

Desarrollo de proyectos de gas de baja presión en Distrito 1, yacimiento Cerro Dragón

Cristian Espina, Pan American Energy LLC, cespina@pan-energy.com

Cristian Sarhan, Pan American Energy LLC, csarhan@pan-energy.com

Carlos Acuña, Pan American Energy LLC, cacuna@pan-energy.com

Silvana Plazibat, Pan American Energy LLC, splazibat@pan-energy.com

Enrique Vega, Pan American Energy LLC, evega@pan-energy.com

Jorge Fabián García, Pan American Energy LLC, jfgarcia@pan-energy.com

Federico García, Pan American Energy LLC, fgarcia@pan-energy.com

Sinopsis

El Distrito 1 del yacimiento Cerro Dragón presentó históricamente bajas producciones de gas. En 2008 existían zonas de gas comprobado, que se utilizaban para consumo en calentadores de campo y oficinas. No existían mediciones del potencial ni volumetrías de dichas áreas.

El avance de los desarrollos de secundaria obligó a encarar estudios de caracterización y simulación de reservorios en la Fm. Comodoro Rivadavia. Durante estos estudios se vieron indicios de posibles acumulaciones de gas debajo de los proyectos de secundaria.

Dichas acumulaciones fueron comprobadas con reparaciones y perforaciones de pozos profundos. A partir de esto se planteó la construcción de una planta de generación eléctrica alimentada a gas, y la necesidad de llevar adelante caracterizaciones de reservorio con mayor detalle, como por ejemplo un estudio sísmico-geológico para evaluar la extensión de los reservorios. Como consecuencia del mismo se perforaron más pozos profundos que comprobaron gas y petróleo.

El presente trabajo resume la situación en 2008 y los resultados obtenidos a la fecha, así como las suposiciones iniciales realizadas, los desafíos planteados y oportunidades que se generaron.

Introducción

El Distrito 1 pertenece al Yacimiento Cerro Dragón, sito en la provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge.

En este Distrito la formación productora por excelencia ha sido Comodoro Rivadavia, en donde se han desarrollado todos los proyectos de Recuperación Secundaria, se hará mención del tema más adelante. La depletación de estas capas comenzó a fines de la década de 1950, con valores de GOR entre 50 y 70 m³/m³, lo cual implica que los reservorios no tenían gas libre. Esta particularidad, y el hecho de no disponer de puntos de venta de gas, hicieron que el desarrollo se focalizara en el petróleo. Este paradigma continuó aún con la necesidad de utilizar el gas para electrificar el yacimiento (que comenzó en 2002). El Distrito continuó con el desarrollo de proyectos de petróleo y toda su infraestructura de superficie se diseñó, lógicamente, sin la necesidad de capturar producciones significativas de gas. Las 19 estaciones de producción en 2008 contaban en su mayoría con tanques de bombeo abiertos a la atmósfera y entre estaciones existía un anillo de interconexión de gas que fue concebido para alimentar de gas a los separadores de campo.

La red de captación a 2009 tenía la configuración de la Figura 1, en donde se puede apreciar la envergadura del sistema, con una longitud total de los gasoductos que interconectan las estaciones de bombeo de 142 km, distribuidos en tramos de 4", 6" y 8" .

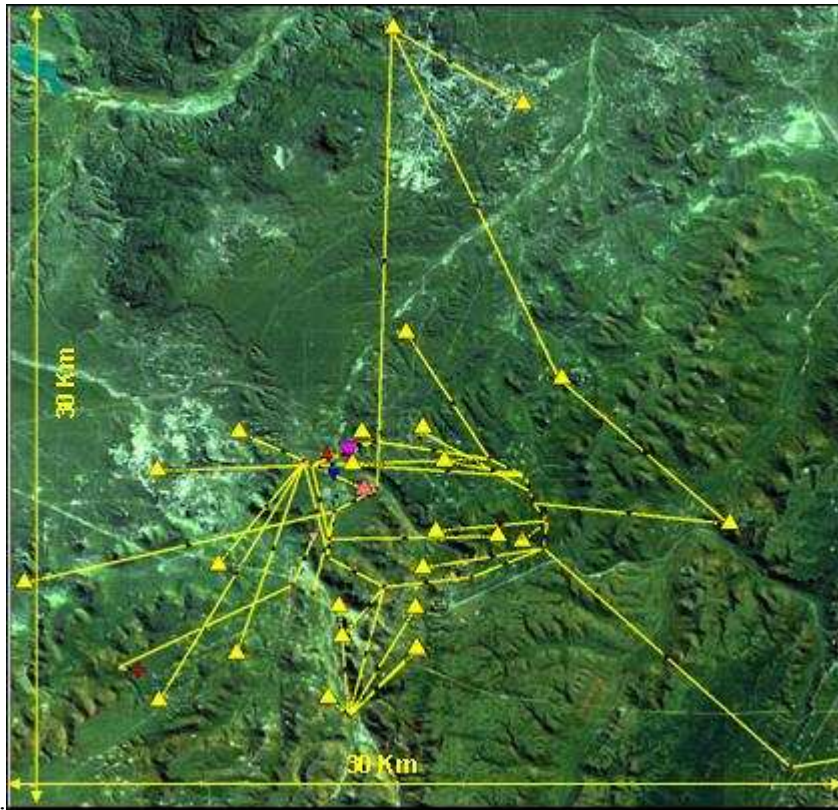


Figura 1. Imagen satelital del Yacimiento Cerro Dragón. Los triángulos amarillos representan las estaciones de producción.

Desarrollo

Acorde a la estrategia de seguir buscando nuevos horizontes productivos, se comprobó la presencia de gas en una formación profunda con un tenor del 50 % de CO₂. El potencial del reservorio era considerable pero para poder movilizar dicha reserva era necesario mezclarlo con gas de mayor calidad y así poder disponer de un gas óptimo para alimentar una planta turbogeneradora. Considerando la magnitud del proyecto y el desafío que implicaba asegurar la alimentación de la planta generadora, se comenzaron a estudiar prospectos de gas profundo y las oportunidades ya detectadas hasta ese momento. El proyecto fue aprobado en 2009 y marcó un nuevo hito de desarrollo para el Distrito.

El siguiente mapa muestra las zonas con gas comprobado, los viejos y nuevos prospectos considerando el estadio de desarrollo a 2009 (Figura 2).

La complejidad del proyecto estaba dada por varios factores:

La zona norte presenta reservorios de gas de baja presión entre otras capas que están en recuperación secundaria. La zona Este con reservorios multicapas con grados de depletación y tenores de contaminantes variables. La zona Central / Sur era la que a priori tenía un menor desarrollo (sólo existía un pozo profundo que había comprobado gas, en la zona Sur Oeste existían capas de gas asociado con potencial de gas a desarrollar).

