

REVITALIZACIÓN DEL YACIMIENTO KOLUEL KAIKE (SANTA CRUZ) MEDIANTE EL DESARROLLO DE RESERVORIOS DE FM. MINA DEL CARMEN.

Ariel Schiuma, Carolina Beatriz Crovetto, Diego Álvarez, Javier Eusebio Gómez, Denis Andersen, Laura Alonso, Ornella López Alvarado, Adrián Rasgido. Pan American Energy LLC, Av Alem 1180, (1001) CABA.

aschiuma@pan-energy.com; ccrovetto@pan-energy.com

RESUMEN

El yacimiento Koluel Kaike-El Valle, en la provincia de Santa Cruz, Argentina, es un yacimiento maduro que produce actualmente con un 96 % de agua, y que ha sido desarrollado activamente desde la década del 60 principalmente de reservorios del Miembro Caleta Olivia (CO), porción inferior de la Formación Cañadón Seco (CS).

En el año 2008 comenzó una campaña de perforación infill buscando optimizar el drenaje de dicha formación, mediante la perforación de reservorios sedimentológica y/o estructuralmente desvinculados, y la captación del petróleo remanente en las mallas en inyección. Por otro lado, se buscó contactar y explotar reservorios más profundos ubicados en la Fm. Mina del Carmen (MdC).

Esta campaña fue exitosa para los reservorios de la Fm. CS y con el avance del desarrollo, se revalorizó la Fm. MdC, a partir de los altos caudales de petróleo liviano (40° API) ensayados. En los primeros pozos se completaron los reservorios en toda la columna y en ambas formaciones; sin embargo, el abundante gas ensayado en Fm. MdC dificultó en algunos casos su posterior producción. Este hecho llevó a replantear las completaciones en el caso de pozos con muy buenos reservorios en esta formación, con el objetivo de capturar su máximo potencial. Primero se completaron los reservorios profundos, dejándolos en producción por surgencia natural, y luego, cuando éstos declinaron, se completaron y pusieron en producción los reservorios de la Fm. CS por bombeo mecánico junto a los previamente abiertos. Esto permitió que se obtuvieran mejores producciones de los reservorios de la Fm. MdC que en el caso de pozos completados en las dos formaciones en conjunto.

El incremento del caudal de gas producido llevó a la necesidad de reacondicionar las instalaciones de superficie para poder captarlo y consumirlo en las usinas de generación eléctrica del yacimiento.

Actualmente el proyecto aporta el 22% de la producción de Koluel Kaike y generó un incremento del 30% del volumen de reservas de petróleo probada, certificándose 31 locaciones adicionales comprobadas desde el inicio del mismo.

INTRODUCCIÓN

La cuenca del Golfo San Jorge se ubica en el Norte de la provincia de Santa Cruz y Sur de la provincia de Chubut, cubriendo una superficie aproximada de 180.000 km². Se clasifica como cuenca intracratónica de tipo extensional, de eje aproximadamente Oeste-Este, limitando al Norte con el macizo Nordpatagónico y con la región del Deseado al Sur (Fitzgerald et al., 1990; Fígari et al., 1999). El área de Koluel Kaike-El Valle, objeto de este estudio, forma parte del Flanco Sur de la cuenca, y abarca un área de 100 km² (Figura 1).

La evolución tectono-sedimentaria de la cuenca del Golfo San Jorge ha sido resumida en numerosos trabajos (Barcat et al., 1989; Fitzgerald et al., 1990; Fígari et al., 1999). Se han realizado estudios sedimentológicos de la sucesión cretácica desde mitad del siglo pasado, mayormente por su importancia como reservorios de hidrocarburos (Feruglio, 1949; Sciutto, 1981; Hechem et al., 1990; Hechem y Strelkov, 2002; Sylwan, 2001).

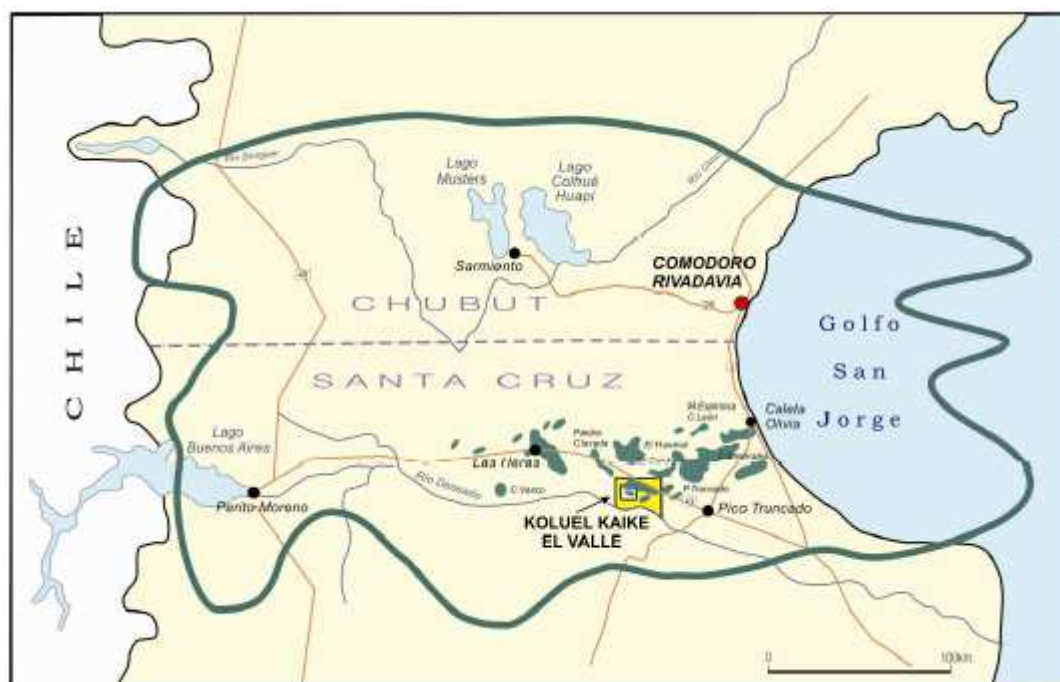


Figura 1. Ubicación del área Koluel Kaike-El Valle en la Cuenca del Golfo San Jorge.

La columna estratigráfica completa de la cuenca puede verse en la Figura 2. Para el Flanco Sur, el sistema petrolero completo se encuentra dentro del Grupo Chubut. La roca madre está constituida por las pelitas bituminosas de la Formación Pozo D-129, de origen lacustre/fluviol deltaico. Los principales reservorios se encuentran en las formaciones de origen fluvial Mina del Carmen, Cañadón Seco, y en menor medida en Yacimiento Meseta Espinosa. Consisten en areniscas de granulometrías variables con diferente participación de pelitas clásticas y elementos piroclásticos que condicionan fuertemente sus aptitudes como reservorios. Constituyen cuerpos 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 (Constantino et al., 2010). Los sellos verticales y laterales están dados por fangolitas, tobas y tufitas que rodean a los cuerpos arenosos.

