

CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN POZO D-129 EN EL FLANCO SUR, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. MODELO GEOLÓGICO Y TÉCNICAS APLICADAS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS Y CONDENSADO EN EL YACIMIENTO CAÑADÓN SECO

Mauricio Giordano¹, Ariel Benso¹

1: Sinopec Argentina, mauricio_giordano@sinopecarg.com.ar, ariel_benso@sinopecarg.com.ar

Palabras clave: Pozo D-129, Cañadón Seco, Modelo Paleoambiental, Reservorios de Gas

ABSTRACT

A paleoenvironmental model of the upper section of the source rock Pozo D-129 formation was generated in the Cañadón Seco field, located in the Golfo San Jorge basin southern flank. This model allows us to identify development opportunities and book reserves.

The information of well log analysis, production tests, *cutting* lab analysis (thin sections - SEM) and seismic interpretation at the top & base of the sequence by identifying structures and geological bodies, allowed us to build the geological model for Pozo D-129 formation which could correspond to a transitional lacustrine shelf zone (proximal to distal) mostly composed of fine material from carbonate shore facies of low energy (oolitic limestones and fine grained sandstones) to mudstones with dissimilar carbonate content and abundant pyroclastic interbedding. Lab studies showed an important diagenesis with the formation of secondary porosity, mainly due to carbonate dissolution and dolomitization. These reservoirs are very good gas traps and have a strong structural dependence with a closure against faults. According to lab analysis there are regions with more than 15 % of secondary porosity, with very good connection between pores.

Only three wells drilled Pozo D-129 formation upper section in the area, and they were hydraulically fractured. Several methodologies and treatment designs were used to minimize the formation damage caused by the fluids in order to contact as much reservoir as possible. The maximum gas production measured was 100 Mm³/d, with an estimated of 50-100 MMm³ gas reserves per well.

Based on the good results, a development plan for the block located in the south-east of the field was proposed, it includes future deepening of old wells and new well drilling, with 750-1500 MMm³ gas in place for this block. In addition, stimulation of lower new zones into the section in the same wells are proposed, that could even more increase gas reserves in the block.

The challenge for the future is to define if this reservoir is a mixture between Conventional, Tight Gas or Unconventional, due to lithological characteristics and the production behavior. For that reason, with the development of the block is also proposed a data acquisition plan including lab analysis and other studies to better understanding of the reservoir.

Also, this study was the kick-off to evaluate the Pozo D-129 fm. as a new target in other fields of the southern flank of the basin, for instance in El Huemul and Meseta Espinosa fields.

INTRODUCCIÓN

La Fm. Pozo D-129 es la principal roca generadora de la Cuenca del Golfo San Jorge, pero en los últimos años viene cobrando más importancia aún por su probado potencial como roca reservorio,

que en algunos casos como el de este trabajo, también plantea la posibilidad de caracterizar a la formación en el bloque de estudio como una transición o híbrido entre “Convencional” y “No Convencional”.

Por los antecedentes en yacimientos del Oeste de la Cuenca, se partió de la importancia en cuanto a producción de la Sección Superior de dicha formación. Por ello el estudio se centró en analizar los pocos pozos que la habían alcanzado y atravesado en el yacimiento Cañadón Seco (Fig. 1), ubicado a 5 km al sur de la ciudad de Caleta Olivia, Provincia de Santa Cruz, y en yacimientos vecinos del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. Fundamentalmente con datos de perfiles, sumado a la interpretación sísmica y los estudios de laboratorio, se generó un modelo geológico paleoambiental de la mencionada Sección Superior para la zona sur del yacimiento Cañadón Seco, que limita con Cañadón León en cercanías de la costa del Océano Atlántico.

Para el área de estudio y según datos de sísmica, entre las tres Secciones en que puede dividirse la Fm Pozo D-129 (Superior, Media e Inferior), la Sección Superior asignada al Aptiano (Figari *et al.* 1999; Sylwan *et al.* 2008) y objetivo de este trabajo, muestra un aumento en el volumen de aporte de sedimentos, especialmente de material tobáceo, el cual superaría el espacio de acomodación disponible, dando lugar a procesos de agradación vertical. Para esta sección los depocentros se hallan integrados, con su principal desarrollo ubicado al Norte del área de estudio hacia donde se profundiza la cuenca.