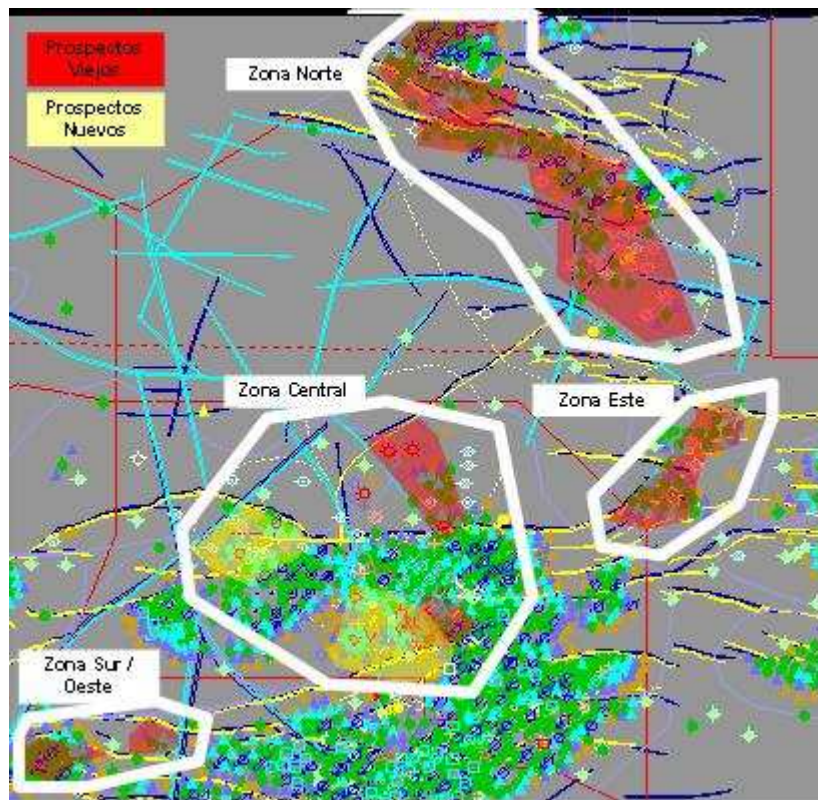


Figura 2. Mapa de prospectos gasíferos.

Se definieron las siguientes estrategias de desarrollo:

Zona Norte: acondicionar las instalaciones de superficie para poder captar gas en las estaciones y transportarlo hasta la futura planta de tratamiento y generación. Se estudiaron posibles reparaciones de pozos con bajo potencial de petróleo con el objetivo de poder drenar selectivamente las capas que estaban cementadas entre otras bajo recuperación secundaria. Respecto de las instalaciones de superficie, esta zona es la más alejada de la planta compresora y debido a que los reservorios presentan un IP tendiendo a la horizontal se estima que la presión subirá entre 45 y 50 Psi de la actual cuando las baterías queden captando gas al sistema, con lo cual se instalarán compresores a la salida de la estación para evitar el incremento de la presión de entrecolumna (e incluso se espera bajar la presión actual).

El único workover que se realizó permitió drenar tres capas de gas, separadas por mandriles de producción. Esto permite un mejor drenaje y control de depletación de los reservorios.

Están previstas para 2013 cinco intervenciones más de este tipo para continuar movilizand esta reserva.

El desarrollo de esta zona se realizará por medio de trabajos de workover en pozos de bajo potencial de petróleo o bien pozos que estén sin producción de petróleo.

Zona Este: en esta zona existen capas con potenciales muy diferentes, debido a que hay capas con presión original (cercana a los 170 kg/cm²) capas con cierto grado de depletación, (debido a que en la década de 1980 estuvieron en producción), y otras que presentan tenores variables de CO₂ y H₂S. Está pautado realizar al menos un workover de investigación durante 2013 para determinar caudales de producción, determinación de concentración de contaminantes y medir presiones de reservorios en capas de interés. Dependiendo de las posibilidades que existan a futuro para drenar el gas de estos reservorios, se planteará una estrategia de desarrollo para esta zona del distrito.

Zona Central: debido a la cercanía de esta zona con la parte central del yacimiento y con el antecedente de un pozo profundo que comprobó gas, se decidió realizar un estudio en detalle del modelo geológico a través de una inversión sísmica, lo cual se explicará posteriormente en el trabajo.

Estos pozos presentaron el mayor desafío desde el punto de vista de la perforación y explotación, debido a que las capas con gas están en la parte más profunda y las capas con petróleo están en parte más somera y mayormente bajo recuperación secundaria.

La perforación requiere especial atención, debido a que las capas de gas y petróleo del fondo de los pozos tiene presión original y ante capas más someras con altas admisiones y baja presión puede originarse el descontrol de pozo si no se realiza un adecuado diseño de perforación. Han existido zonas en fondo de pozo con sobrepresión y en la parte somera con presiones por debajo del 50 % de la presión original, con lo cual cuando existió la necesidad de densificar para evitar la surgencia de las capas del fondo, las capas más someras con baja presión comienzan a admitir llegando a una condición de inestabilidad del pozo. Con un adecuado estudio previo que posibilita un correcto diseño de la perforación, se han salvado estas condiciones y todos los pozos pudieron ser perforados y entubados.

Desde el punto de vista extractivo, como las capas de gas presurizadas están en el fondo del pozo muchas veces las mismas no se pueden dejar por encima de la succión de la bomba, con lo cual las bombas pierden eficiencia de bombeo. Por otra parte, todos los pozos presentan fenómenos de liquid loading, con lo cual la problemática de explotación es más compleja que un pozo convencional.

Estos efectos hacen que la tasa de falla sea mayor a un pozo estándar, con el riesgo de dañar el pozo cuando se lo ahogue para intervenirlo. Para evitar este posible daño, los fluidos de ahogo son especialmente tratados (con surfactantes) práctica que redundó en buenos resultados.

El esquema de la figura 3 muestra la configuración típica de un pozo de esta zona.