Las fallas desempeñaron un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, dado que constituyeron las vías de migración de los hidrocarburos, como así también controlaron la concentración y dispersión de los mismos.

Debido a sus mejores propiedades petrofísicas, los mayores volúmenes de hidrocarburo producidos en el Flanco Sur provienen de los reservorios de Fm. Cañadón Seco, mientras que la Fm. Mina del Carmen ha sido en general un productor secundario. La Fm. Cañadón Seco presenta una sucesión de areniscas, fangolitas, limolitas y piroclastitas, teniendo las areniscas porosidades promedio de 20% y permeabilidades variables con una media de 100-200md (Salomone et al., 2002). Esta formación se divide en dos complejos arenosos, principales denominados Mb. Cañadón Seco-1 y Miembro Caleta Olivia, separados por una sección pelítica de características semiregionales llamada Miembro O-12.

La Fm. Mina del Carmen presenta menor contenido total de arenas, y un mayor contenido de tobas arenosas, areniscas tobáceas, fangolitas volcánicas, y secciones piroclásticas finas hacia los bordes de la cuenca.

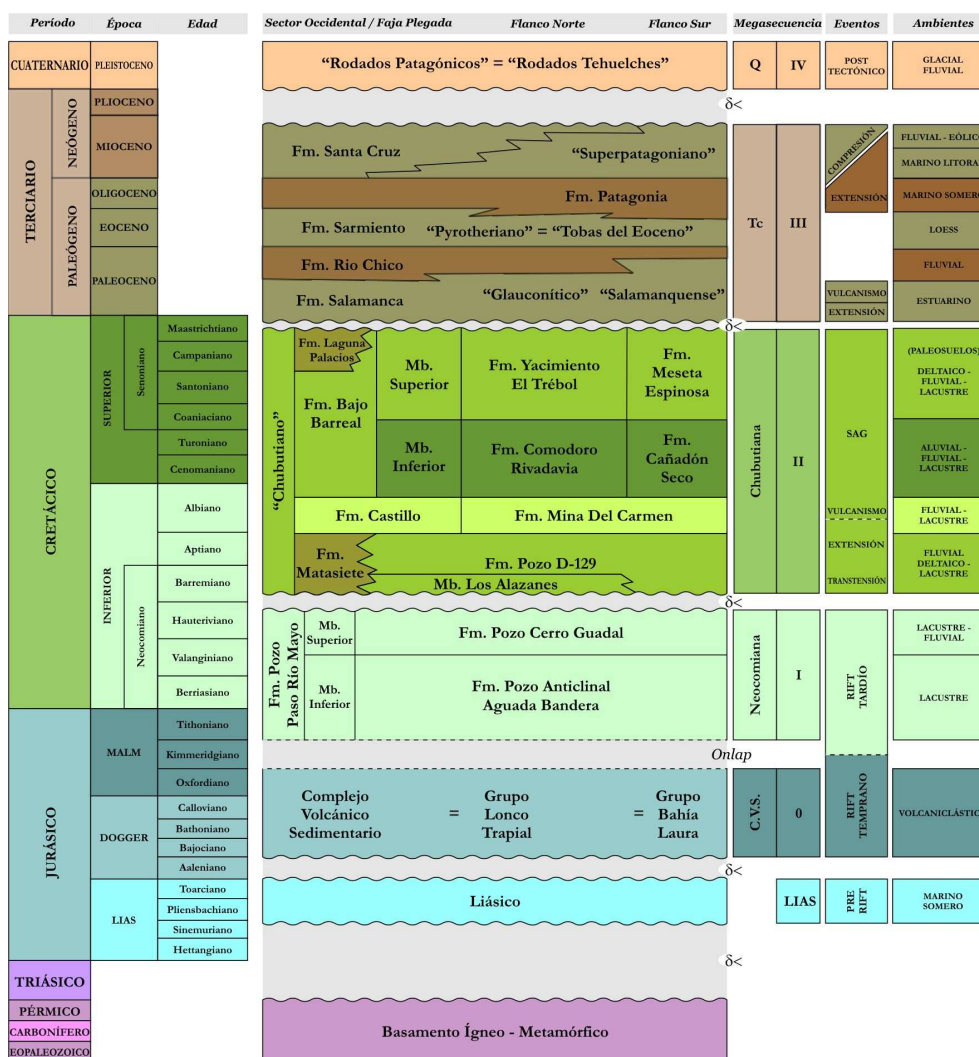


Figura 2. Columna estratigráfica para la Cuenca del Golfo San Jorge (tomado de Cayo et al., 2011).

DESARROLLO

Situación inicial

El yacimiento Koluel Kaiké es un yacimiento maduro que ha sido desarrollado activamente desde el año 1960. Éste presenta una alta complejidad estructural, con una falla principal de Rift de buzamiento Nor-Este y un anticlinal de roll-over en el bloque bajo de la misma. Los principales reservorios del área se encuentran dentro del sistema de fallas presente en el bloque bajo, caracterizado por una alta compartimentalización (Figura 3B).

El yacimiento ha producido tradicionalmente de los reservorios de la Fm. Cañadón Seco, particularmente de los correspondientes al Miembro inferior denominado Caleta Olivia.

Desde el año 1980 se realiza recuperación secundaria por inyección de agua, con resultados dispares por la alta estructuración presente, los cuales han condicionado el desarrollo posterior.

En la década de los 90, la operadora anterior del área comenzó un proyecto enfocado en la optimización de la inyección de agua conjuntamente con la perforación infill, disminuyendo el distanciamiento de los pozos con el objetivo de contactar reservas remanentes dentro de la Fm. Cañadón Seco, en la zona Nor-Este del yacimiento (Figura 3A, 5A), mejorando así la eficiencia areal. Los resultados obtenidos fueron muy buenos en términos de producción y reservas al haber encontrado zonas no drenadas con presiones originales o cercanas a ella. Algunos de estos pozos atravesaron también la Fm. Mina del Carmen aprovechando su alta posición estructural, encontrando buena cantidad de reservorios con hidrocarburos.

A partir del año 2008, luego de un análisis detallado de las presiones de los reservorios contactados por los nuevos sondeos y de los resultados obtenidos en el proyecto de perforación infill pre-existente, Pan American Energy continuó el mismo disminuyendo el distanciamiento entre pozos y perforando la Fm. Mina del Carmen (Ronanduno y Andersen, 2010).

