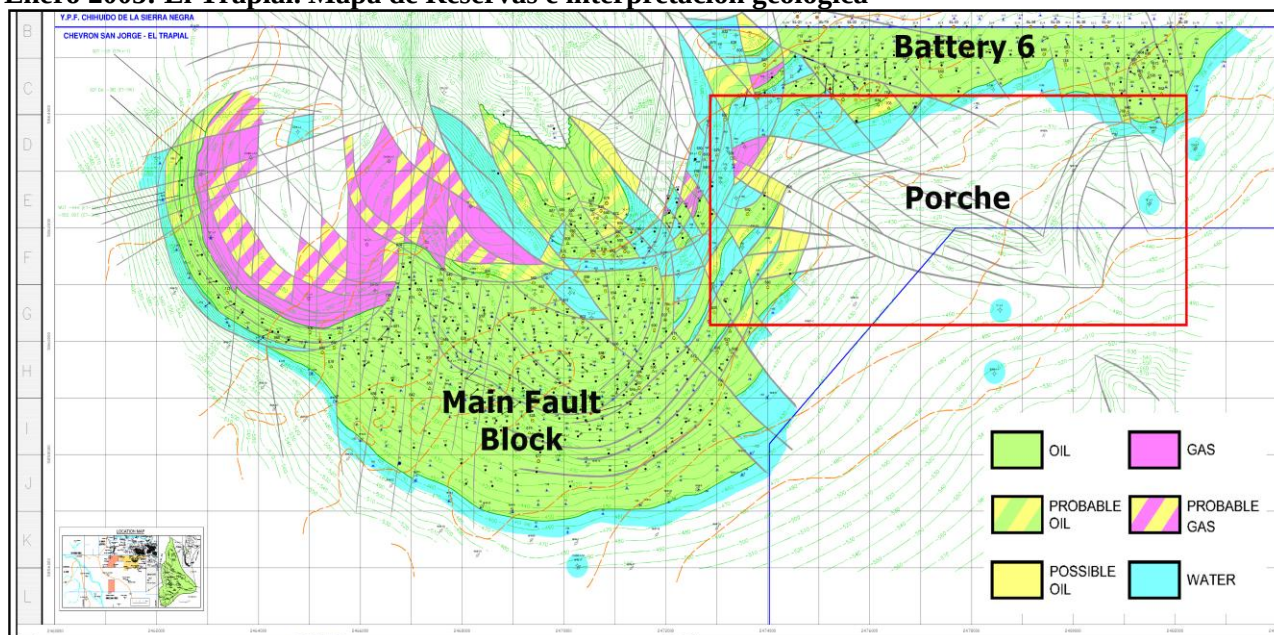


Historia del desarrollo del Bloque Porche

Hasta el año 2005, las campañas de perforación en el Yacimiento han estado enfocadas en maximizar y acelerar el recobro de petróleo en zonas de Reservas Probadas. Así fue como a lo largo de esos últimos años, se ha ido disminuyendo el pattern de inyección con la perforación de pozos infill.

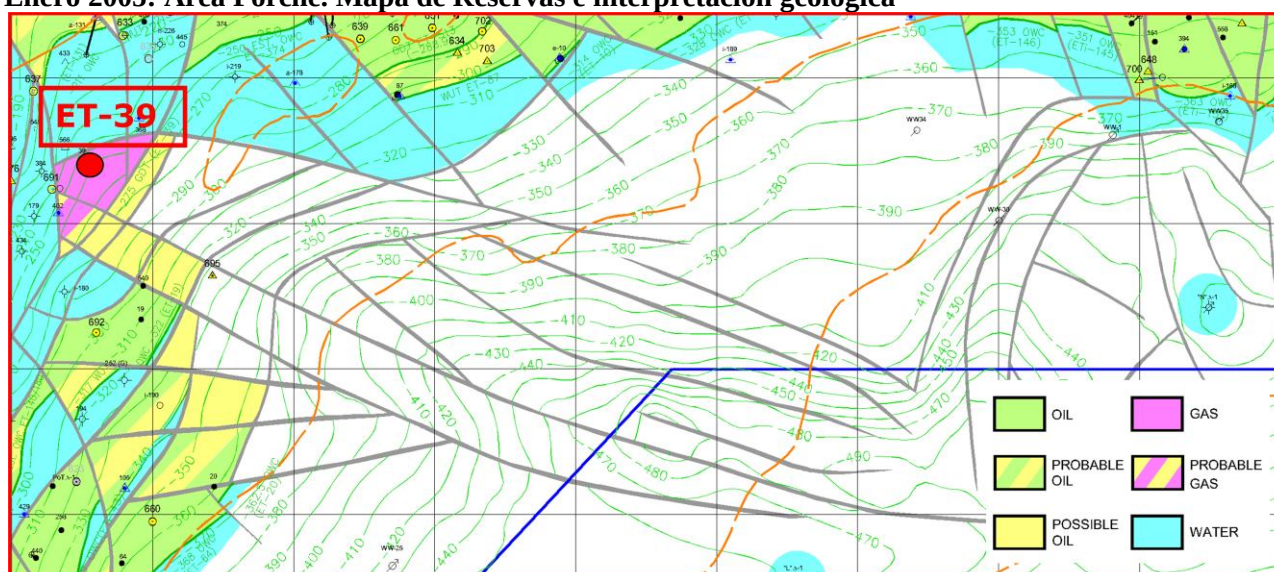
A partir de éste mismo año, se decide comenzar a evaluar áreas hasta ese momento definidas como zonas de Reservas Probable, Posibles, e incluso Recursos o zonas no exploradas en el yacimiento (zonas de avanzada).

