

**NUEVAS PERSPECTIVAS DE DESARROLLO EN YACIMIENTOS MADUROS.
REINTERPRETACIÓN DEL MODELO DE RESERVORIOS Y FACTIBILIDAD DE
PERFORACIÓN DE POZOS INFILL .
YACIMIENTOS EL VALLE Y KOLUEL KAIKE, PCIA DE SANTA CRUZ, ARGENTINA.**

**Ronanduan, Guillermo; gronanduanopuig@pan-energy.com
Andersen, Denis; dandersen@pan-energy.com**

Sumario

Un conocimiento acabado acerca del funcionamiento general de un sistema petrolero catalogado como altamente complejo como es el caso de la cuenca del Golfo San Jorge, y particularmente el análisis detallado e integrado de las diferentes acumulaciones presentes en la misma, se presentan siempre como elementos esenciales al momento de efectuar pronósticos sobre las posibilidades de desarrollo de nuevos yacimientos y fundamentalmente de campos maduros, donde los análisis tradicionales terminan usualmente en la aparente lógica del modelo numérico, cerrando de esta manera la puerta a nuevos desarrollos.

Los yacimientos de Koluel Kaike y El Valle están entre los más maduros del flanco Sur de la cuenca ya que cuentan con una extensa historia productiva desde los años 60 y con importantes volúmenes de hidrocarburos recuperados tanto por producción primaria como por inyección de agua.

En los años 90 se implementó en parte del área un proyecto de pozos infill cuyo objetivo fundamental fue la mejora de la eficiencia de barrido por parte de los pozos inyectores preexistentes a niveles de las areniscas fluviales de la Fm. Cañadón Seco, así como también por parte de otros nuevos perforados para tal fin.

El análisis de dicho proyecto sirvió de base para el presente trabajo y la recopilación e interpretación de los datos de presiones de reservorio obtenidos en dicha campaña, el enfoque geológico dirigido a estudiar el problema sobre todo desde el punto de vista de reservas remanentes asociadas al esquema general de discontinuidades hidráulicas, y el comportamiento de la depleción durante la vida productiva de los reservorios, representaron la parte medular del estudio.

Para éste tipo de proyectos se puede hablar de nuevas reservas y de reservas conocidas que se hallan en diferentes estadios de su historia productiva. Respecto a éstas últimas es fundamental considerar que las mismas no serían recuperables en casos de no existir nuevas perforaciones o intervenciones de pozos existentes.

El caso de la obtención de nuevas reservas está fuertemente asociado a las características geológicas de la cuenca, mientras que para los reservorios con reservas remanentes deberíamos considerar mecanismos de drenaje ineficientes por condiciones desfavorables tanto petrofísicas como de fluidos y posiblemente la posibilidad cierta de la generación de daño de formación luego de la puesta en producción de los pozos.

Para la realización de éste proyecto se jerarquizó la columna productiva para el pozo tipo propuesto, considerándose como objetivo central del mismo, los cuerpos reservorio situados en la Fm. Cañadón Seco con el adicional de la posibilidad de encontrar nuevos y menos continuos reservorios en la Fm. Mina del Carmen, los cuales por sí solos no sustentarían económicamente el proyecto.

Ubicación y antecedentes

En la figura 1 se muestra la ubicación del área estudiada dentro del ámbito de la cuenca del Golfo San Jorge. El yacimiento se encuentra a corta distancia de la localidad homónima de Koluel Kaike y su desarrollo comenzó en los años 60 por parte de YPF, posteriormente Perez Companc y en la actualidad a través de la empresa Pan American Energy.

Este yacimiento es uno de los que tienen mayor historia de producción en el sector Sur de la cuenca, y dada la supuesta madurez del mismo, siempre todo nuevo desarrollo estuvo basado en la recuperación de reservas adicionales por inyección de agua o bien con la perforación de sondeos más profundos para contactar nuevas reservas en areniscas de la Fm. Mina del Carmen, objetivo éste de dudosas condiciones económicas si se lo considera en forma separada.

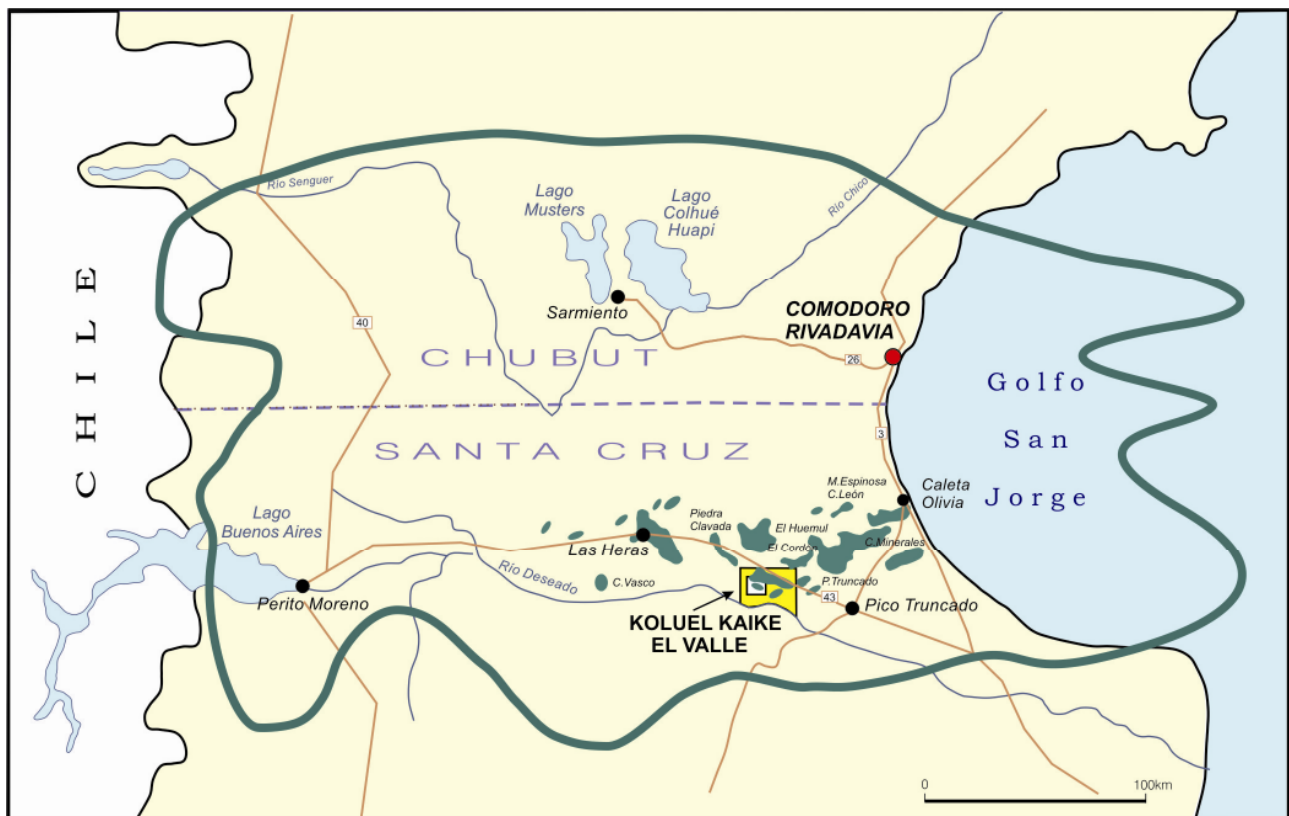


Figura 1 – Ubicación del área Koluel Kaike – El Valle

A partir de 1989 y hasta 1994 tuvo lugar un proyecto de perforación de pozos infill por parte de la empresa Perez Companc cuyo objetivo fundamental fue el de completar las mallas de inyección de agua preexistentes por reducción del distanciamiento entre pozos a menos de 200 metros.