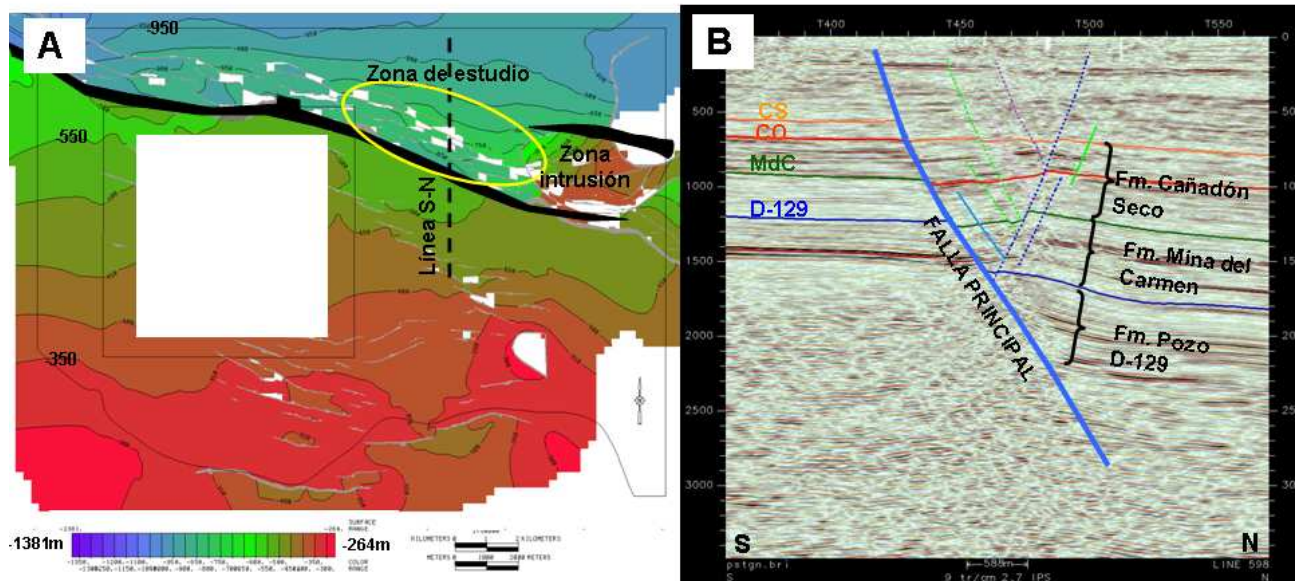


Figura 3. (A) Mapa estructural al Techo del Mb. Caleta Olivia en Koluel Kaike. En amarillo se marca la zona del proyecto. Profundidades bajo el nivel del mar; equidistancia 50m. (B) Línea sísmica S-N mostrando la gran compartimentalización. En rojo, tope Mb. Caleta Olivia.

Características geológicas de Fm. Mina del Carmen

La Formación Mina del Carmen en el yacimiento Koluel Kaike presenta una gran variación estructural debido a la presencia de la falla principal del yacimiento, conocida informalmente como Falla del Ferrocarril. El techo de esta formación se profundiza hacia el Nor-Oeste, variando su ubicación de 700m a 1500m bajo el nivel del mar (Figura 4A). Esta falla tuvo actividad tectónica importante durante la depositación de la porción inferior y media de la formación, condicionando de esta forma la depositación de los sedimentos (Crovetto y Schiuma, 2013). El mapa isocórico de la misma, muestra un claro engrosamiento en el bloque bajo en consonancia con esta actividad (Figura 4B).

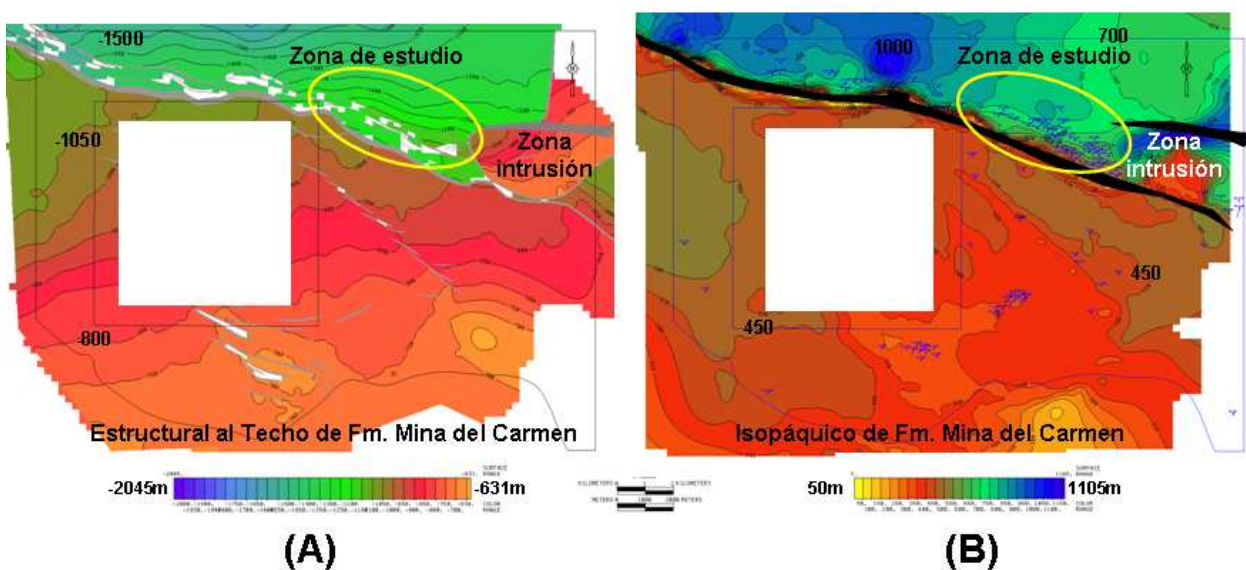


Figura 4. (A) Mapa estructural al Techo de Fm. Mina del Carmen en Koluel Kaike. Profundidades bajo el nivel del mar; equidistancia 50m. (B) Mapa isocórico de Fm. Mina del Carmen. Equidistancia 50m.

Hacia el Este del yacimiento, la falla pierde rechazo y es relevada por otra, sintética a esta, ubicada al Nor-Este, dentro del área vecina. Este rasgo paleogeomorfológico habría permitido la entrada y depositación de una gran cantidad de sedimentos desde el bloque alto hacia el bloque bajo, generando una alta proporción de reservorios en este último. En la actualidad este relevo de fallas se encuentra enmascarado por una intrusión ultrabásica terciaria que aprovechó la zona de debilidad generada para emplazarse (Figura 4B).