Enero 2005: El Trapial. Mapa de Reservas e interpretación geológica



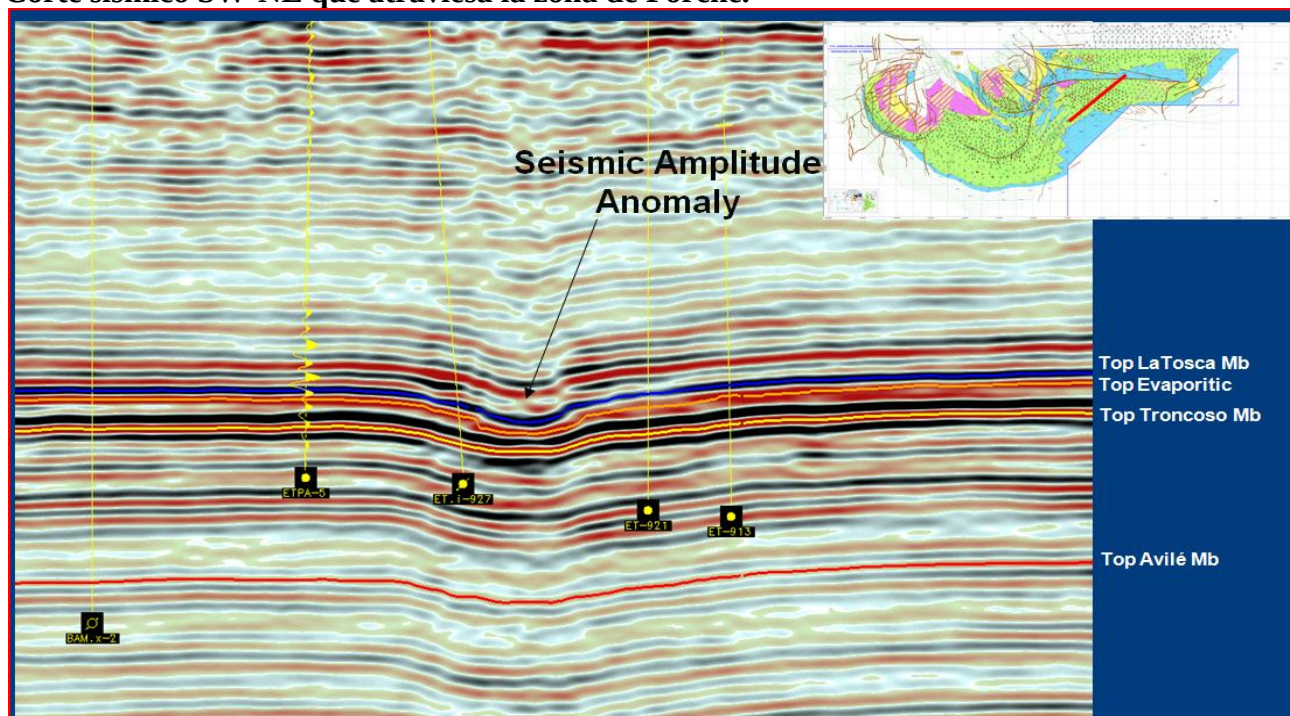
Las interpretaciones previas del Yacimiento comenzaron a ser analizadas nuevamente. Dentro del análisis, una de las principales incertidumbres cuestionaba si los contactos de Agua-Petróleo definidos eran realmente contactos o podrían ser ODT. Por otro lado, se comenzó a discutir la posibilidad de existencia de petróleo debajo de las zonas ya comprobadas, especialmente en la zona de Porche, siendo que el pozo ET-39 (al tope de la estructura) había testeado gas en el pasado. Revisando los datos PVT y comparándolos con el resto del Yacimiento, se interpretó que se trataba de fluidos con características similares, pero con diferente presión de burbuja que podría haber sido afectada por la interacción de CO₂ en el yacimiento.