Los datos de presión obtenidos en todos los pozos perforados y especialmente aquellas mediciones efectuadas previamente al inicio de la inyección de agua, sirvieron como analogía sobre las condiciones originales que posiblemente se encontrarían en cualquier proyecto de similares características.

Elementos del sistema petrolero

En la cuenca del Golfo San Jorge se pueden distinguir a grandes rasgos dos sectores bien diferenciados de acuerdo a su estilo tectónico, uno occidental con una etapa distensiva correspondiente a la fase de rift que dio origen a la apertura de la cuenca, modificada por los fenómenos compresivos relacionados con la orogenia andina y la parte oriental netamente extensional dentro del cual se encuentra comprendida el área de interés.

Las fallas son de tipo normal de rumbo predominante Oeste-Este y con rechazos variables de pocos metros a centenares de metros como se observa en la gran falla maestra que limita el bloque hacia el Sur y con un activo comportamiento en la etapa de apertura y relleno de la cuenca (Figuras 2 y 3).

Las fallas y la red de fracturas menores asociadas han desempeñado un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, dado que constituyeron las vías de migración para los hidrocarburos generados, así como también controlaron la concentración y dispersión de los mismos.

La roca generadora de los hidrocarburos presentes en esta parte de la cuenca son las pelitas bituminosas de origen lacustre de la formación Pozo D-129.

Las rocas reservorio se localizan en niveles arenosos de las formaciones Mina del Carmen y Cañadón Seco y consisten de areniscas de granulometrías variables y con diferente participación de pelitas clásticas y elementos piroclásticos que condicionan fuertemente sus aptitudes como reservorios. Constituyen cuerpos a veces amalgamados de aspecto tabular y a veces lenticular depositados por sistemas fluviales de baja sinuosidad en forma de barras o rellenos de canales en franjas de anchos que difícilmente superen el kilómetro dentro del área de estudio.

Los sellos verticales y laterales están dados por fangolitas, tobas y tufitas que circundan a los cuerpos arenosos.

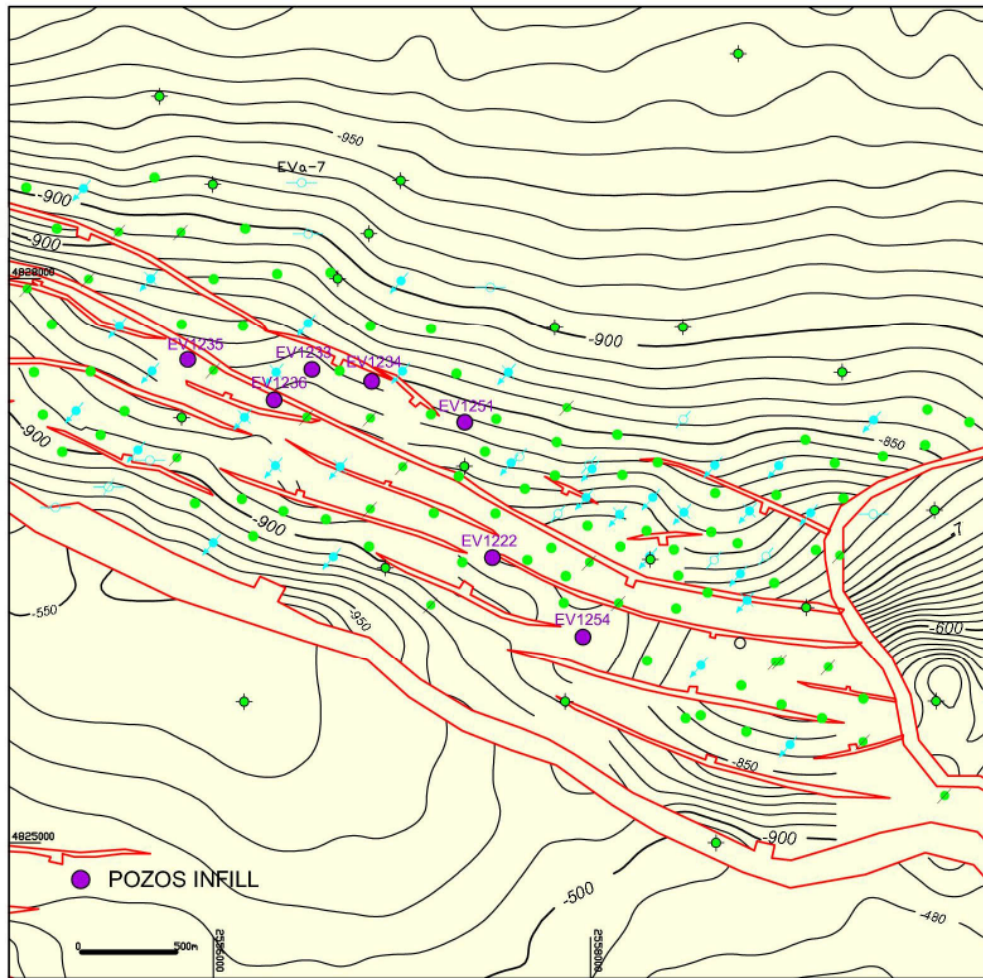


Figura 2 – Estructura a un nivel intermedio de la Fm. Cañadón Seco.

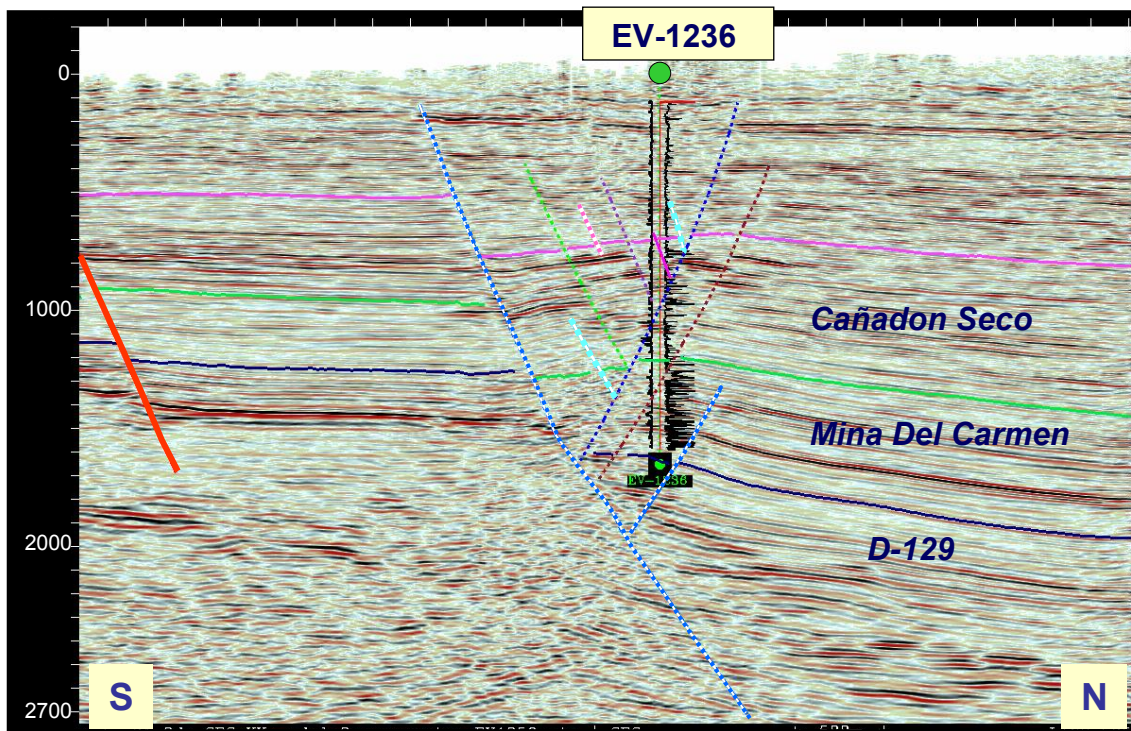


Figura 3 – Línea sísmica S-N con indicación de las principales unidades estratigráficas.