Desarrollo del proyecto

Para la ubicación de los primeros sondeos del proyecto se tuvieron en cuenta varios factores. En primer lugar, se realizó un relevamiento y análisis de los datos de presión tomados en los pozos pertenecientes a la campaña infill de la operadora previa, en la que se observó que sólo el 20% de las presiones medidas en estos pozos presentaban menos de un 50% de la presión hidroestática original, indicando un bajo grado de depleción y drenaje en los reservorios de la Fm. Cañadón Seco. Esto generó grandes expectativas para replicar el proyecto en otras zonas, gracias a la alta probabilidad de encontrar reservorios con hidrocarburos remanentes en condiciones de ser explotados, decidiéndose entonces continuar el desarrollo en la zona aledaña a dicho proyecto (Figura 5A) (Ronanduardo & Andersen, 2010).

Mediante una interpretación detallada de la sísmica 3D, se realizó un modelo estructural determinando la ubicación de las fallas principales y los diferentes bloques en los que se encontraban los reservorios, complementándola con la correlación de los pozos existentes. Se dividió la columna estratigráfica en diferentes intervalos empleando marcadores arbitrarios en función de la relación arena/arcilla, determinando luego la distribución de fluidos y carga de hidrocarburos (HC) de cada uno (Figura 5B). Las ubicaciones se optimizaron de forma de atravesar la mayor cantidad posible de intervalos con hidrocarburos y de obtener una posición estructural favorable (alta y con fallas), garantizando que los pozos vecinos perforados previamente tuvieran buenos antecedentes productivos en los reservorios de La Fm. CS.

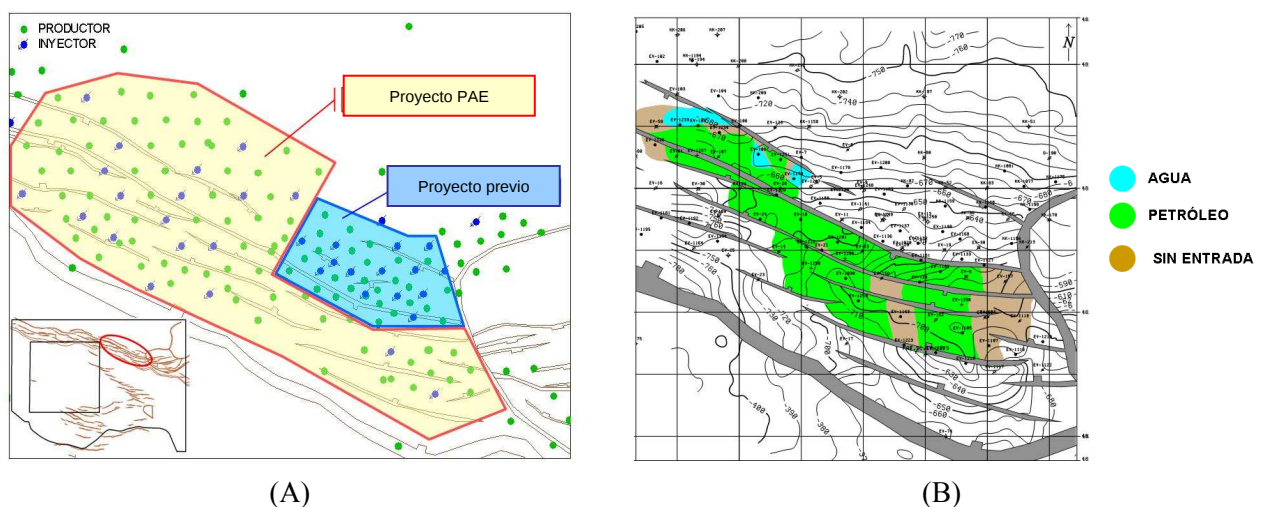


Figura 5. (A) Ubicación del proyecto de perforación previo y de la zona del desarrollo de Pan American Energy. (B) Análisis de fluidos por intervalos en Fm. Cañadón Seco.

Para el desarrollo profundo de la Formación Mina del Carmen, se eligió comenzar en el extremo Este del área aprovechando la elevación de la formación y la posibilidad de alcanzar la base de la misma relativamente a poca profundidad, teniendo en cuenta a la vez los resultados de los ensayos de los escasos pozos que atravesaban hasta el momento toda la Formación. Por otro lado, se analizaron detalladamente las condiciones superficiales, ya que la zona presenta un gran número de mallines, instalaciones de superficie, caminos y construcciones, lo cual dificulta la ubicación de las locaciones.

En la etapa inicial del proyecto, los resultados obtenidos para la formación superior fueron ampliamente satisfactorios, encontrando reservorios con presiones originales o cercanas a la original, y demostrando la existencia de reservas remanentes aún no drenadas (Ronanduardo y Andersen, 2010). Los resultados en la Fm. Mina del Carmen fueron mejores de lo esperado. Los ensayos de los reservorios contactados aportaron buen caudal de petróleo acompañado de abundante gas, dificultando en algunos casos su posterior producción.

Los reservorios encontrados en la Fm. Mina del Carmen, correspondientes a depósitos fluviales, presentan un espesor promedio de 2 a 3 m, con un espesor medio útil total dentro de la Formación de 15 m (Figura 6). Son reservorios de areniscas con alto contenido tobáceo correspondientes a rellenos de canales, con porosidades promedio de 15%. Los hidrocarburos encontrados son generalmente livianos, del orden de los 40°API con alto gas asociado, presentando surgencia en muchos casos y con ensayos promedio de 2000 l/h de fluido.