Enero 2005: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica



De la misma manera, se discutió si cada una de las fallas interpretadas en la sísmica disponible al 2005 serían sellantes o no y si pudieran existir algunas otras que hasta el momento no se habían identificado. Además, el área de Porche se veía como una depresión estructural sísmica que no alentaba a la perforación en el área. Las causas que explican este bajo estructural, en aquel momento no estaban del todo claras, sin saber realmente si lo era o si la interpretación podría estar afectada por un adelgazamiento de la capa de sal que cubre Troncoso, por efecto de weathering o por anomalías en la ley de velocidad de la zona.

Corte sísmico SW-NE que atraviesa la zona de Porche.



Teniendo en cuenta las incertidumbres anteriormente planteadas y la complejidad del área, se decidió reinterpretar la zona. Así fue como se confeccionó un equipo multidisciplinario que utilizando toda la información disponible, y desafiando interpretaciones previas, llegó a un modelo geológico alternativo con nuevas áreas de Reservas Probables y Posibles identificadas. Como resultado de este nuevo estudio se propone el primer pozo de avanzada (ETa-756) que prueba la existencia de petróleo en el bloque denominado Porche.

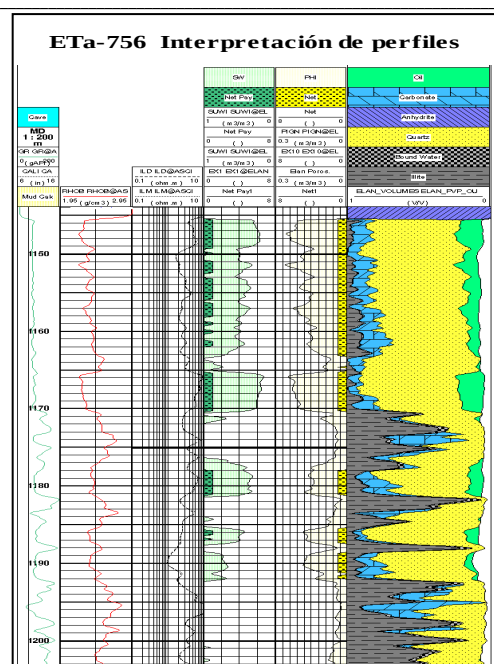
Junio 2005: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica



El pozo ETa-756 testea petróleo en los reservorios Troncoso Inferior y Agrio Superior con buenos caudales de producción y presiones originales en ambos reservorios. Como se puede ver en el perfil interpretado a la derecha, las características petrofísicas del pozo son muy buenas presentando 30 mts de espesores netos con petróleo. A su vez no se encuentran capas con saturaciones de agua tanto para Troncoso como para las capas superiores de Agrio, por lo que se deduce que el contacto Agua-Petróleo no ha sido alcanzado en el pozo.

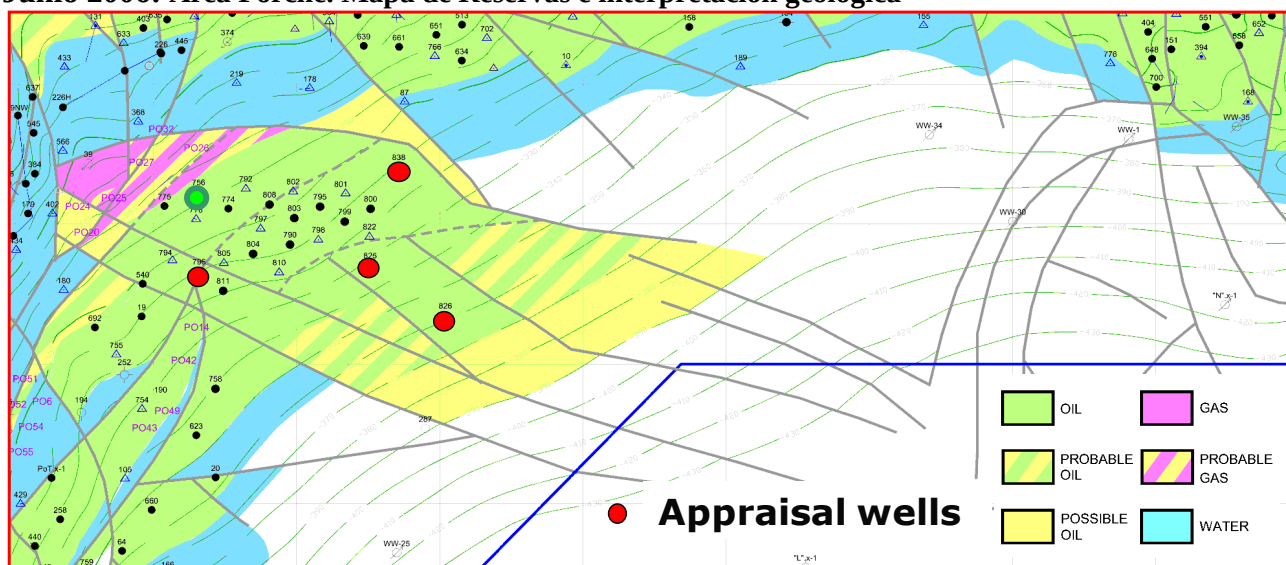
Este nuevo descubrimiento abre un gran potencial en toda la zona de Porche y alienta a la compañía a aunar esfuerzos en desarrollar y, principalmente, delimitar la extensión del bloque.