La columna estratigráfica simplificada se muestra en la Figura 4 y un perfil eléctrico tipo con indicación de las diferentes unidades en la Figura 5.

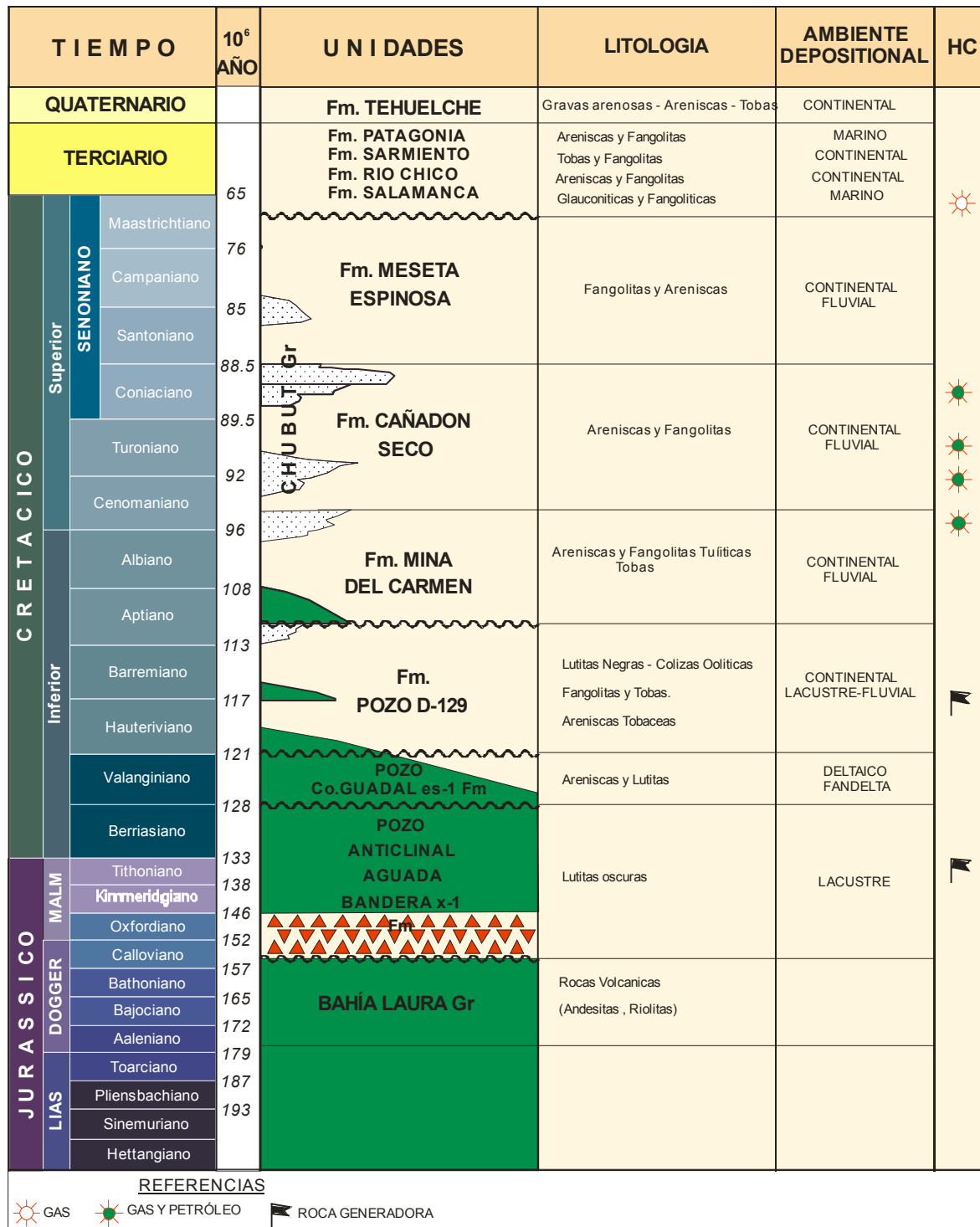


Figura 4 – Columna estratigráfica del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. Modificado de Figari *et al.*, 1999.