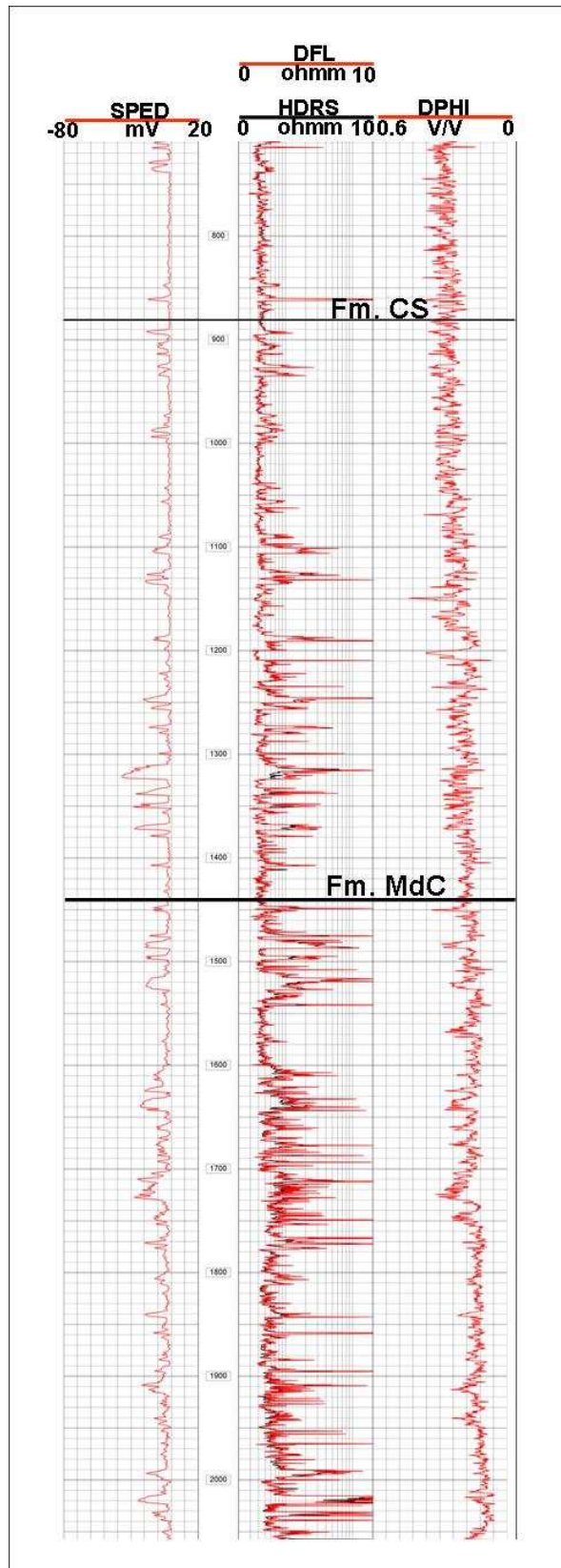


Figura 6. Perfil tipo de un pozo profundo del proyecto. SPED: potencial espontáneo. HDRS: resistividad profunda. DFL: resistividad somera. DPHI: porosidad del densidad.

Completación de pozos

Los primeros pozos perforados presentaban ensayos de terminación con muy buenos caudales de petróleo, en muchos casos surgentes (Figura 7), pero no se lograba explotarlos correctamente y no se obtenían las producciones esperadas al drenar todos los reservorios en simultáneo (Formaciones CS y MdC), debido a la interferencia que el gas produce en el sistema de extracción.

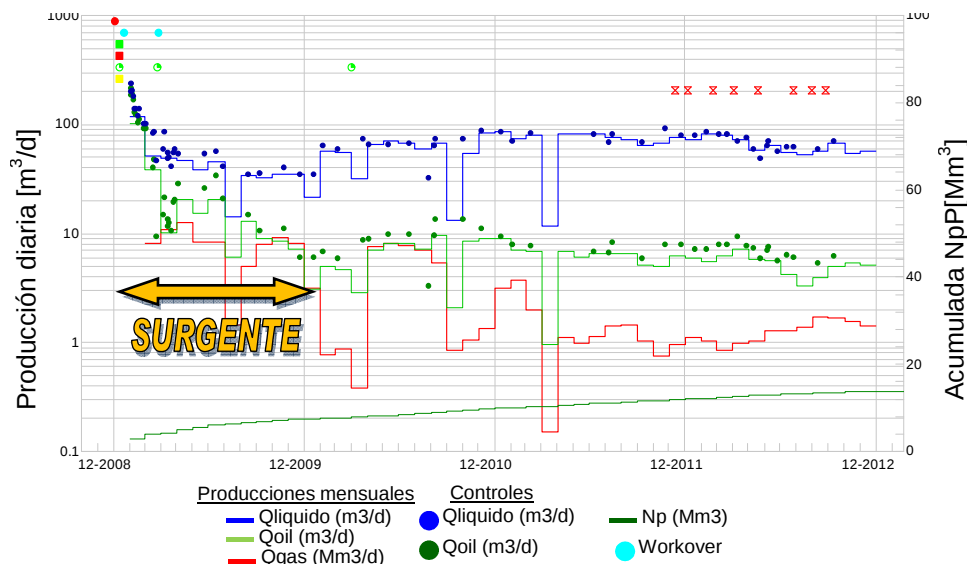


Figura 7. Producción típica de un pozo del proyecto con surgencia inicial, completado en toda la columna en forma simultánea.

Los reservorios de la Fm. CS producen petróleos medios a pesados (20 a 25 °API) y los de la Formación MdC son petróleos muy livianos (40 °API) que liberan gran cantidad de gas con un GOR inicial (relación gas-petróleo) de aproximadamente 500, llegando en pocos días a ser superior a 1000. Esto generaba que los pozos produjeran semisurgentes o con altos niveles dinámicos y bajos caudales, haciendo ineficiente el sistema extractivo (Figura 8).

Luego de analizar el comportamiento en producción de la primera campaña, se llegó a la conclusión de que la baja performance se debía a la imposibilidad de extraer correctamente los pozos por la presencia de altos caudales de gas asociado de los reservorios profundos de la Fm. MdC y a la posible admisión de fluido en capas superiores con baja presión (cross-flow).

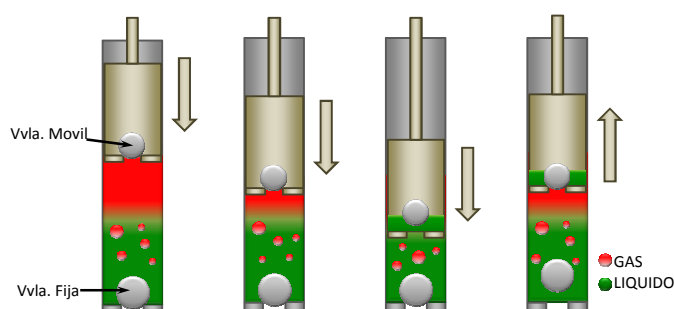


Figura 8. Problema de bloqueo del bombeo mecánico por acción del gas. Al haber gas en el sistema la válvula móvil no se abre hasta que el mismo está comprimido en su totalidad, resultando en un llenado poco eficiente del barril, disminuyendo así la efectividad del sistema extractivo.

Este hecho obligó a buscar una solución para maximizar la productividad de los pozos que presentaban buen potencial en ambas formaciones. Se cambió la estrategia realizando una completación en dos etapas: una inicial, poniendo en producción los reservorios de la Fm. MdC por surgencia natural, y luego de drenar estas zonas, una segunda etapa de completación de los reservorios de la Fm. CS (Figura 9).