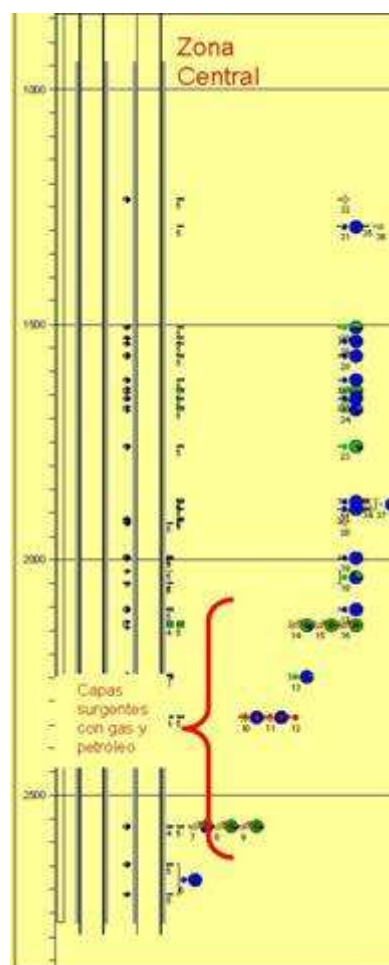


Figura 3. Esquema de pozo con capas surgentes de gas y petróleo.

Zona Sur / Oeste: se decidió construir un gasoducto que vincule la estación con el anillo de captación para desarrollar esa reserva alimentando a la planta de tratamiento y generación. En esta zona se descubrieron capas aisladas de producción de gas que se desarrollarán con nuevos pozos en la medida que el sistema permita captar el mismo mediante el mencionado gasoducto. Desde el punto de vista de la explotación, estos pozos son similares a los de la zona central.

Instalaciones de superficie: se decidió construir una planta de acondicionamiento, compresión y generación para desarrollar las reservas de las zonas mencionadas. Paralelamente se irían acondicionando las baterías y gasoductos para poder captar el gas de todas las estaciones de producción. Un valor agregado del proyecto

que lo hizo viable es que, como se mencionó anteriormente, en la zona central del Distrito existe un reservorio de gas con 50 % de CO₂ cuyo gas se pondría a producir con gas rico de manera tal que la mezcla de ambos gases alimentara a las turbinas de generación. Este fue un desafío y una ventaja adicional del proyecto debido a que posibilitaría desarrollar esta reservorio en forma anticipada (está prevista la construcción de una planta de ciclo combinado en el próximo quinquenio para desarrollar la misma) pero este proyecto adelanta el drenaje de estas reservas. El 60 % de la inversión total del proyecto estuvo erogada en esta planta que permite acondicionar el gas de baja presión del sistema para su posterior compresión y mezcla con el gas de alta presión que contiene el 50 % de CO₂, aprovechándose esta mezcla para alimentar a dos turbo generadoras de electricidad.

Ubicación y Marco Geológico

La cuenca de Golfo San Jorge es de tipo intracratónico, extensional, con un eje depositacional dominante Oeste-Este. La misma limita al norte con el macizo Nordpatagónico y al sur con el macizo del Deseado (Fitzgerald et al. 1990; Figari et al. 1999).

La cuenca tiene una superficie aproximada de 180.000 km². El área denominada Cerro Dragón, se sitúa en el Flanco Norte, y abarca un área de 3.480 km² (Figura 4).

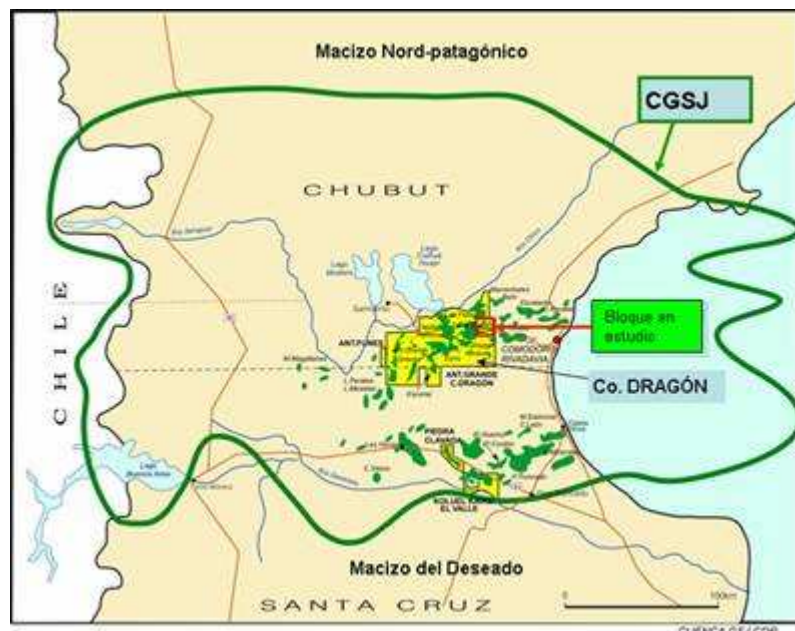


Figura 4. Ubicación de la Cuenca del Golfo San Jorge y área de estudio.

En la zona de estudio, la roca madre y los reservorios de hidrocarburos se concentran en la secuencia estratigráfica de edad cretácica. Ésta comienza con la Fm. Pozo D-129, compuesta por calizas oolíticas y arcilitas negras de origen lacustre. Le sigue la Fm. Mina Del Carmen, de tipo volaniclástico y bajo contenido de samitas de origen fluvial. A continuación se sitúa la Fm. Comodoro Rivadavia, con predominio de sedimentos clásticos de origen fluvial. Finaliza el cretácico con la Fm. Yacimiento El Trébol de génesis fluvio-deltaica (Figura 5).

La columna se completa con las sedimentitas de Terciario, que abarcan la Fm. Salamanca, de ambiente marino; y la Fm. Río Chico y la Fm Sarmiento ambas de origen continental.

El sistema petrolero en el área de Cerro Dragón se constituye con la Fm. D-129 actuando como roca madre y con los reservorios de la Fm. Mina Del Carmen, constituidos por arenas tobáceas de pobre calidad petrofísica y de la Fm Comodoro Rivadavia con sus potentes paquetes arenosos. Ésta última es la principal unidad productora de hidrocarburos, seguida en importancia por la Fm. Mina Del Carmen. La Roca Sello la constituyen los intervalos pelíticos potentes de la Fm. Yacimiento El Trébol.

Las vías de migración están representadas por un complejo sistema de fallas directas que se originaron en la etapa expansiva de la cuenca.