EV-1128

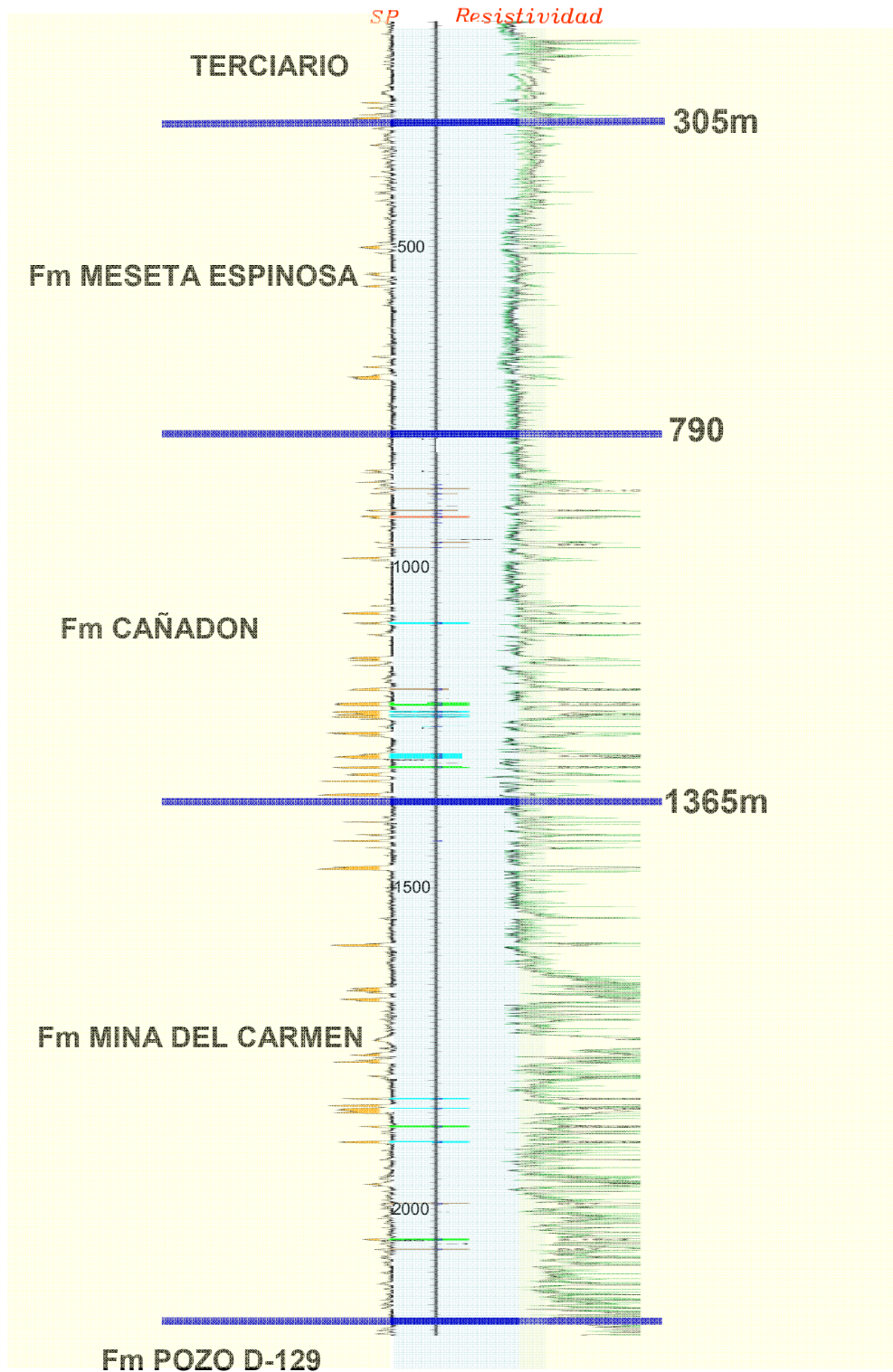


Figura 5 – Perfil tipo estratigráfico

Análisis del proyecto infill previo

En la figura 6 se puede observar las ubicaciones de los proyectos infill original que abarcó el período 1989-1995, y el llevado a cabo en dos etapas durante los años 2008 y 2009.

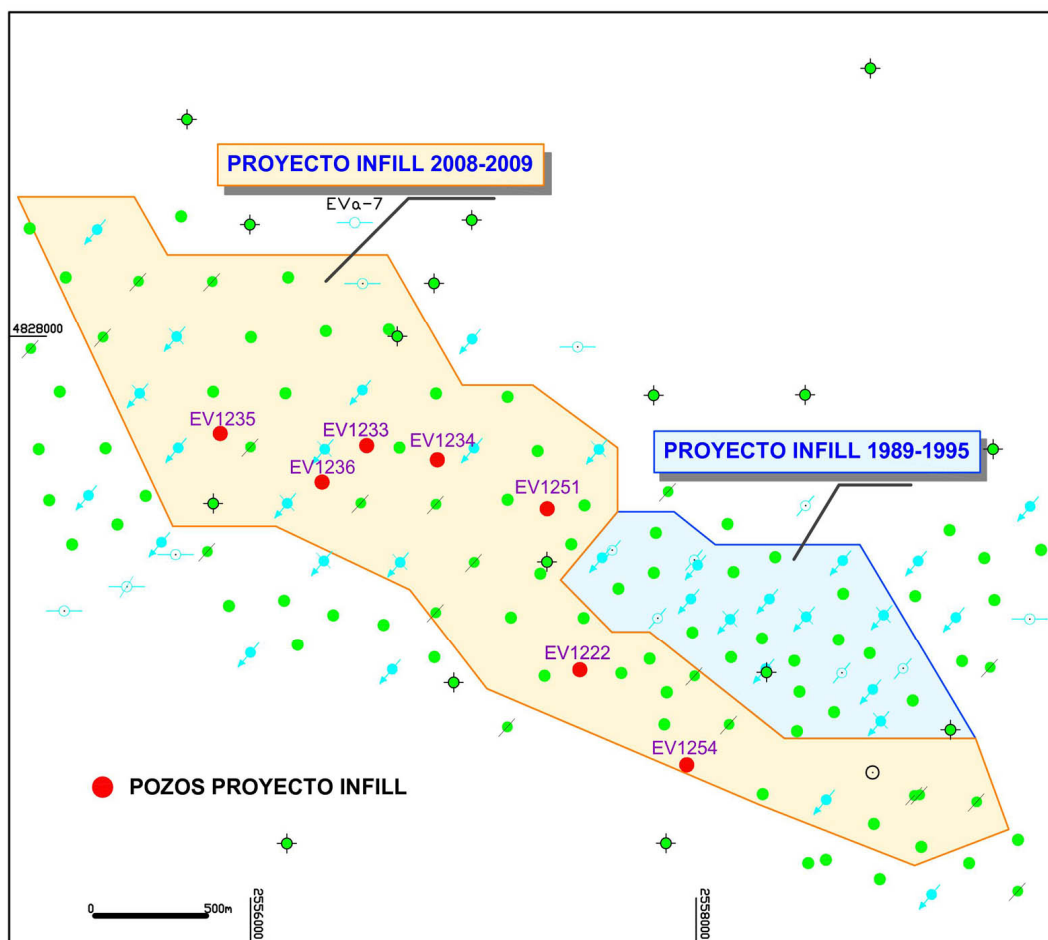


Figura 6 – Ubicación de los proyectos considerados

El proyecto iniciado en 1989 estuvo dirigido principalmente a la optimización de la inyección de agua que se llevaría a cabo concomitantemente con la perforación infill, mientras que el nuevo proyecto difiere del anterior respecto a la inexistencia de inyección de agua al momento de su realización, y principal y fundamentalmente respecto al objetivo, ya que el mismo estuvo dirigido al desarrollo de nuevas reservas primarias, tanto en sectores desarrollados de la Fm. Cañadón Seco, así como en términos poco investigados y entendidos de Fm. Mina Del Carmen.

En las figuras 7 y 8 se representan las condiciones productivas previas a la realización de los proyectos de perforación de pozos infill en 1989 y 2008 respectivamente.

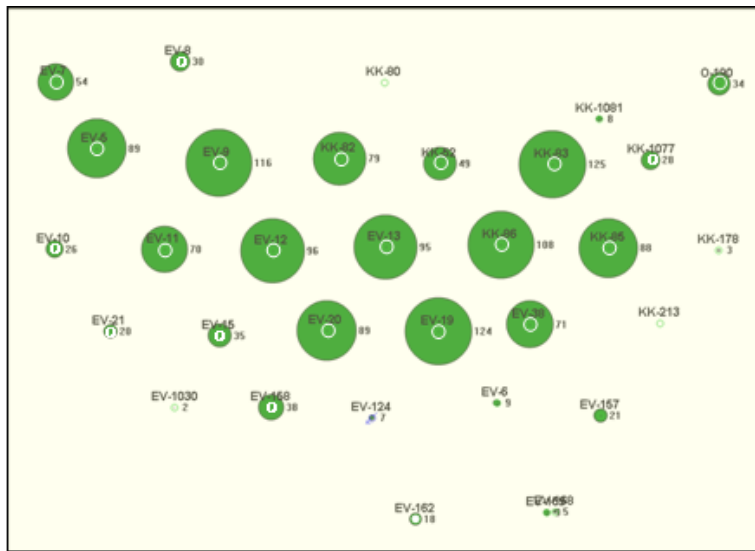


Figura 7. Producciones acumuladas iniciales de petróleo proyecto infill. (1989)