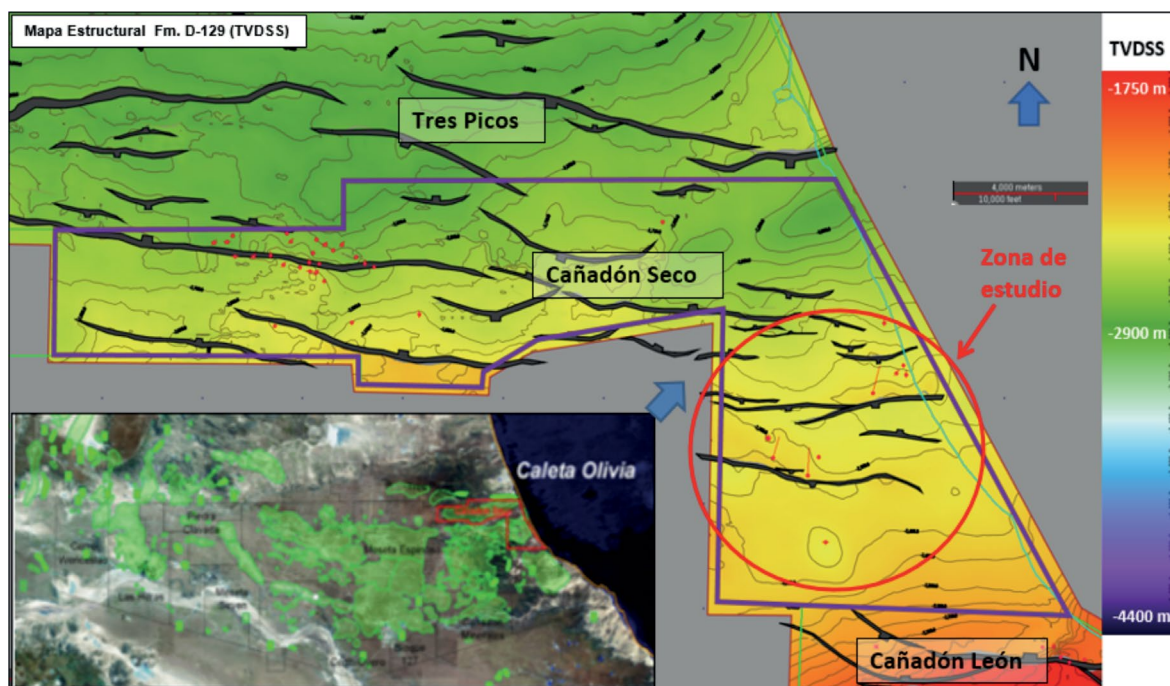


Figura 1. Ubicación zona de estudio sobre el mapa estructural del tope Fm. Pozo D-129

MODELO GEOLÓGICO PALEOMABIENTAL

Con el análisis de todos los sondeos que alcanzaron la Fm. Pozo D-129, no solo en Cañadón Seco, sino también en los yacimientos vecinos Cañadón León y Tres Picos y con la ayuda de la sísmica 3D, se fue elaborando un modelo de depositación que se consolidó fundamentalmente con el análisis de laboratorio de los recortes de perforación (*cutting*) de los pozos y con los resultados de la intervención con equipo de WO de 3 pozos de Cañadón Seco que atravesaban la Sección Superior (uno en su totalidad y los otros dos en forma parcial).

En dichos pozos, perforados entre los años 2000 y 2001, y con la evidencia de gas e hidrocarburos livianos durante los test de terminación de los mismos, se decidió estimular con fractura la primera zona de interés, la cual resultó muy buena productora de gas con poco condensado para el caso de los dos primeros pozos en el Bloque 1 y de petróleo liviano para el caso del tercer pozo en el Bloque 2. (Fig 2), que se expondrán en detalles más adelante.