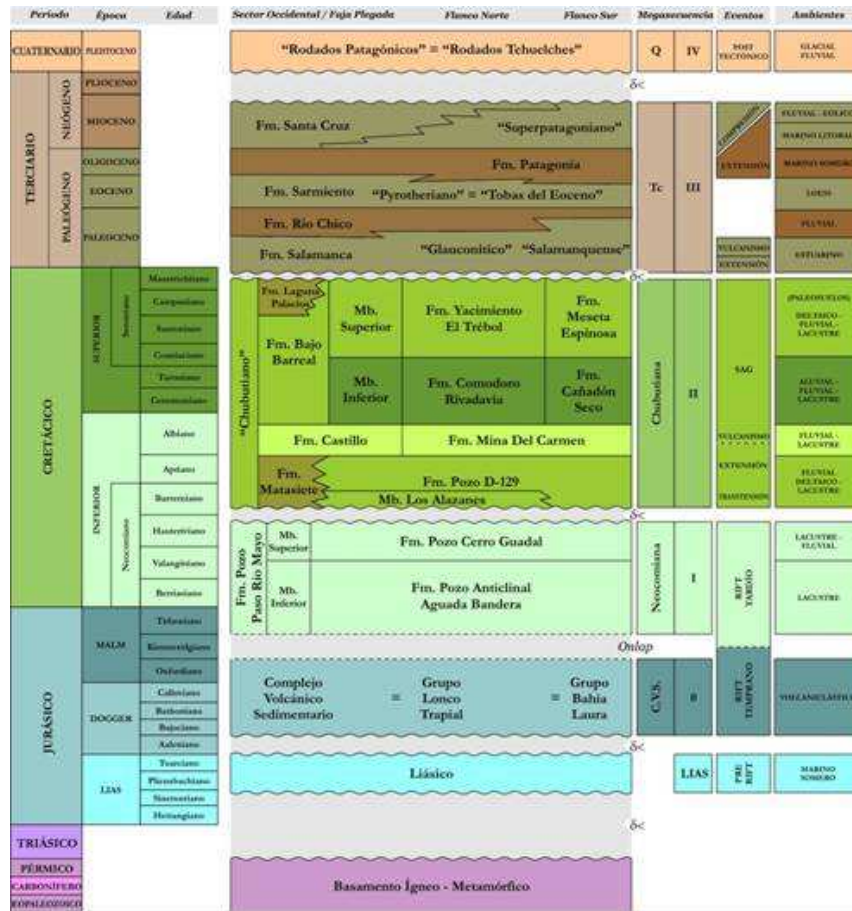


Figura 5. Columna estratigráfica para la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Figari et al., 1999, y Sylwan, 2001).

Desarrollo Zona Central

A raíz del potencial económico del área se realizó un trabajo de detalle para detectar reservorios de gas en areniscas, es por eso que se actualizó el modelo estático y se incorporó un estudio de inversión sísmica simultánea. Si bien la zona se encuentra densamente perforada, las profundidades de los pozos solo alcanzan a la Fm. Comodoro Rivadavia, existiendo aún oportunidades en la Fm. Mina Del Carmen.

Estructuralmente la zona está conformada por fallas directas, en su mayoría de rumbo oeste-este, atravesadas por dos sistemas de diques verticales de orientación NW-SE y NE-SW a lo largo de toda la columna sedimentaria (Figura 6).

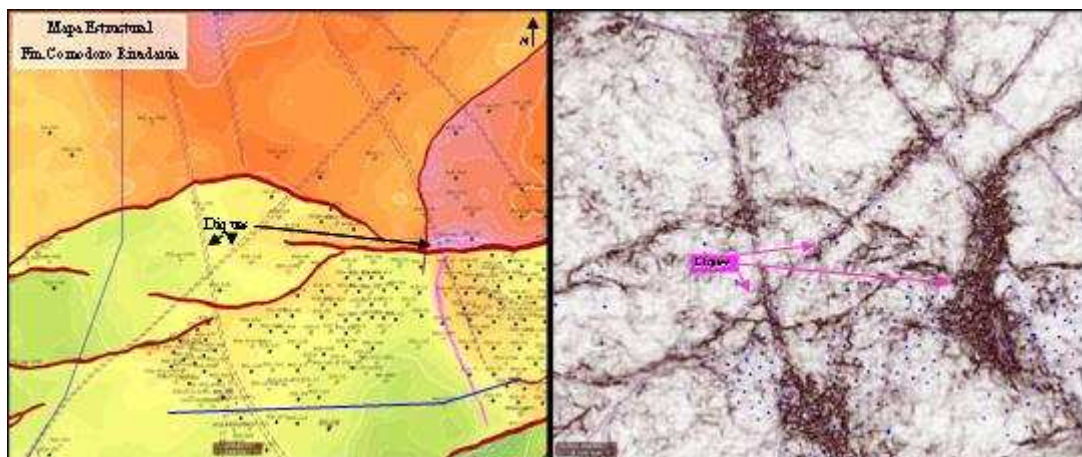


Figura 6. Mapa estructural del techo de Fm. C. Rivadavia- Zona Central y atributo coherencia a 1200 ms.

Los objetivos iniciales del proyecto fueron la caracterización litológica y discriminación de fluidos en la Fm. Comodoro Rivadavia y en Fm. Mina Del Carmen (MEC) a través de la inversión sísmica simultánea. Este estudio lo realizó la compañía Fugro-Jason sobre un área de 120 km² y contó con la información de cubos sísmicos pre-apilados en tiempo y 3 pozos con registros completos de perfiles.

Metodología de Trabajo

El análisis de pre-factibilidad de la inversión sísmica simultánea reflejó la imposibilidad de discriminar fluidos en los reservorios, mientras que sí resultó posible la separación entre reservorio y no reservorio, por lo cual se planteó como objetivo para la inversión un modelo “arena-arcilla”.

El trabajo consistió en la transformación del dato de reflexiones sísmicas a valores de impedancia y como salida se obtuvieron cubos de Impedancias de ondas P, de Impedancias de ondas S y de relación de velocidades P y S (V_p/V_s).

A raíz de las distintas propiedades formacionales, fue necesario generar dos ventanas de inversión sísmica; una para la sección productiva de la Fm Comodoro Rivadavia y otra para la Fm. Mina del Carmen (CR y MEC). La calidad del dato sísmico difiere en ambas ventanas, por lo tanto también la resolución.

Se observó un mayor contraste de amplitudes en Fm. Comodoro Rivadavia debido a la presencia de arenas intercaladas con arcillas, mientras que en la Fm. Mina del Carmen fue dificultosa la discriminación de reservorios por la abundante presencia de toba; esta característica hizo que solo sea confiable la extracción de geocuerpos en la zona superior de la misma. Por otra parte existen zonas de gran atenuación de la señal sísmica debido a la presencia de basaltos y diques que provocan variaciones laterales de amplitud.