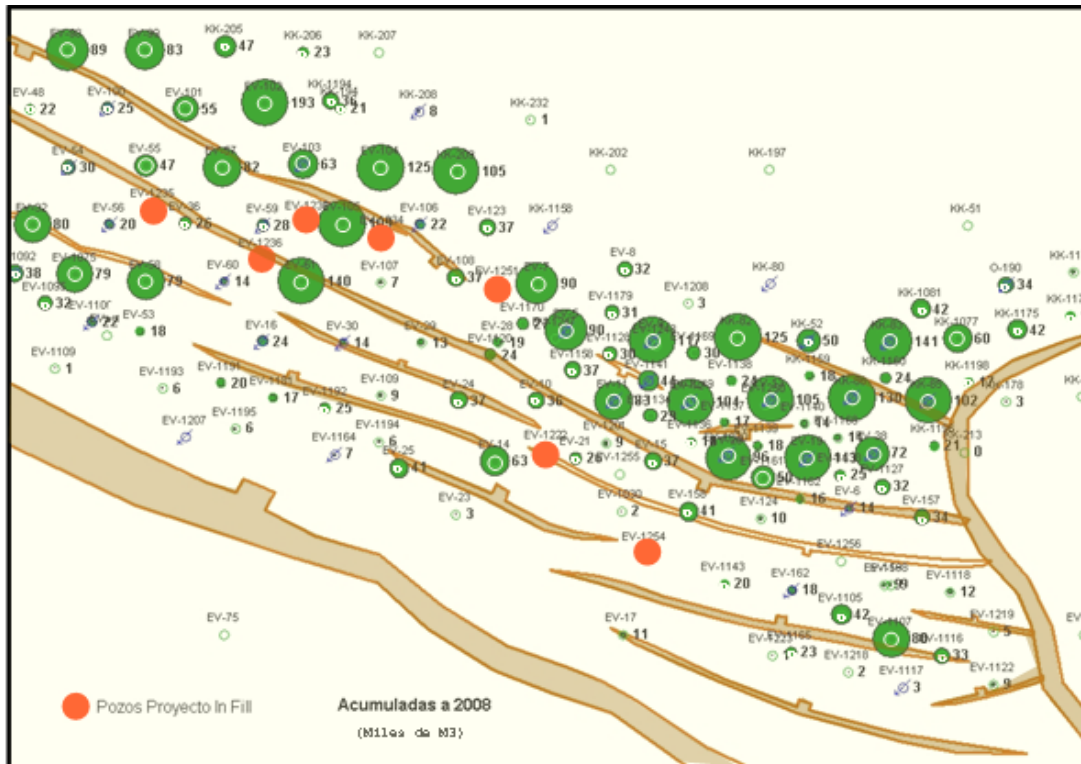


Figura 8. Producciones acumuladas iniciales de petróleo proyecto 2008/2009

Esencialmente se analizaron los datos de presiones de reservorio obtenidos en pozos disponibles antes de la perturbación que introduciría la inyección de agua, a fin de estimar básicamente el grado de depleción que se encontraría en otro proyecto de características similares. (Figuras 9 y 10).

El gráfico de la figura 9 resume las condiciones de presión esperables antes de cualquier proceso de represurización por inyección de agua. Los pozos seleccionados existían previamente al inicio del proyecto infill o bien se perforaron antes del comienzo de la inyección. En la figura 10 se utilizaron la totalidad de los datos a partir de todos los pozos perforados hasta 1995. Ambos gráficos no difieren sustancialmente.

Asimismo las relaciones estratigráficas generales a nivel de reservorios también fueron revisadas a fin de comprender el funcionamiento básico del sistema de continuidades de los cuerpos reservorio involucrados.

En la figura 11 puede verse un claro ejemplo de las discontinuidades que comúnmente aparecen en éste tipo de ambientes sedimentarios, donde variaciones importantes en cuanto a la presencia o no de cuerpos arenosos y de sus propiedades petrofísicas y/o productivas en cortas distancias, constituyen el argumento primordial para presumir la presencia de reservas de hidrocarburos no desarrolladas. A su vez también pueden observarse todos aquellos elementos que constituyen la fundamentación de este proyecto como ser acuíñamientos, capas parcial y/o totalmente deplecionadas, capas aparentemente correlativas pero desvinculadas hidráulicamente, etc.

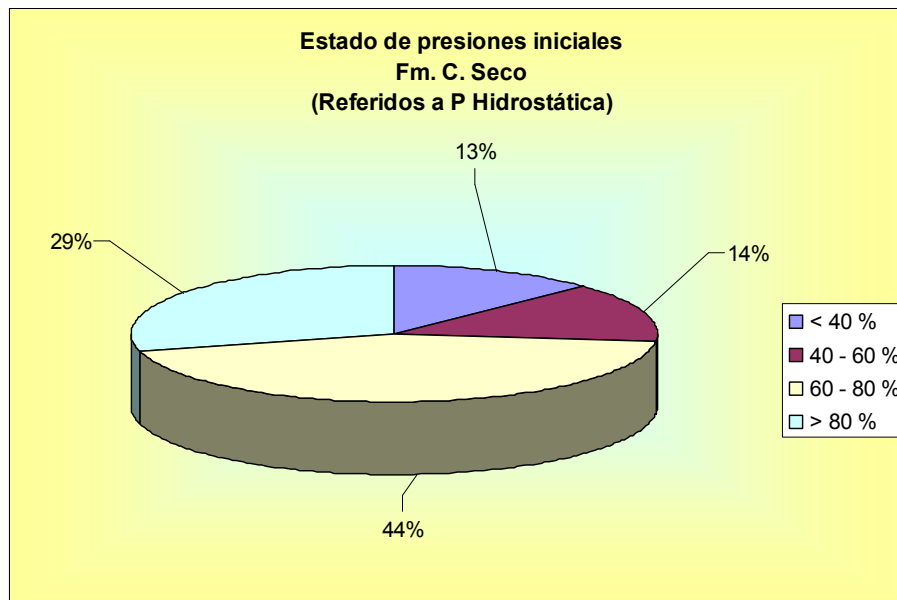


Figura 9. Presiones de reservorio antes inicio de inyección de agua.