Al producir sólo la zona profunda, se comenzó a comprender que aún los reservorios de la Fm. MdC, con ensayos surgentes de bajo caudal, deben ser estimulados por fractura hidráulica ya que la surgencia se debe a una columna líquida de muy baja densidad generada por una gran liberación de gas asociado, que en las condiciones de producción no aporta mayor caudal que el obtenido en el ensayo de terminación. De esta forma, se logró obtener en pozos completados sólo en en la Fm. MdC, y por surgencia natural, aún mayores producciones que en aquellos completados en las dos formaciones en simultáneo (Figura 10).

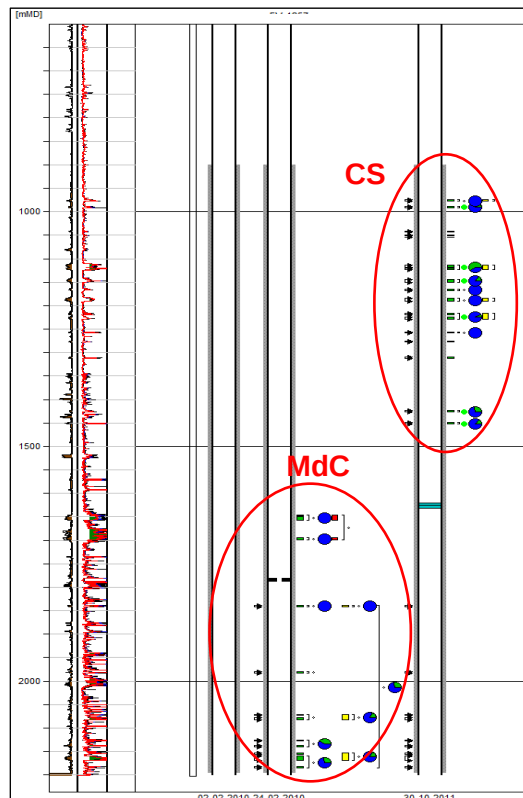


Figura 9. Resultados de ensayos en un pozo completado en dos etapas: primero en reservorios de la Fm. MdC, y luego de 20 meses, en reservorios de la Fm. CS.

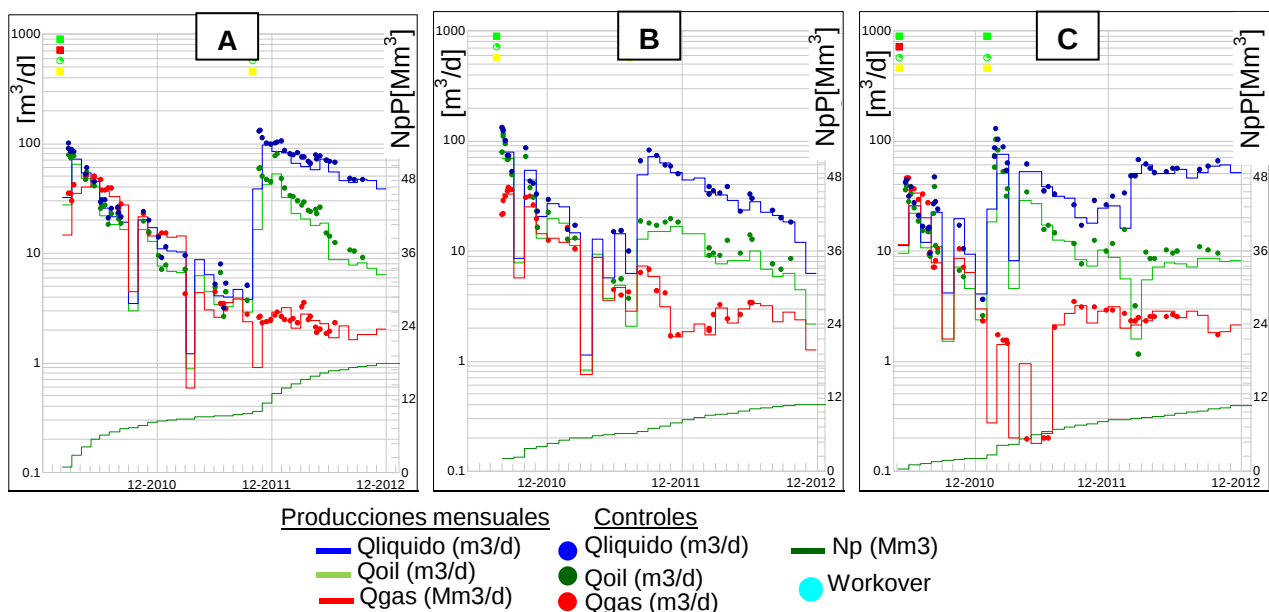


Figura 10. Producción y acumuladas de tres pozos completados en dos etapas: Pozo **A** completado en la Fm. MdC, y desde Oct-2011, en la Fm. CS; Pozo **B** completado en la Fm. MdC, y desde Ago-2011, en la Fm. CS; Pozo **C** completado primero en la Fm MdC, y desde Feb-2011, en la Fm. CS.

Un caso particular de la compartimentalización de los reservorios que podemos mencionar, es la experiencia obtenida de un pozo termiando sólo en capas de la Fm. MdC, de muy buen espesor, cuya producción por surgencia fue menor a la esperada. Para entender la situación, se realizó en primer lugar la interpretación sísmica en detalle, observando varias fallas a aproximadamente 100m de distancia. Teniendo en cuenta que la dirección predominante de los canales es S-N, y que el rumbo de las fallas es O-E, entendimos que las mismas podrían estar delimitando los canales fluviales, resultando en reservorios de poco tamaño. Posteriormente se procedió a intervenir el pozo con el objetivo de registrar las presiones de reservorios mediante ensayos de build-up. Se pudo comprobar que los mismos, inicialmente con presiones originales, se habían depletado, verificándose así la interpretación sísmica. Este ejemplo muestra que en las zonas estructuralmente más complejas, la alta compartimentalización conlleva un mayor riesgo de encontrar reservorios pequeños con bajos volúmenes de hidrocarburos.

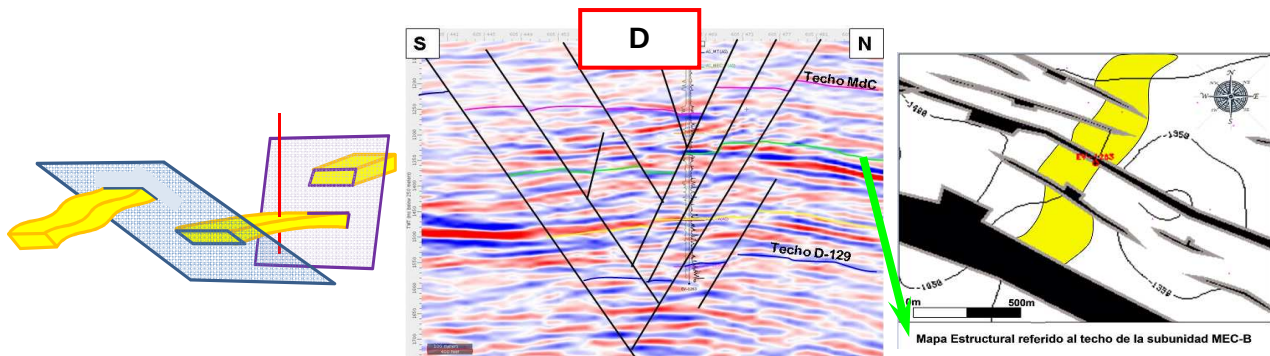


Figura 11. Pozo **D** donde los reservorios resultaron de extensión reducida por la alta compartimentalización estructural y estratigráfica.