Durante la primera etapa se realizó una revisión de la interpretación sísmica 3D del bloque, con el mapeo en detalle de los horizontes de los intervalos de interés. Esto sirvió de base para establecer el área de la inversión sísmica simultánea y su posterior reinterpretación sobre los cubos de impedancia calculados. En la etapa de pre-factibilidad del proyecto se realizaron crossplots entre los diferentes perfiles de pozo para reconocer los valores indicadores que representen posibles reservorios. Los mejores resultados se obtuvieron con diagramas de Z_p (Impedancia P) vs Z_s (Impedancia S) discriminado por MPHIA (porosidad efectiva medida con la herramienta de resonancia magnética (NMR)). Esto permitió correlacionar las areniscas con altos valores de impedancias acústicas y su correspondiente baja relación V_p/V_s . Al filtrar los perfiles de pozo a la frecuencia sísmica se lograron capturar capas o stacks de areniscas cuyo espesores superaban los 10 m (Figura 7).

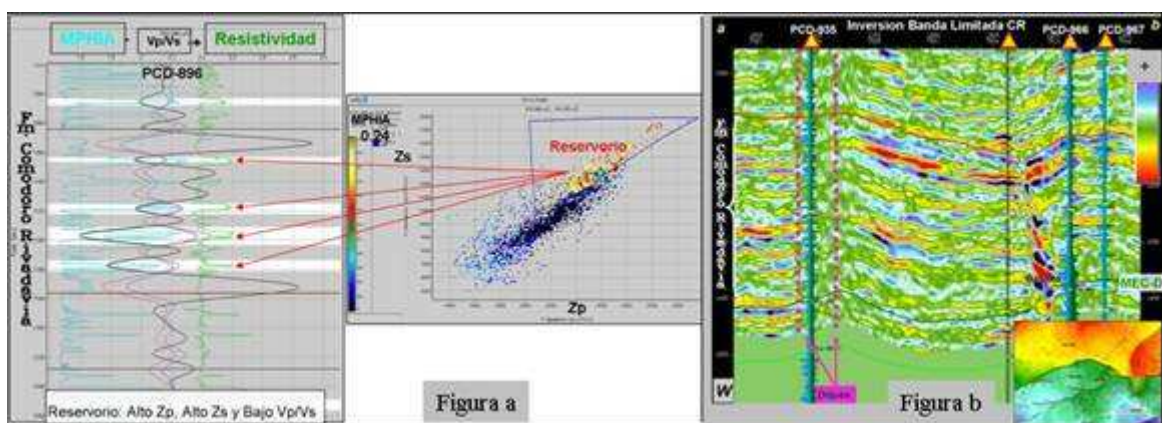


Figura 7. a) Crossplots Z_p vs Z_s coloreado por porosidad efectiva indicando reservorios sobre perfil filtrado a frecuencia sísmica. b) Corte W-E sobre inversión sísmica de banda limitada.

Generados los cubos de Z_p y Z_s se realizaron extracciones de atributos sísmicos en ventanas de menos de 20 ms y luego se delimitaron zonas de alta impedancia sísmica (Figura 8).

Los antecedentes de producción de gas en los pocos pozos profundos perforados hasta la Fm. Mina Del Carmen y la necesidad de investigar la continuidad y extensión de los reservorios motivó el reenfoque del trabajo en esa última unidad estratigráfica.

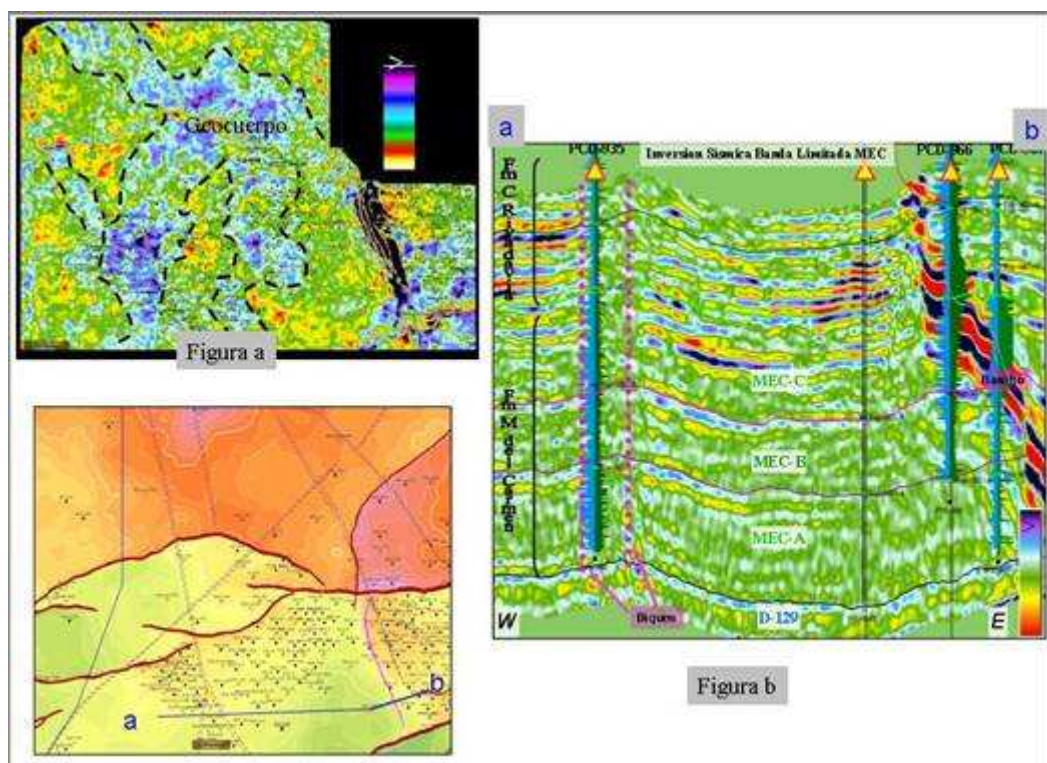


Figura 8. a) Ejemplo de captura de Geocuerpos en Fm. Comodoro Rivadavia.
b) Sección W-E inversión sísmica de banda limitada, colores fríos representan altas Z_p .

Fm. Mina Del Carmen

Con un espesor del orden de los 550m, la unidad estratigráfica se subdividió en tres intervalos denominados MEC-A, MEC-B y MEC-C. Siguiendo los criterios establecidos en Acuña et al, 2011, se partió de pozos con información completa de perfiles y coronas. En el presente estudio se tienen en cuenta los mismos puntos y se extienden los marcadores geológicos por medio de una correlación regional.

Un cuerpo ígneo intruye las formaciones y se eleva para adquirir la configuración de un dique de disposición casi vertical en parte del campo afectando las mismas (Figura 9).

Las litologías descritas en la publicación mencionada comprenden distintas asociaciones faciales caracterizados paleoambientalmente como :

- depósitos piroclásticos de caída.
- depósitos de planicie de inundación distal subaérea .
- planicie de inundación distal con hidromorfismo:
- depósitos asociados a sheetfloods.
- depósitos de canales fluviales.
- depósitos de abandono de canal.
- depósitos de planicie de inundación proximal.