Dado que en los bloques que circundan el área de Porche se ha inyectado agua en los últimos 12 años y que su presión actual se encuentra por sobre el tren original, el hecho de haber encontrado presión original nos indica el aislamiento del bloque respecto del resto del Yacimiento.



A mediados de 2006 se proponen 4 pozos de avanzada en el nuevo bloque descubierto, con el objetivo de delinear el área. Dado que los 4 fueron exitosos y que ninguno de ellos encontró el contacto agua-petróleo, se define como primer etapa de desarrollo (Porche 1) al área comprendida entre los pozos de avanzada ya perforados, y se reinterpreta el modelo geológico teniendo en cuenta la nueva información.

Junio 2006: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica

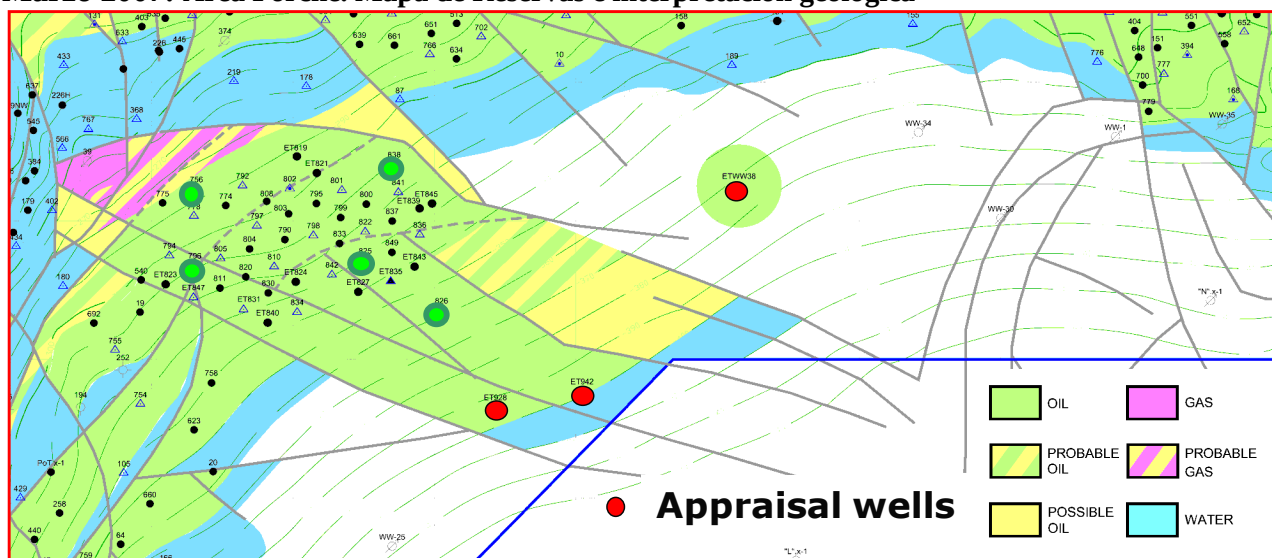


Durante el primer trimestre del año 2007, mientras que se desarrolla la primer etapa de Porche, que incluía 70 pozos, más una batería nueva en la zona, se proponen 3 nuevos pozos de avanzada (ET-942, ET-928 y WW-38). Los 2 primeros, estructuralmente más profundos, con el objetivo de identificar el contacto agua-petróleo y el tercer pozo hacia el Este y fuera del bloque, desafiando la transmisibilidad de la falla identificada que delimita el bloque de Porche I y al contacto interpretado en Batería 6. El pozo ET-942 produce agua con algo de petróleo en el ensayo, por lo que queda definido finalmente el contacto agua-petróleo para el bloque y se define una segunda etapa de desarrollo llamada Porche 2. En cuanto al pozo WW-38, prueba petróleo al Este de los nuevos descubrimientos y por debajo de los contactos de agua definidos en el área llamada Batería 6 abriendo el potencial de desarrollo hacia esa zona.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, y que la sísmica 3D registrada en el Yacimiento no era lo suficientemente buena en cuanto a resolución como para explicar la compartimentalización del área, se