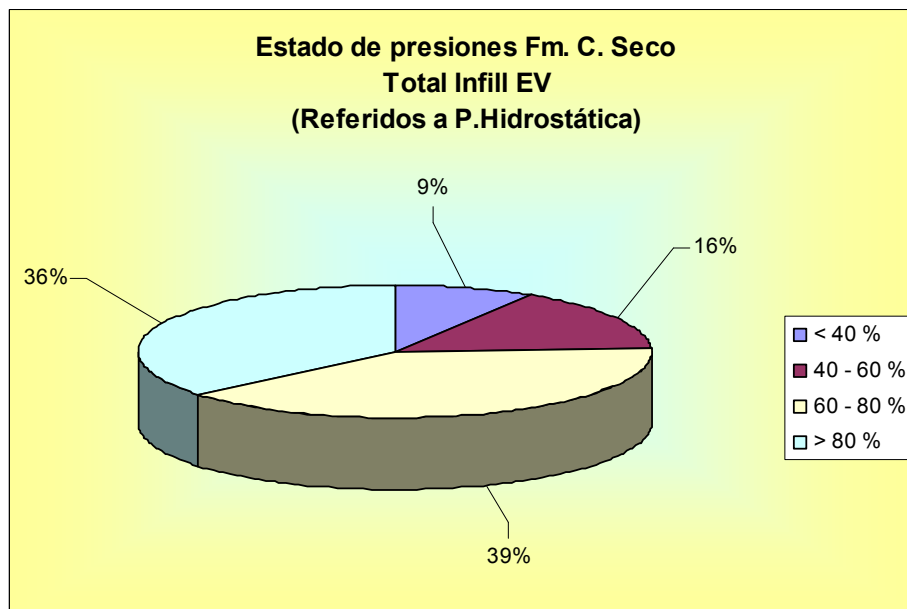


Figura 10. Presiones de reservorio para todo el proyecto infill

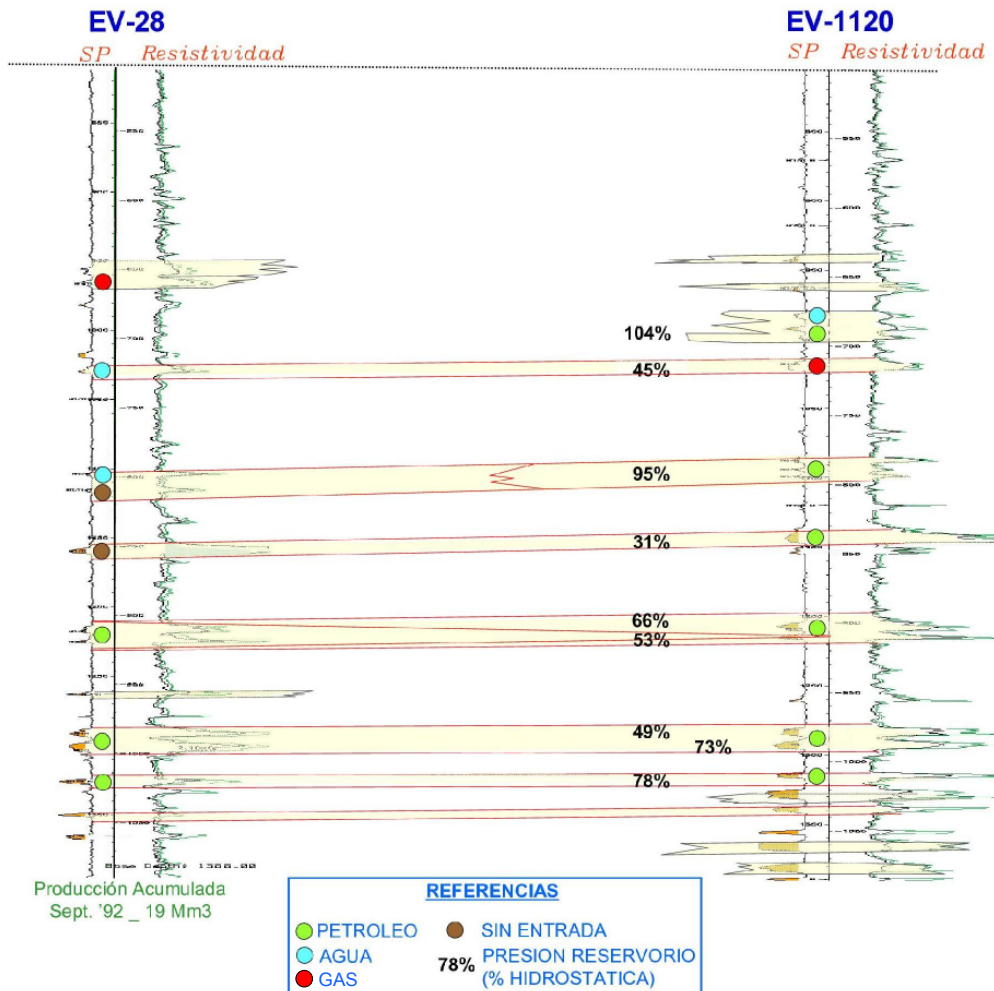


Figura 11. Fuerte variación estratigráfica a un distanciamiento entre pozos de 50 metros..

Lineamientos básicos del proyecto

Las premisas fundamentales que sustentaron el proyecto fueron las siguientes:

- 1- Factores geológicos relacionados al ambiente sedimentario y tipos de sedimentos asociados al mismo.
- 2- Presunción de la existencia de reservas no desarrolladas y/o desarrolladas parcialmente (remanentes).
- 3- Existencia de casos análogos en muchos otros sectores de la cuenca.

Respecto al primer punto hacíamos referencia a reservorios de origen fluvial, más o menos compartimentados y con grados de heterogeneidad que los hacen grandes candidatos para un proyecto de estas características.

De acuerdo al modelo de discontinuidades asumido, se considera que en la etapa inicial del proyecto dónde se debe decidir la ubicación de los primeros sondeos, la disponibilidad de mapas de arenamientos dentro de los principales intervalos productivos serían de gran utilidad al momento de decidir aquellas áreas con posibilidad de contener mayor cantidad de cuerpos reservorio. En las figuras 12a y 12b se muestran ejemplos de uno de los intervalos considerados y el mapa resultante. Los límites de estos intervalos son arbitrarios y solo definidos con sentido operacional. En la figura 13 tenemos el producto de la superposición de varios intervalos productivos, el cual resulta de gran utilidad para detectar rápidamente aquellas áreas que presentan los mayores arenamientos.

Respecto al análisis de las reservas factibles de ser contactadas, el mismo se basa por un lado en el sistema geológico de discontinuidades que posibilita el hallazgo de reservorios no contactados por esquemas de desarrollo que contemplaban distanciamientos mayores que los utilizados en el proyecto infill, y por otro lado la historia y distribución estadística de presiones de los mismos, juntamente con su historia productiva acumulativa al momento de realizarse el estudio.