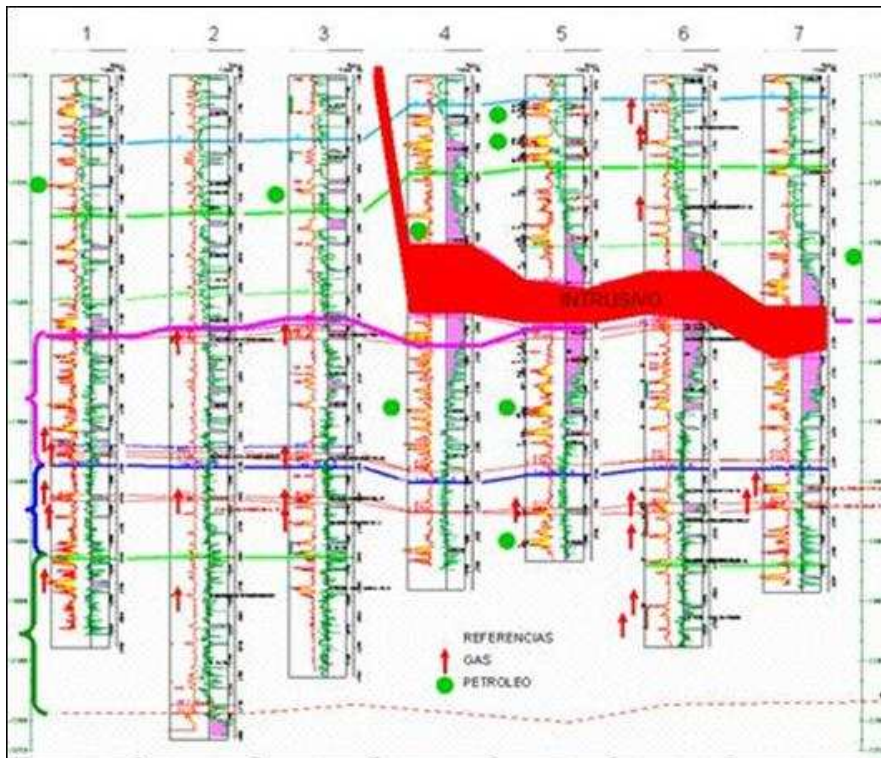


Figura 9. Corte estructural Oeste- Este con detalle de la Fm Mina Del Carmen. Se observan los cuerpos canaliformes mineralizados y un cuerpo ígneo intrusivo .

La distribución de las asociaciones litofaciales respondería a un escenario geomorfológico con un relieve importante para el MEC-A, producto de la actividad tectónica por fallamiento. La respuesta sedimentaria sería el desarrollo de depocentros locales y aislados entre sí, cuyo relleno corresponde a sistemas fluviales endorreicos. Hacia los términos superiores de la fm. Mina Del Carmen (MEC-C) la actividad tectónica cesa y los depocentros habrían experimentado un mayor grado de interconexión. En ésta situación se pueden presentar complejos de canales amalgamados que llegan a formar cuerpos mantiformes.

Como se describió en la etapa de inversión sísmica, los atributos indicativos de la presencia de reservorios en los distintos intervalos de la Fm. Mina Del Carmen, se representaron en un mapa de superposición de zonas de altas Z_p , los cuales en conjunto con mapas estructurales e isopáquicos ayudaron a ubicar las propuestas de 5 pozos de avanzada (Figura 10).

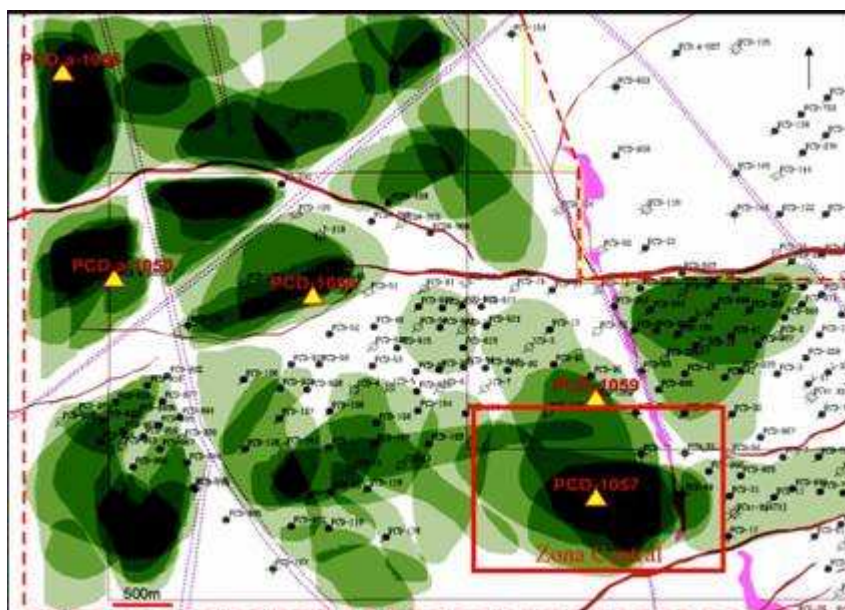


Figura 10. Mapa con superposición de zonas de alta Z_p y ubicación de 5 pozos de avanzada.

Todos ellos confirmaron la existencia de roca reservorio en la Fm. Mina Del Carmen, aunque solo tres comprobaron hidrocarburos (PCD-1057, PCD-1058 y PCD-1059). El sector más atractivo para iniciar el desarrollo fue la zona central, a partir del pozo PCD-1057 se propuso la perforación de 6 pozos de desarrollo. En los sondeos se adquirieron registros de porosidad, densidad y de resonancia magnética, con los cuales se ajustaron los límites formacionales y se elaboraron mapas de logfacies.

El contacto formacional entre la Fm. Mina Del Carmen y la Fm Comodoro Rivadavia es fácilmente detectable en la lectura de la curva de impedancia acústica, ya que exhibe un contraste bien definido (Figura 11). El pase a la Fm. Pozo D-129 es fácilmente detectable con la mayoría de los perfiles y con recortes de cutting.