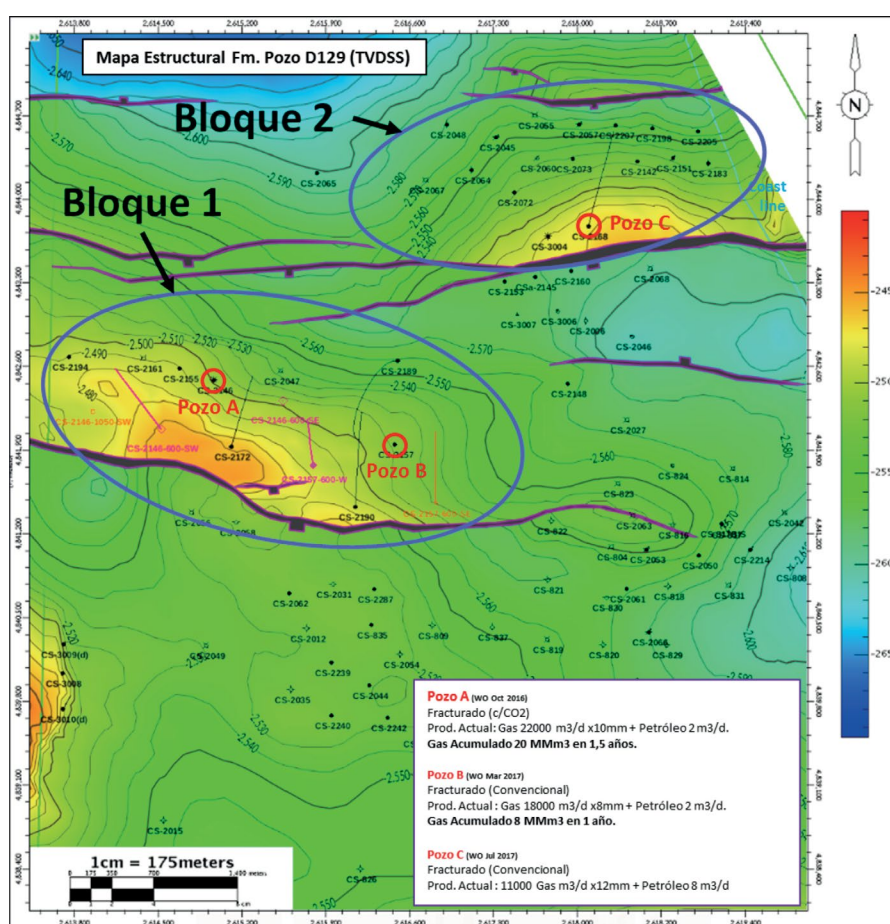


Figura 2. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Pozo D-129 con los tres pozos productores.

La litología correspondiente a dichos cuerpos y que corresponderían a la zona productora en los pozos estimulados, se caracteriza por secuencias de rocas de grano mayormente fino, con predominio de fangolitas o limoarcilitas en su mayoría calcáreas (algunas bituminosas), gradando a limolitas y escasas areniscas finas, con fuerte participación tobácea como matriz. Las tobas vítreas y tobas arenosas también se asocian en este tramo de la columna, ya sea por lluvia de cenizas volcánicas o por retrabajos de las mismas. A toda esta secuencia, intercalan importantes niveles de caliza oolítica y gracias al estudio de laboratorio, se pudo confirmar la importancia del contenido y reemplazo carbonático en casi todos los tipos litológicos descritos (en calcita o dolomita). Este reemplazo y posterior disolución de los carbonatos por diagénesis, según el análisis de cortes delgados, produjo la generación de porosidad secundaria con buena conexión entre poros (microporos hasta mesoporos con hasta más del 15 % de porosidad efectiva), responsable de la acumulación y producción de gas y condensado.



En el Bloque 1, donde se encuentran dos de los pozos testeados, se puede delinear un polígono encerrando los mencionados cuerpos que hacen incrementar el espesor, con límites estratigráficos hacia el Oeste y el Este. Hacia el Sur está limitado por una falla profunda que buza