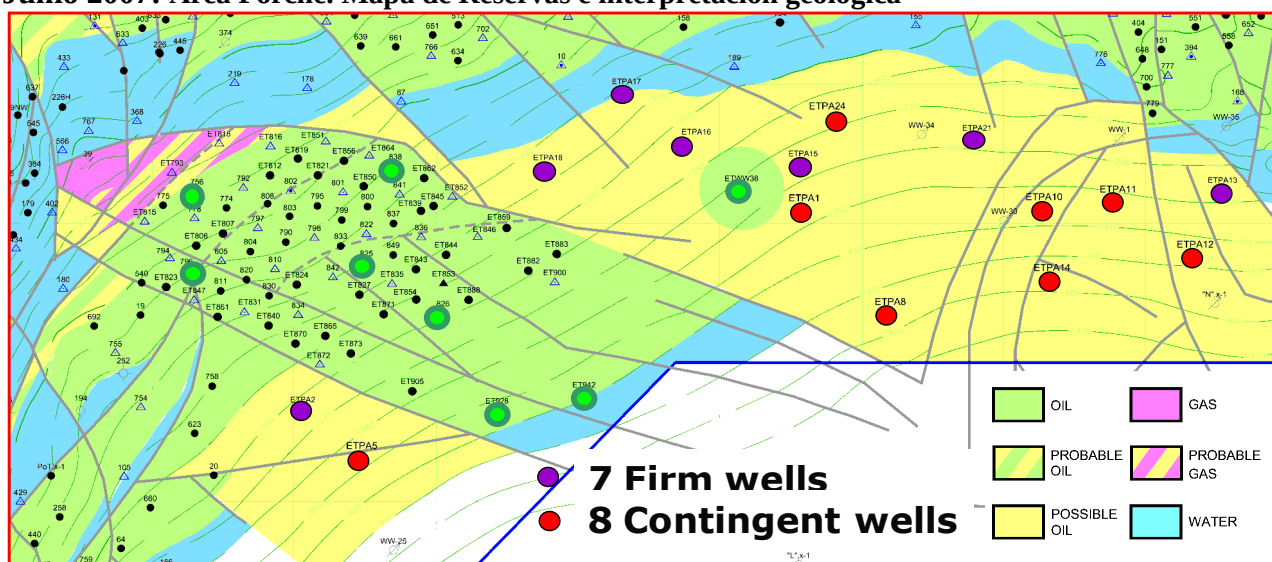
propone una nueva adquisición sísmica 3D. Por otro lado, se confecciona un modelo de simulación de reservorios con el objetivo de evaluar distintas alternativas de desarrollo para Porche 2 y los sucesivos desarrollos.

Marzo 2007: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica



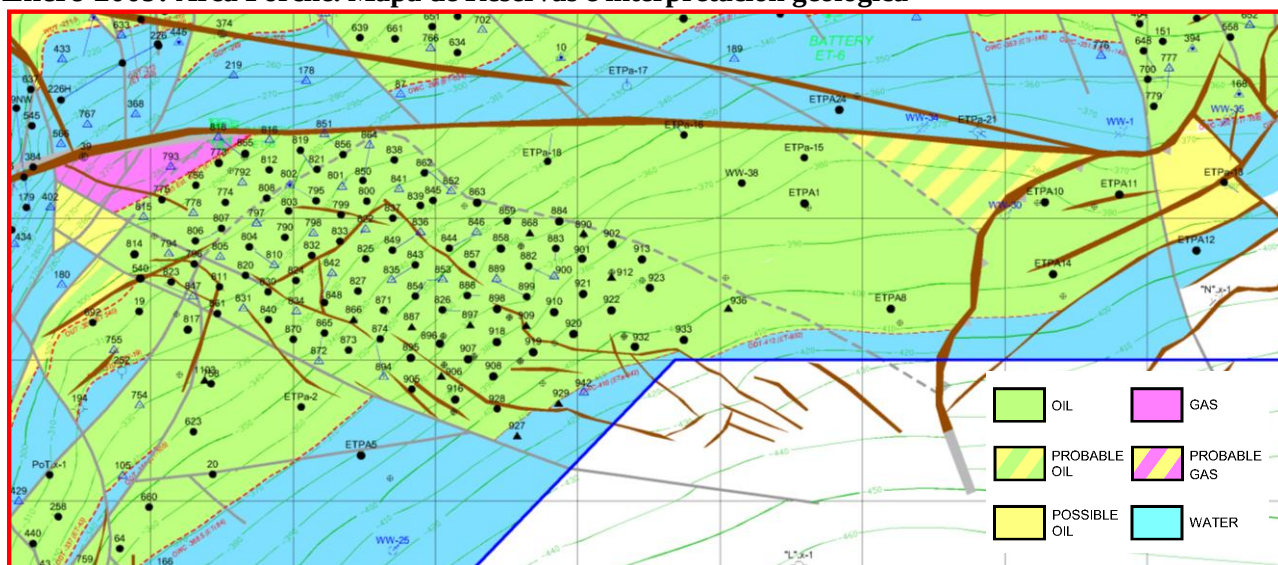
Finalmente, se propone una tercer campaña de delineación donde se perforan 15 pozos de avanzada (7 firmes y 8 contingentes) con el objetivo de cuantificar el petróleo original en el bloque denominado Porche 3. Los resultados fueron muy alentadores, ya que 10 de los pozos propuestos testearon petróleo en 3 nuevos bloques que han sido delineados dentro del proyecto de Porche 3 (Bloque Oeste, Bloque Este y Bloque central).