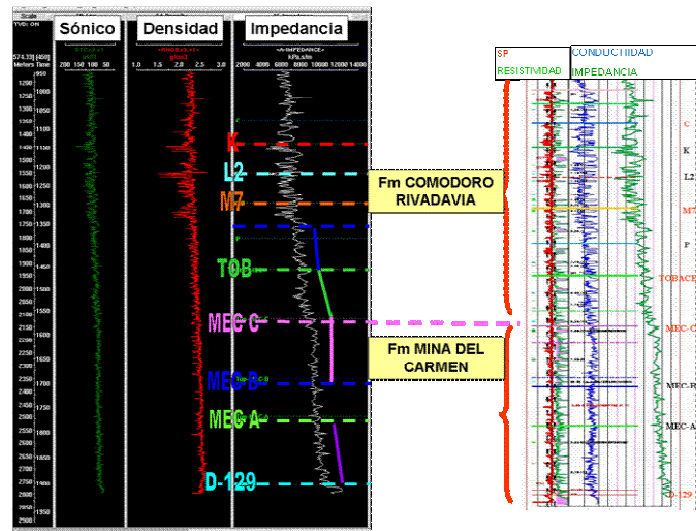


Figura 11. Perfil tipo del Área. Curva de impedancia acústica marcando el límite formacional entre la Fm. Mina Del Carmen y la Fm. Comodoro Rivadavia. En la base se observa la entrada a la Fm. Pozo D-129.

A través de los mapas regionales de isoespesor de arenas permeables (ISO-HK), generados con los perfiles antes mencionados, se interpretó la orientación de los ejes deposicionales de cada intervalo.

El mapeo del intervalo MEC-C muestra un depocentro de orientación NNE-SSO, con valores de iso HK del orden de los 65 m (Figura 12-a) donde se observó una marcada disminución de lecturas hacia el Este y especialmente hacia el Norte.

En el MEC-B el depocentro se desplaza hacia el Este, pero hacia el norte también, como en el caso anterior, disminuye la presencia de arenas permeables (Figura 12-b).

En el intervalo MEC-A, no se cuenta con la misma información que en los dos casos anteriores debido a que el número de pozos que la atraviesan totalmente es menor. Por lo tanto la distribución de los depocentros es más difícil de establecer (Figura 12-c). No obstante aparenta una orientación Este-Oeste diferente a los casos anteriores probablemente debido a la actividad de la falla del mismo rumbo que se extiende al norte. Los cuerpos arenosos productivos, pertenecientes a los tres intervalos, suman ocho. Entre los más importantes se encuentran O10, P7 y R2, los dos primeros pertenecientes al intervalo MEC-C y el restante al MEC-B. El MEC-A también contiene psamitas productivas pero de menor extensión.

La capa O10 presenta una geometría canalizada con una orientación bien definida en sentido NE-SO, en coincidencia con el paleovalle del intervalo MEC-C que es el que la contiene (Figura 12-d). Se señala el área mineralizada con gas, situada en la parte más alta de la estructura, contra una falla de inclinación sur.

La capa P7 tiene la misma orientación y se extiende hacia el S-SO (Figura 12-e).

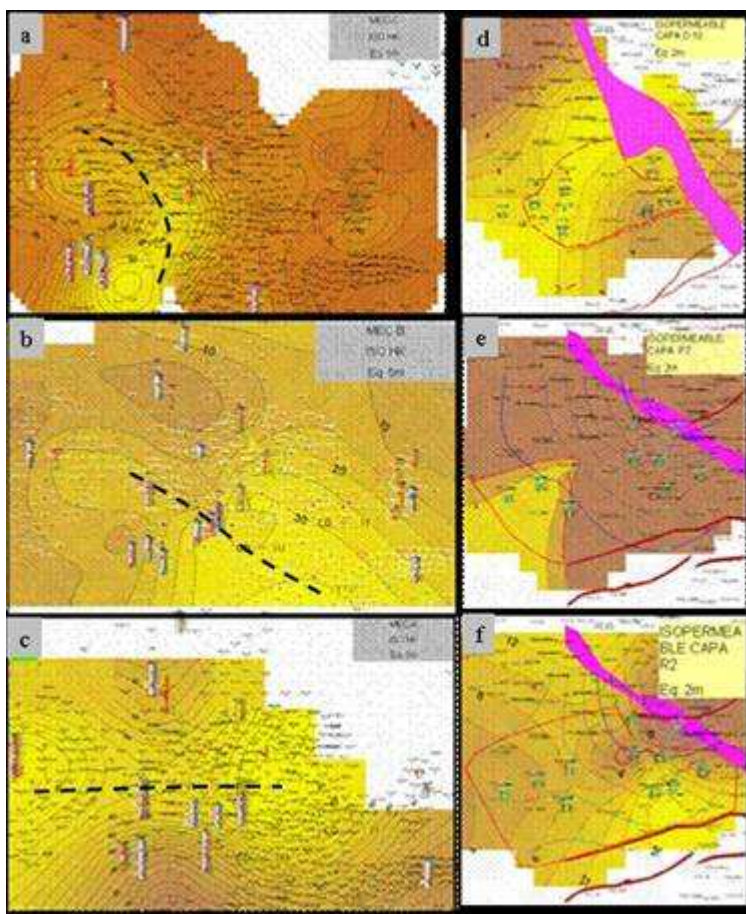


Figura 12. a) Mapa de isoespesor permeable intervalo MEC-C. b) Mapa de isoespesor permeable intervalo MEC-B. c) Mapa isoespesor permeable MEC-A. d-e-f) Mapas de espesor permeable por capa con límite de zona mineralizada con gas para cada intervalo.

La capa R2 es de mayor extensión que las anteriores, no se muestra encauzada según la información actual y se divide en dos cuerpos; el mineralizado se extiende hacia el SE, con la misma orientación que el paleovalle del intervalo MEC-B, que es el que la comprende. El entrampamiento también se produce en la parte más alta de la estructura contra la falla ya mencionada (Figura 12-f).

El trabajo con distintas herramientas y a diferentes escalas permitió un mejor conocimiento de la distribución de los reservorios.

Resultados del Proyecto

La puesta en marcha de la planta compresora fue en noviembre de 2011. Se puede observar la evolución de las producciones de gas y petróleo de los pozos que se perforaron en la zona central del Distrito y la importancia y la ventaja de tener instalaciones que puedan procesar y aprovechar ese gas para generación de energía en este caso (Figura 13). Hasta antes del lanzamiento del proyecto era impensado por la historia de producción del distrito poder completar pozos con altas relaciones de gas petróleo, e indudablemente el potencial de los pozos se puede aprovechar en totalidad con la posibilidad de captar gas. Actualmente la capacidad de la planta de compresión está colmada y se está analizando un proyecto de elevar al doble la capacidad de dicha planta.