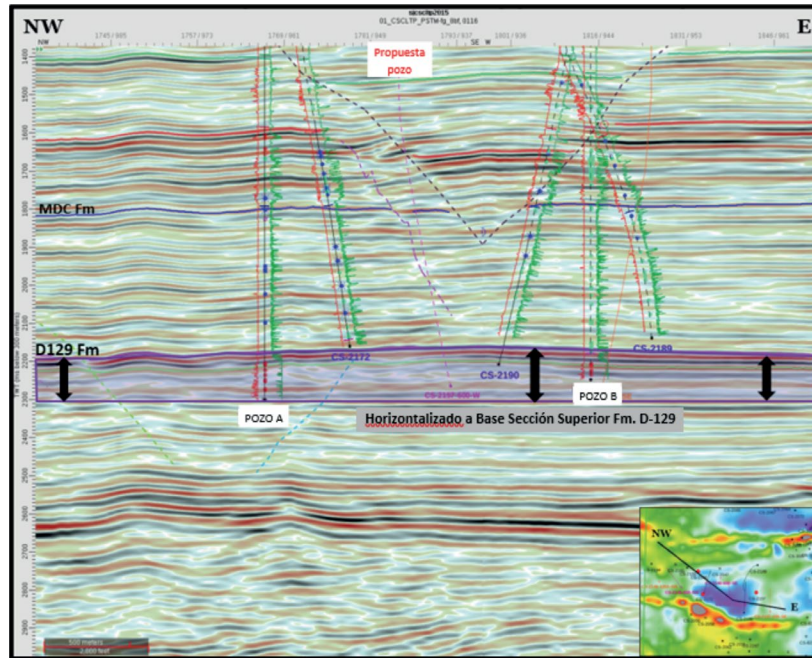


Figura 4. Corte sísmico horizontalizado a la base de la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129. Puede observarse el engrosamiento asociado a depósitos de agradación vertical.

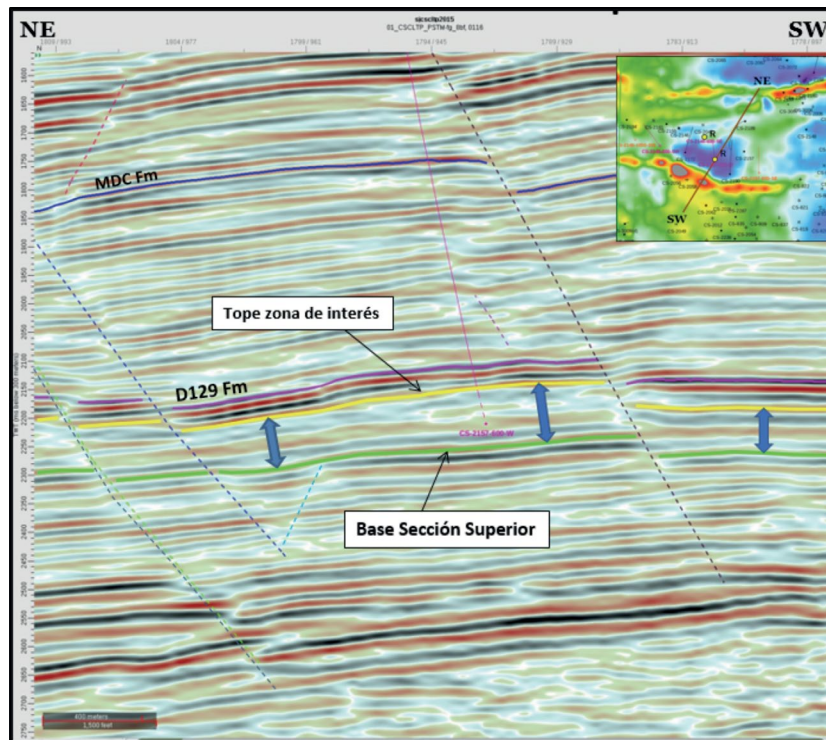
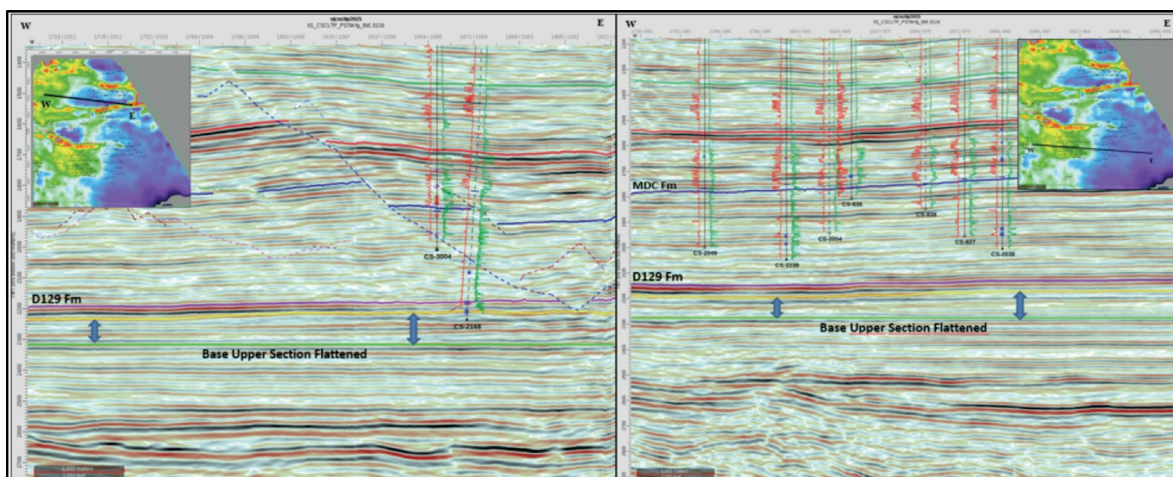