Junio 2007: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica



Soportado por la nueva sísmica 3D y los resultados de los pozos appraisal, se logra delimitar el bloque central de Porche 3. Técnicas avanzadas de interpretación sísmica como descomposición espectral y análisis del volumen de semblanza, ayudaron a identificar diques y fallas verticales que, junto con las datos de presión de los pozos de delineación y sus ensayos de producción, permitieron llegar a la conclusión de que el bloque de Porche en su conjunto se encuentra desvinculado hidráulicamente de la zona de Batería 6. En el siguiente mapa se puede observar las fallas finalmente interpretadas como sellantes. Además, dado el historial similar de presiones de los bloques de Porche I y II con respecto a Porche III nos permiten concluir que estos bloques si se encuentran comunicados.

Enero 2009: Area Porche. Mapa de Reservas e interpretación geológica



Con toda la nueva información, se confecciona un nuevo mapa de distribución de fluidos y se actualiza el modelo de simulación numérica con el objetivo de evaluar distintas alternativas de desarrollo, analizando el impacto que cada una de las incertidumbres pudieran tener sobre los pronósticos de producción.

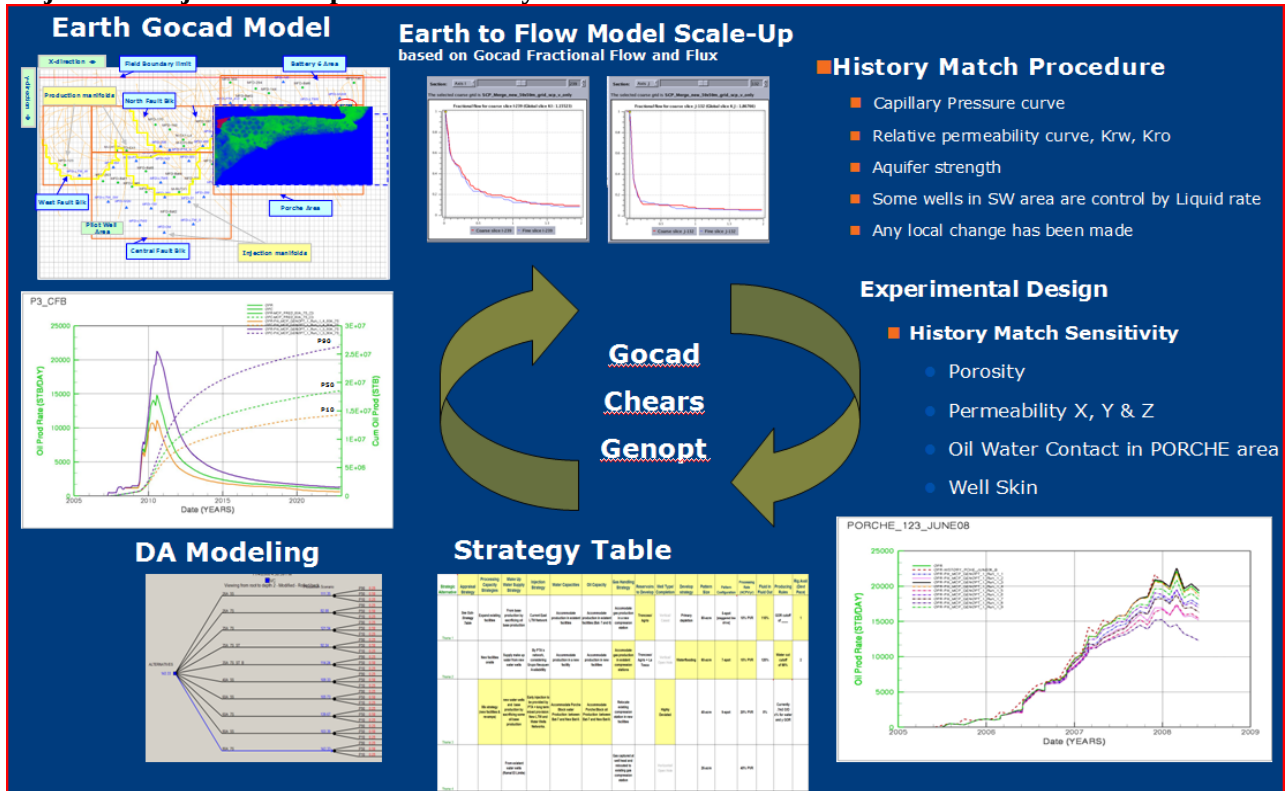
Finalmente, se propone el desarrollo de Porche 3 con un arreglo de inyección de 7 spot invertido que será ejecutado durante el 2009 y 2010, que además incluye la construcción de facilities adicionales.