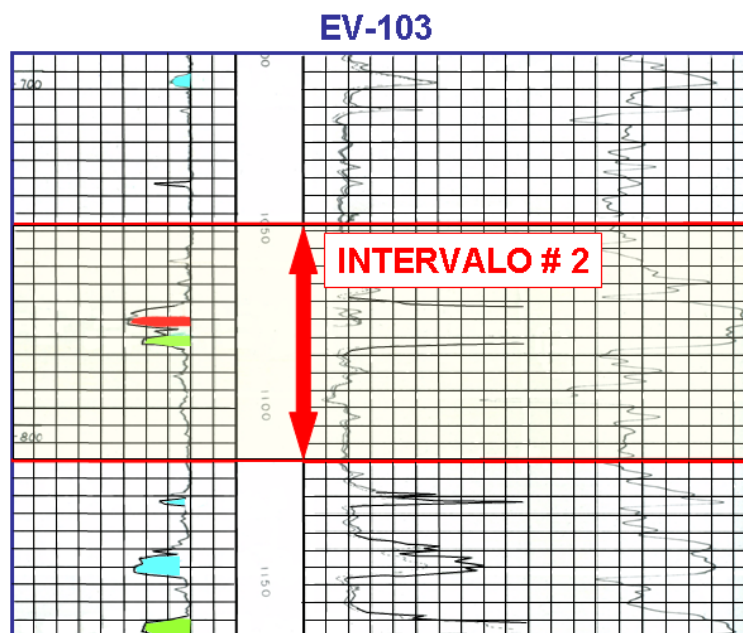


Figura 12 a

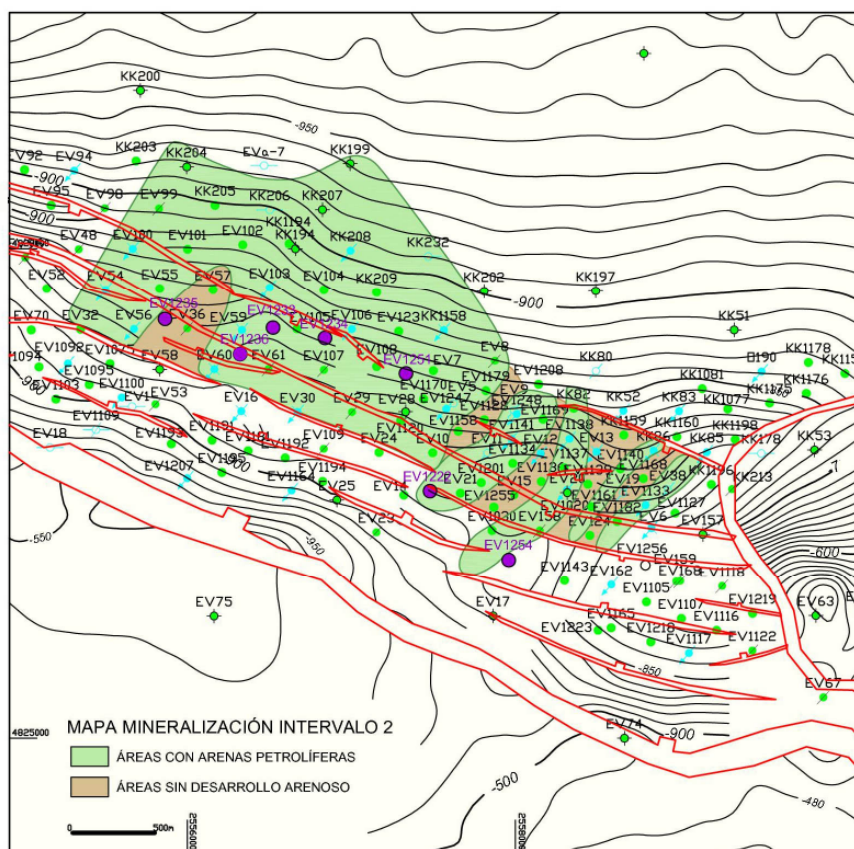


Figura 12 b

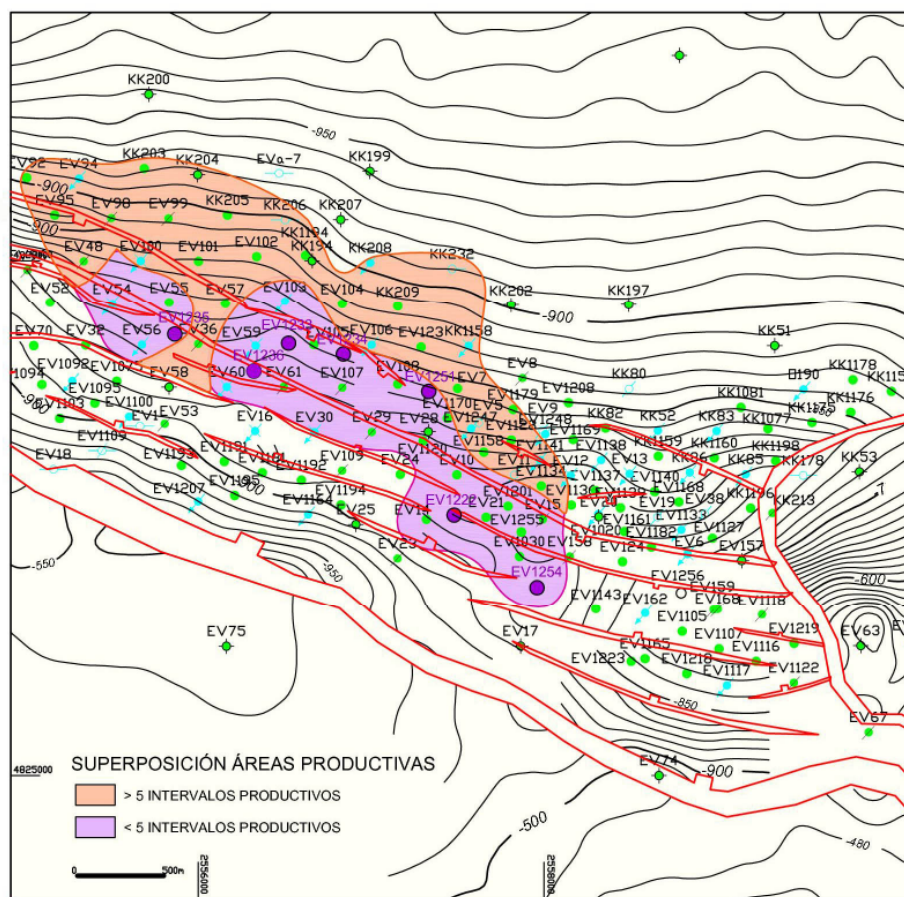


Figura 13. Plano superposición intervalos productivos.

La existencia de reservas remanentes, las cuales deberían asignarse a la categoría de no desarrolladas dado que no estarían disponibles de no mediar la perforación de nuevos pozos o la realización de trabajos de workover, se desprende claramente de los gráficos representativos de las condiciones iniciales de presión del yacimiento, para el caso del proyecto 1989/1995, los cuales resultarían extrapolables a cualquier otra área de similares condiciones geológicas y productivas y que se utilizó como análogo para el nuevo proyecto iniciado en 2008. (Figuras 9 y 10).

Podríamos considerar que todos aquellos reservorios situados en un rango de presiones mayores al 40 % y hasta el 80 % de la presión original contienen importantes reservas remanentes, las cuales de considerarse los niveles actuales de producción, resultarían prácticamente irrecuperables. De hecho que un estado de presiones de estas características es totalmente compatible con la situación de cualquier yacimiento de la cuenca que se encuentre en una etapa de desarrollo convencional.

Asimismo debería tenerse en cuenta la existencia de varios ejemplos en la cuenca, dónde dadas las condiciones favorables existentes, los proyectos de éste tipo serían altamente recomendables ya que se trata en la mayoría de los casos de yacimientos muy maduros.

Sin embargo no debería generalizarse el uso de esta metodología a cualquier situación.

Análisis de los resultados obtenidos

Durante los años 2008 y 2009 se perforaron en total siete (7) pozos infill en áreas vecinas del sector Este del yacimiento. El objetivo de los mismos, como ya se explicitó antes, fue en primer término corroborar la existencia de un modelo de reservorios hidráulicamente discontinuos y/o parcialmente deplecionados en la Fm. Cañadón Seco, y como factor adicional la probable presencia de nuevos niveles productivos situados en Fm. Mina del Carmen, en áreas dónde prácticamente no se contaba con antecedentes de tal comportamiento.

Podemos decir que tal objetivo se alcanzó satisfactoriamente en la mayoría de los casos.

En la figura 14 tenemos el gráfico del estado de presiones de reservorio encontrado con los nuevos pozos perforados. El mismo muestra una excelente correspondencia con las condiciones previstas de acuerdo a los datos disponibles del proyecto primitivo e incluso algo mejores ya que cerca del 50% de las capas se encontraron con presiones cercanas a las originales y casi un 45% de las capas con proporciones interesantes de reservas remanentes, siendo muy bajo el porcentaje de capas con alta depleción. Asimismo la historia de producción de estos pozos, si bien no muy extensa, muestra un perfil productivo por primaria altamente auspicioso, con valores medios de acumuladas finales realmente muy interesantes para un yacimiento altamente maduro. (Figura 15).