El incremento en el caudal de gas producido de los reservorios profundos, ofreció la oportunidad de reacondicionar las instalaciones de superficie para poder captarlo y consumirlo en las usinas de generación eléctrica del yacimiento. Se instaló, previo a la alimentación de los motores de las Usinas y Plantas de Inyección, un sistema de acondicionamiento de gas de producción que permitió reemplazar parte del suministro de gas externo por el gas propio producido. El proyecto contempló una inversión de 2.4 MMU\$S permitiendo reemplazar un 30% del volumen de este gas.

Resultados

A lo largo de la ejecución de este proyecto, y hasta el presente, el proyecto cuenta con un total de 23 pozos profundos perforados en la zona, los cuales atravesaron casi en su totalidad la Fm. Mina del Carmen, alcanzando una profundidad de 2200m. El distanciamiento entre pozos a niveles de la Fm. Cañadón Seco se mantuvo entre 150m y 200m, mientras que a niveles de la Fm. Mina del Carmen fueron en promedio de 300m (Figura 12).

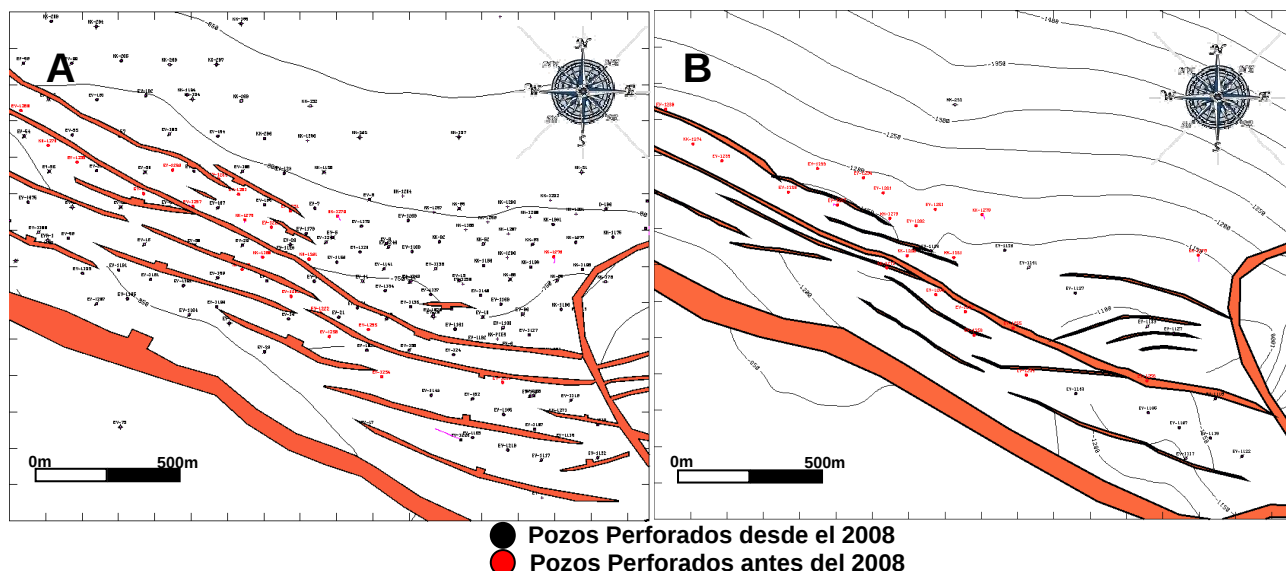


Figura 12. (A) Pozos perforados hasta la fecha a nivel de la Fm. Cañadón Seco. (B) Pozos perforados hasta la fecha a nivel de la Fm. Mina del Carmen.

La Figura 13 muestra el resultado de la producción de dichos pozos profundos, en donde puede observarse que han alcanzado un máximo de 185 m³/d de petróleo y 110 Mm³/d de gas, acumulando a Diciembre de 2012, 169.6 Mm³ y 75.1 MMm³ respectivamente.

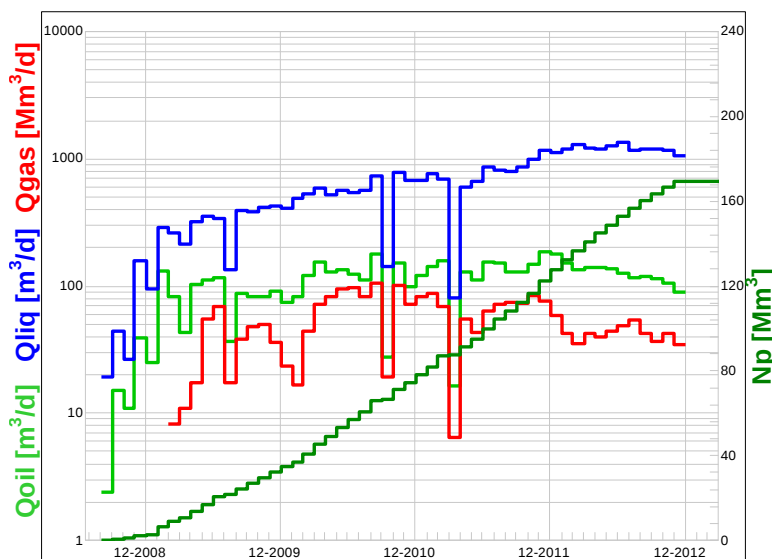


Figura 13. Producción resultante de los pozos profundos de la campaña de perforación infill a Diciembre 2012. En azul, fluido diario producido (m³/d). En verde claro, petróleo producido por día (m³/d). En rojo, gas producido por día (m³/d). En verde oscuro, petróleo producido acumulado (Mm³).

Actualmente, los pozos profundos del proyecto aportan 90 m³/d de petróleo, lo que representa el 22% de la producción del yacimiento Koluel Kaike. Teniendo en cuenta también los pozos pre-existentes dentro del área del proyecto, el bloque completo permitió incorporar 826 Mm³ de reservas probadas, acumulando a la fecha 381 Mm³ de petróleo (Figura 14).