Agosto 2009: Area Porche. Plan de Desarrollo



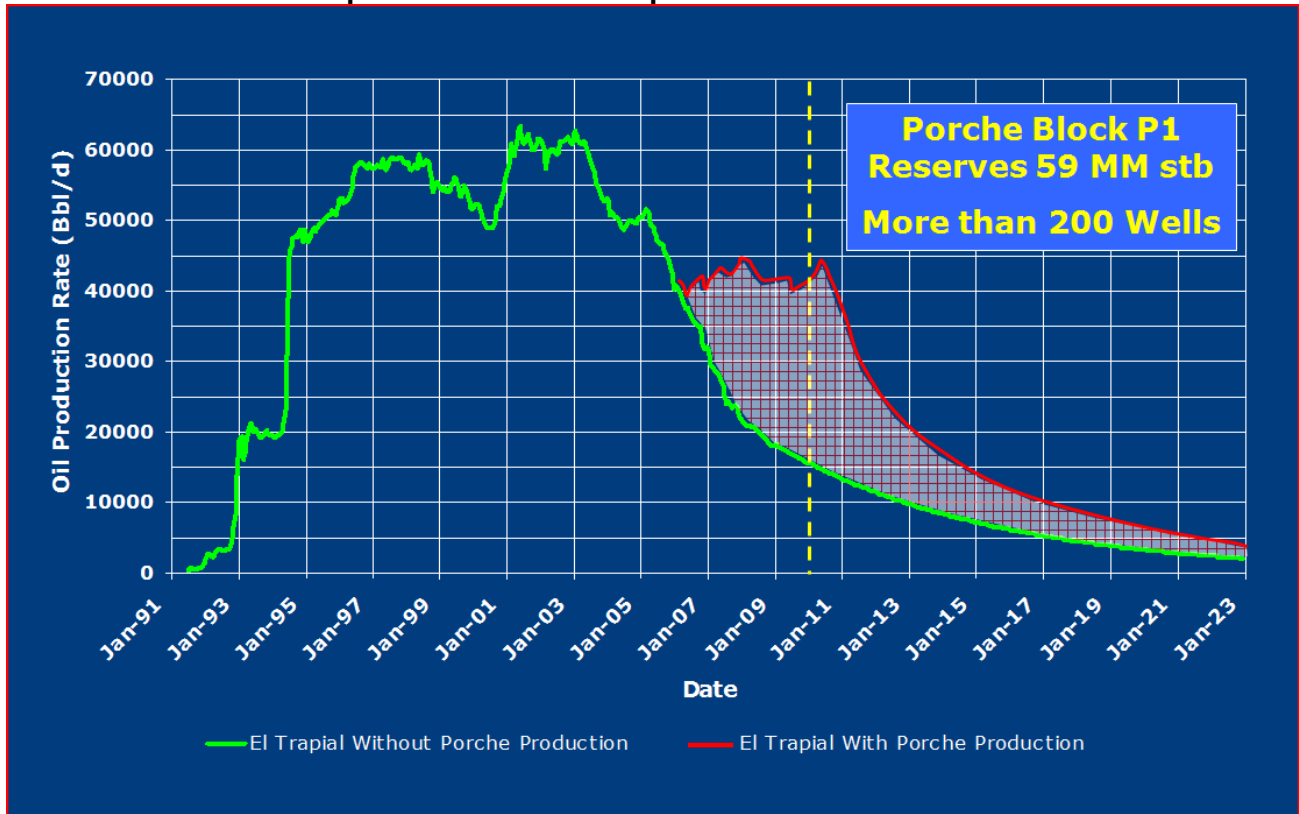
Durante todo el proceso de evaluación y modelado, se ha seguido el siguiente flujo de trabajo con el objetivo de maximizar no solo el factor de recuperación del yacimiento, sino también los indicadores económicos del proyecto. El mismo incluye actualizaciones del modelo estático, upscaling, ajuste de historia de producción, análisis de incertidumbres que tienen en cuenta la teoría del diseño experimental, evaluaciones técnicas y económicas de las distintas alternativas de desarrollo identificadas previamente.