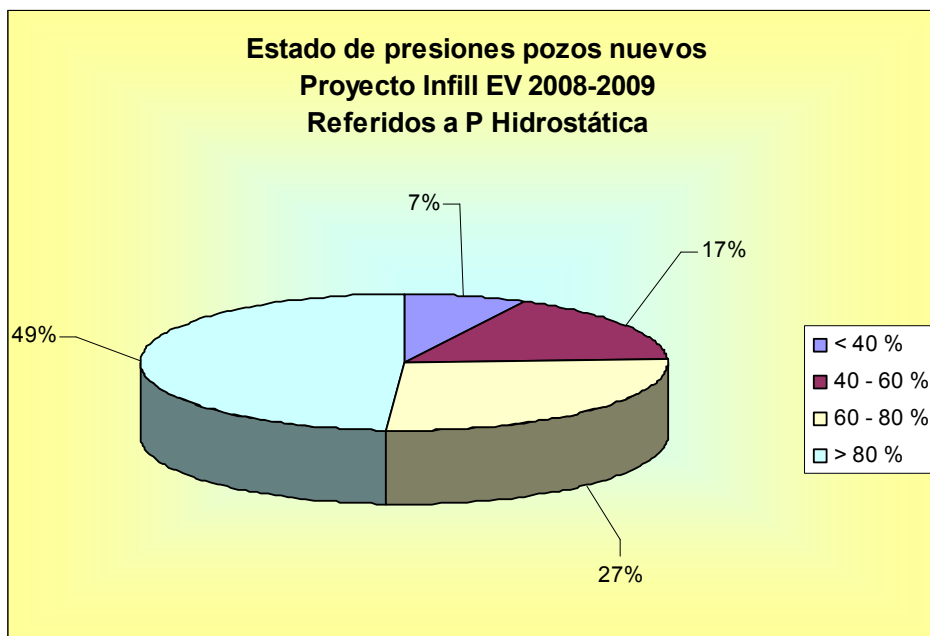


Figura 14. Cuadro resumen presiones representativas del nuevo proyecto

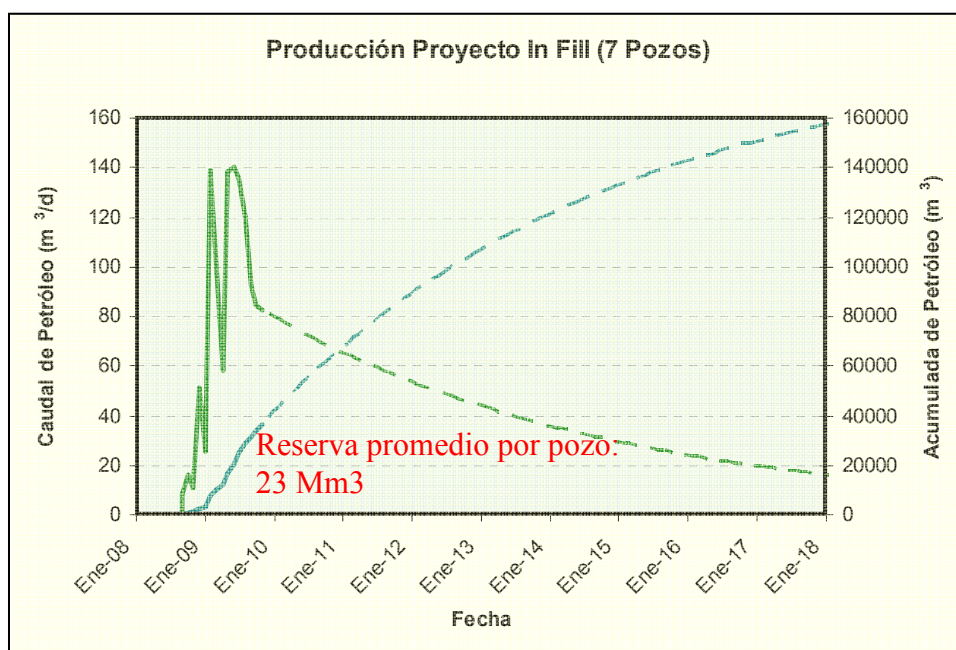


Figura 15. Producción total de petróleo proyecto infill.

Conclusiones

Los aspectos fundamentales de éste trabajo podrían resumirse de la siguiente manera:

- Los cuerpos arenosos de la Fm. Cañadón Seco constituyeron el objetivo principal del proyecto, considerándose la posibilidad de agregar reservas en términos de Fm. Mina del Carmen
- Estos cuerpos, que a grandes rasgos aparecen como de buena continuidad hidráulica, presentan en realidad ciertas desconexiones areales que permiten suponer la existencia de barreras de permeabilidad y por lo tanto de reservas de petróleo primario no drenadas, y de áreas bajo inyección de agua, no barridas.
- El tipo de ambiente sedimentario en el cual se depositaron las areniscas reservorio de hidrocarburos, supone a su vez la posibilidad de contactar nuevos cuerpos no atravesados anteriormente.
- El estado de presiones inicial del proyecto vecino, único dato disponible como analogía para el nuevo proyecto, indicaría la posible presencia de nuevas reservas no desarrolladas y de reservas remanentes, las que podrían incluirse en la categoría de reservas en no producción.
- El esquema de presiones comprobado con los pozos perforados corrobora perfectamente lo previsto siendo incluso algo más auspicioso que el previsto.
- Estas reservas solo podrían recuperarse a través de trabajos de workover sobre pozos existentes y/o perforación de nuevos pozos intermedios.
- Se generó un amplio campo para nuevos estudios y futuros desarrollos en otros sectores del “supermaduro” yacimiento El Valle – Koluel Kaike.
- El tipo de análisis empleado es básico y extrapolable a cualquier otro campo de la cuenca, pero no así la factibilidad de su implementación, por lo que deberíamos ser cautelosos con la aplicación generalizada del concepto.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a Carolina Crovetto por el aporte de algunas figuras de la interpretación sísmica del área y también a las autoridades de Pan American Energy por haber permitido la publicación de éste trabajo.

Asimismo deseamos agradecer especialmente la colaboración de Gabriela Bernatek y Carlos Caldara de Pan American Energy que trabajaron en todo el material gráfico que acompaña este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

Barcat, C., J. S. Cortiñas, V. A. Nevistic y H. E. Zucchi, 1989, Cuenca Golfo San Jorge; Serie Correlaciones Geológicas 6: Décimo Congreso Geológico Argentino.

Bridge, J.S., and R. S. Tye, 2000, Interpreting the Dimensions of Ancient Fluvial Channel Bars, Channels, and Channel Belts from Wireline-Logs and Cores. AAPG.

Brown, L.F.; C. Barcat; W. L. Fisher, and A. Nevistic, 1982, Seismic stratigraphic and depositional system analysis: new exploration approaches apply to the Gulf of San Jorge basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Instituto Argentino del Petróleo.

Eussler, A., 1970, Los reservorios petrolíferos de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas.

Fígari, E., Streklkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. Boletín de Informaciones Petroleras, N°60, 54-90.

Fitzgerald, M. G., R. Mitchum, M. A. Uliana and K. T. Biddle, 1990, Evolution of the San Jorge basin, Argentina: AAPG Bulletin.

- Laffite, G.A., H.J. Villar, 1982, Poder reflector de la vitrinita y madurez térmica: aplicación en el sector NO de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Congreso de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Exploración.
- Lesta, P.J., 1968, Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1.
- Lesta, P.J., R. Ferello and G. Chebli, 1980, Chubut extrandino: Segundo Simposio de Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias, Córdoba.
- Reservoir Characterization-1, SPE Reprint Series N° 27, 1989.
- Ronanduan, G, 2006, Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacim. Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Pcia de Sta Cruz, Rep. Argentina, Petrotecnia, Oct.2006.
- Schelling, D.D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol.3, Structural Geology, EGI Technical Report.
- Scazzioti, F., 2008. El factor estratigráfico presente en la formación Mina El Carmen, flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 101-117.
- Sciutto, J. C., 1981, Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina: Octavo Congreso Geológico Argentino.
- Van Niewenhuise, D. S., and A. R. Ormiston, 1989, A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.
- Wavrek, D.A., Curtiss, D.K., Vela, M.L., Schelling, D.D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol.1, Petroleum Systems, EGI Technical Report.
- Yllañez, E. D., J. P. Di Lena y H. G. Marchese, 1989, Evaluación geoquímica de petróleo y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.