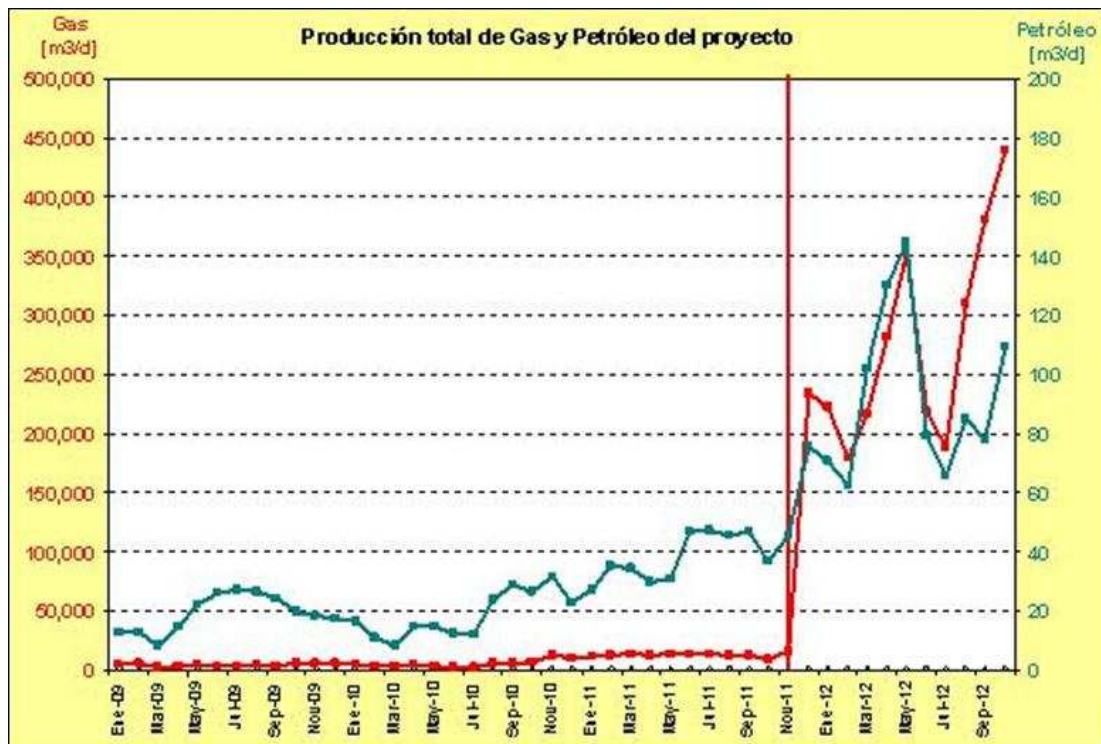


Figura 13. Gráfico de producción total de gas y petróleo del proyecto.

El gráfico de la figura 14 muestra la producción total de bruta y gas del distrito. El crecimiento de bruta es debido básicamente al desarrollo de proyectos de recuperación secundaria y el incremento de la producción de gas a partir de noviembre de 2011 evidencia un nuevo hito de desarrollo para los proyectos del distrito.

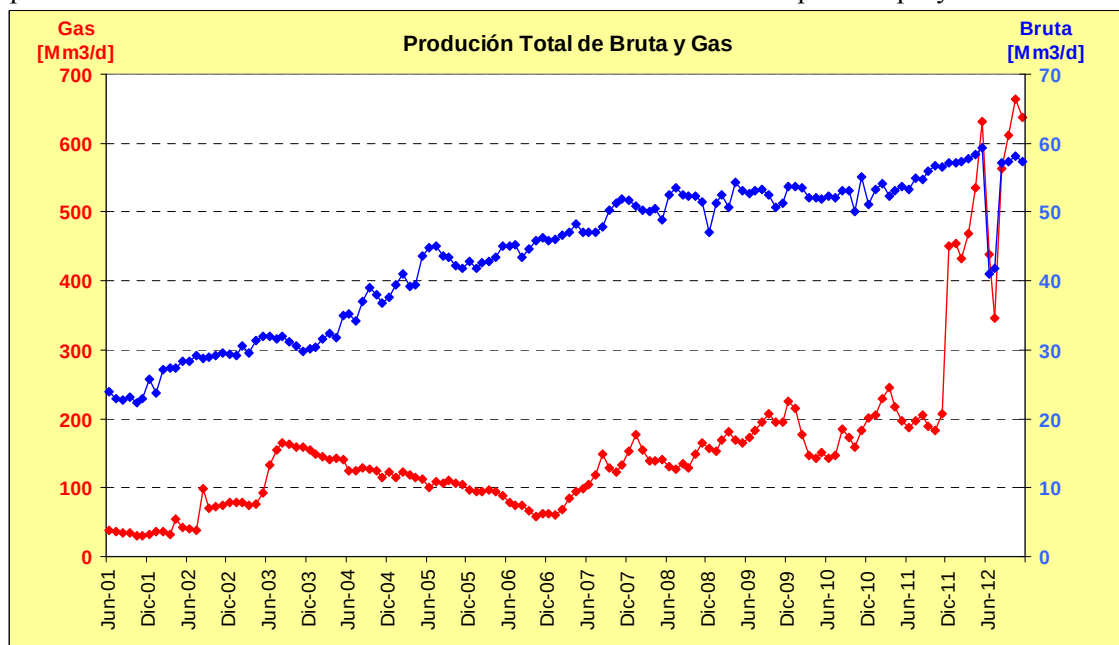


Figura 14. Gráfico de producción total bruta y gas del proyecto.

Conclusiones

El desafío de animarse a más, de romper paradigmas y la decisión de la construcción de la planta generadora focalizó esfuerzos en estudiar nuevas zonas con diferentes metodologías a las que se venían aplicando y encontrar una zona con potencial de gas y petróleo que difícilmente hubiese sido desarrollada a mediano plazo. El sobrecumplimiento de los objetivos planteados originalmente hizo posible un estudio de ampliación de la actual planta a una del doble de capacidad que la original.

Debido a la complejidad de los pozos, el drenaje de esta reserva presenta desafíos desde la perforación, diseño de las instalaciones de producción, intervenciones a posteriori y explotación.

El cambio marcó un hito en el desarrollo del Distrito y abrió posibilidades de seguir incrementando la producción de gas y petróleo de reservorios más profundos de los que actualmente se encuentran bajo recuperación secundaria desde hace 4 décadas.

Bibliografía

Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Bernedo, M., Paredes, J.M., 2011. Modelo paleoambiental de la Formación Mina del Carmen en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, p.419- 439. Mar del Plata.

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.

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

Figari, 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., Figari, 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 deposicional 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.

James F. Lea, Henry Nickens, Mike Wells, 2008. Gas Well Deliquification, Gulf Professional Publishing. ISBN: 978-0-7506-8280-0