Flujo de trabajo utilizado para el estudio y desarrollo del área de Porche



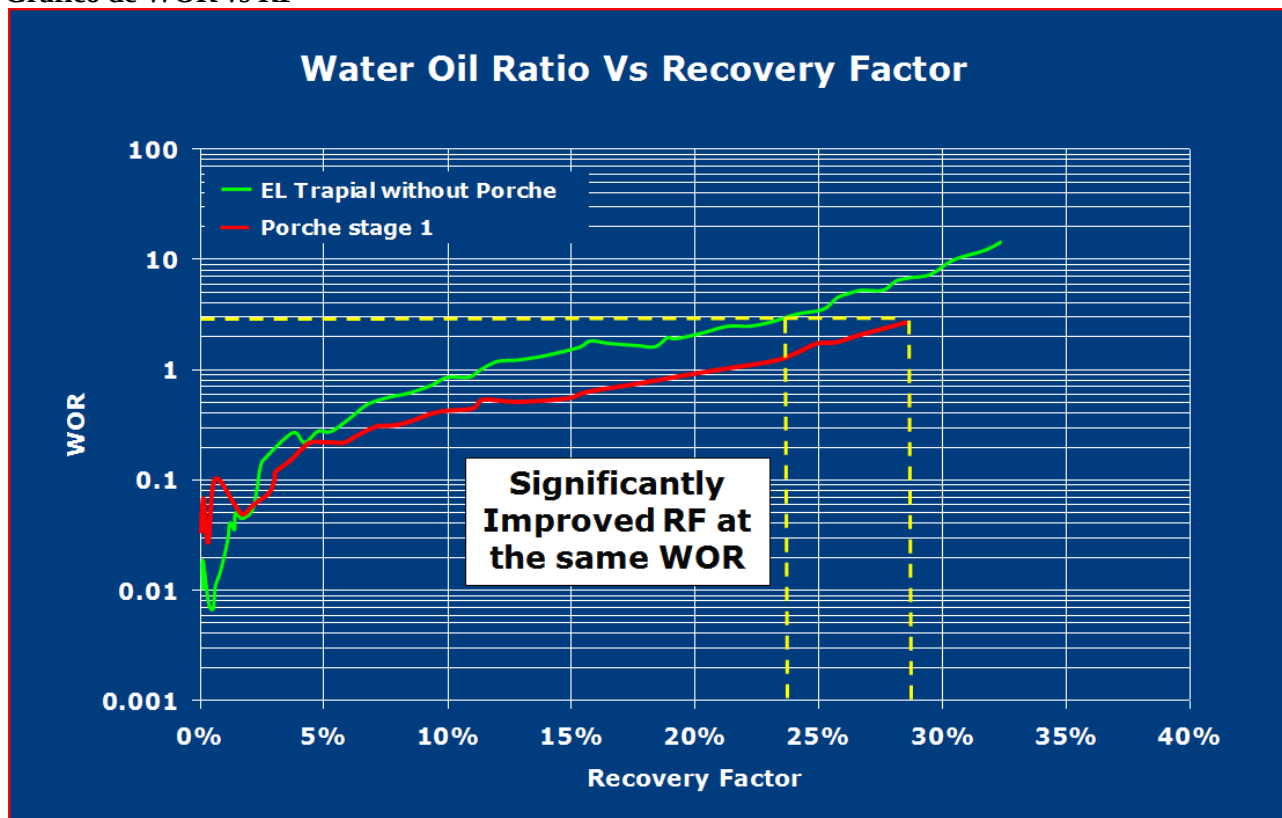
En la actualidad, el 70% de la producción de El Trapial proviene del bloque Porche y el mismo ha incorporado en los últimos años 59 millones de barriles de Reservas Probadas de petróleo. En el siguiente gráfico se puede observar cómo han impactado estas reservas y su desarrollo en la historia de producción de El Trapial.

Producción incremental de petróleo asociada al bloque de Porche



Analizando el gráfico de WOR vs RF se pudo comprobar que la efectividad con que se desarrolló el bloque de Porche I ha sido superior a la de las otras zonas del yacimiento, ya que desde el comienzo se ha hecho un mantenimiento de presión y se ha optimizado el pattern de inyección. Como se ve en el siguiente gráfico, en el caso de Porche I, a igualdad de factor de recuperación hemos producido menores cantidades de agua en comparación con el resto del yacimiento. O lo que es lo mismo, a igualdad de WOR (water oil ratio) el factor de recuperación de Porche I ha sido un 5% mayor.

Gráfico de WOR vs RF



Conclusiones

- Se ha descubierto una nueva e importante zona mineralizada en un yacimiento maduro como es El Trapiál a partir del desafío de interpretaciones previas del bloque, como por ejemplo contactos agua-petróleo, interpretaciones sísmicas, distribución de fluidos, etc.
- La utilización de los procesos que tiene Chevron para el desarrollo de yacimientos, tales como análisis de incertidumbre y programas robustos de delineación, han permitido maximizar el valor económico del nuevo bloque descubierto.
- Dado que tanto algunas fallas como diques actúan como barreras de transmisibilidad, y que debido a que son verticales resultan difíciles de identificar con la interpretación sísmica convencional, el análisis de cubos de descomposición espectral y semblanza ha sido de gran utilidad.
- La construcción de un modelo de simulación numérica, incluso en etapas tempranas del desarrollo, ha permitido integrar toda la información disponible y al mismo tiempo analizar distintos escenarios de desarrollo posibles.

Agradecimientos

Los autores del presente trabajo agradecen a Chevron Argentina y sus socios en el Yacimiento El Trapiál, por permitirnos exponer el siguiente trabajo. De la misma manera, queremos expresar el profundo agradecimiento a todos aquellos profesionales de Chevron que han contribuido en forma directa o indirecta en el éxito de este importante descubrimiento y desarrollo en El Trapiál.