Se certificaron 31 locaciones comprobadas adicionales, se reemplazaron 49 MMm³ de gas tomado desde la fuente externa y se mejoraron las instalaciones del yacimiento.

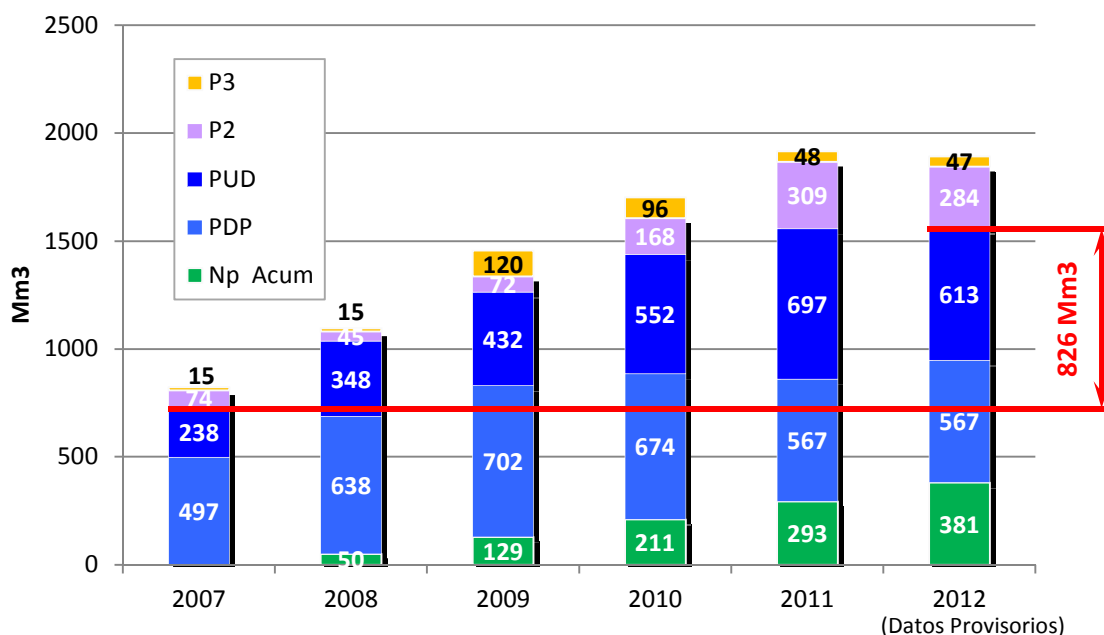


Figura 14. Evolución de reservas del proyecto a Diciembre 2012. P3: Reservas posibles. P2: Reservas probables. PUD: Reservas probadas no desarrolladas. PDP: Reservas probadas desarrolladas. Np: Acumulada de Petróleo producido.

CONCLUSIONES

A partir de la puesta en marcha de este proyecto, se mejoró el entendimiento de los reservorios de la Fm. Cañadón Seco y los menos desarrollados de la Fm. Mina del Carmen, logrando ajustar el modelo estático en una zona de gran complejidad estructural.

Se comprendió la importancia de definir el potencial de los canales, estudiando su dirección predominante, y el sistema de fallas en la Fm. MdC para obtener buenas producciones.

Respecto a la terminación de los pozos, se logró identificar cuándo resulta conveniente realizar una completación en dos etapas para maximizar la producción del pozo, y también cuándo y cómo estimular los reservorios de la Fm. MdC para obtener su mayor potencial.

El proyecto permitió aumentar las reservas probadas en 826 Mm³, certificándose 31 locaciones comprobadas adicionales desde el inicio del mismo. A Diciembre de 2012, el proyecto aporta 90 m³/d de petróleo, representando el 22 % de la producción del Yacimiento Koluel Kaike.

Con el avance y los buenos resultados obtenidos en este proyecto, se revalorizaron los reservorios de la Fm. MdC en Koluel Kaike, generando una nueva perspectiva de desarrollo, tanto para este yacimiento como para el vecino Piedra Clavada, motivando un estudio regional de la Formación en toda el área.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a Pan American Energy por la autorización a publicar el trabajo y a Germán Pérez Gaido por su colaboración durante la redacción.

REFERENCIAS

Barcat, C., Cortiñas, J.S., Nevistic, V.A. y Zucchi, H.E., 1989. Cuenca Golfo San Jorge. En L. Spalletti y G. Chebli (eds.) Cuencas Sedimentarias Argentinas, Instituto Superior de Correlación Geológica, Universidad Nacional de Tucumán. Serie Correlación Geológica 6: 319-345.

Cayo, E.L., Crovetto, C.B., Plazibat, S.G., Stein, J.E., Díaz, M.T., Paredes, J.M., 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Trabajos Técnicos, 397-418.

Costantino, D., Crovetto, C., Ronanduan, G., PAE, Schiuma, A., 2010. Visualización sísmica y caracterización geológica de reservorios de origen fluvial. Yacimiento El Valle, Pcia de Santa Cruz, Argentina. Congreso de Producción del Bicentenario, IAPG, Salta. Actas en CD.

Crovetto, C., Schiuma, A., 2013. Análisis cinemático de la falla principal del yacimiento Koluel Kaike, Flanco Sur, Cuenca del Golfo San Jorge, y su rol durante la depositación de la formación Mina del Carmen. 1eras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, UNPata, Comodoro Rivadavia. Aceptado.

Feruglio, E., 1949. Descripción geológica de la Patagonia. Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Buenos Aires. Vol. 2: 11-349.

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., Mitchum, R., Uliana M.A., Biddle, K.T., 1990, Evolution of the San Jorge basin, Argentina. AAPG Bulletin 74(6): 879-920.

Hechem, J.J., Homoc, J.F., Fígari, E.G., 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11° Congreso Geológico Argentino, San Juan. Actas 3: 173-176.

Hechem, J., 1996 Arquitectura depositacional y modelo geológico para los reservorios de la formación Bajo Barreal. Boletín de Informaciones Petroleras N° 47: 16-26.

Hechem, J.J., Strelkov, E., 2002. Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge. En: Haller, J.M. (ed) Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del 15° Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires. Actas 1: 129-147.

Ronanduan, G., Andersen, D., 2010. 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. Congreso de Producción del Bicentenario, IAPG, Salta. Actas en CD.

Salomone, G., Biocca, M., Amoroso, A., Arocena, J., Ronanduan, G., Guerbero, D., Palacio, L., 2002. Los reservorios del Flanco Sur. V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata. 155-174.

Sciutto, J. C., 1981, Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina: Octavo Congreso Geológico Argentino, San Luis. Actas 3:203-219.

Sylwan, C.A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. Journal of Iberian Geology. Vol. 27, 123-157.