Figura 5. Corte sísmico NE-SW de una nueva propuesta de pozo.

hacia el mismo sentido y genera buenas condiciones de entrapamiento con cierre contra dicha falla. Dentro de dicho polígono y con el espesor estimado de la zona de interés fracturada, se efectuó una volumetría y se calcularon las reservas (Ver Tabla 1), teniendo en cuenta que no se contactó todavía el agua estructura abajo yendo hacia el Norte, por lo que este límite puede ser relativo y podría continuar hasta la siguiente falla que genera el Bloque 2. Además, con esto se planteó el futuro desarrollo de pozos nuevos en las mejores posiciones estructurales, estimándose la perforación de 2 nuevos pozos para fines del 2018 o comienzos de 2019. (Figs 3, 4 y 5)

En otras zonas, como en el Bloque 2, en el bloque del extremo norte y en el sur del área de estudio, sólo se identifican los límites occidentales de estos contrastes de incrementos de espesor. (Figs 6 y 7)



Figuras 6 y 7. Cortes sísmicos W-E al Norte y al Sur del Bloque 1.

Utilizando el área determinada en la sísmica (1.85 km²), un espesor neto entre 15-30 m, porosidad entre 8-12%, Sw entre 45-55%, Presión de reservorio de 265 kg/cm², Temperatura de reservorio de 107.5 °C y un Bg de 0.00462; se calcula un Gas in-situ mínimo y máximo de 216.4 y 793.5 MMm³ de Gas (6.1-22.4 BCF). (Tabla 1)

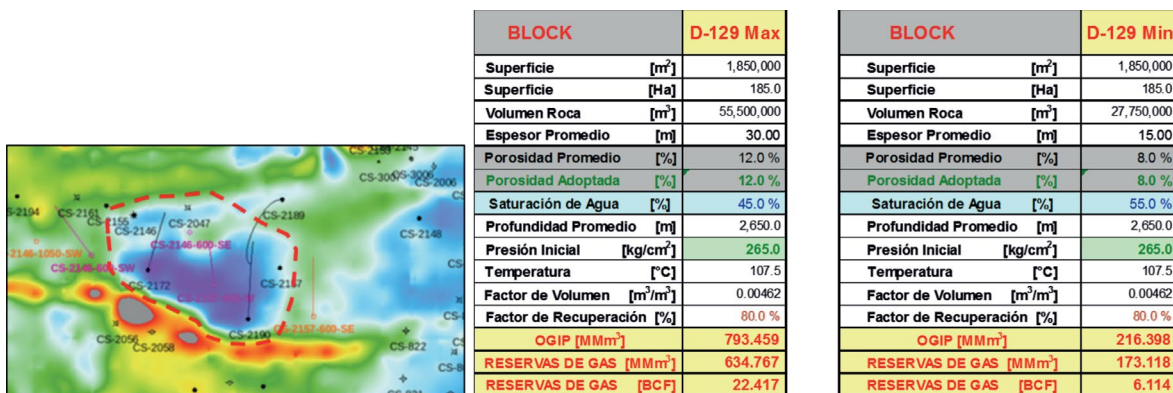


Tabla 1. Volumetría

Con los perfiles de los pozos se puede seguir muy bien la correlación entre los Bloques 1 y 2 del tope de la Fm. Pozo D-129 y su Sección Superior, considerando el importante distanciamiento entre ellos. En la Fig. 8 se observa un corte, donde se indica la zona estimulada con fractura, los detalles de las mismas y la producción de los pozos.

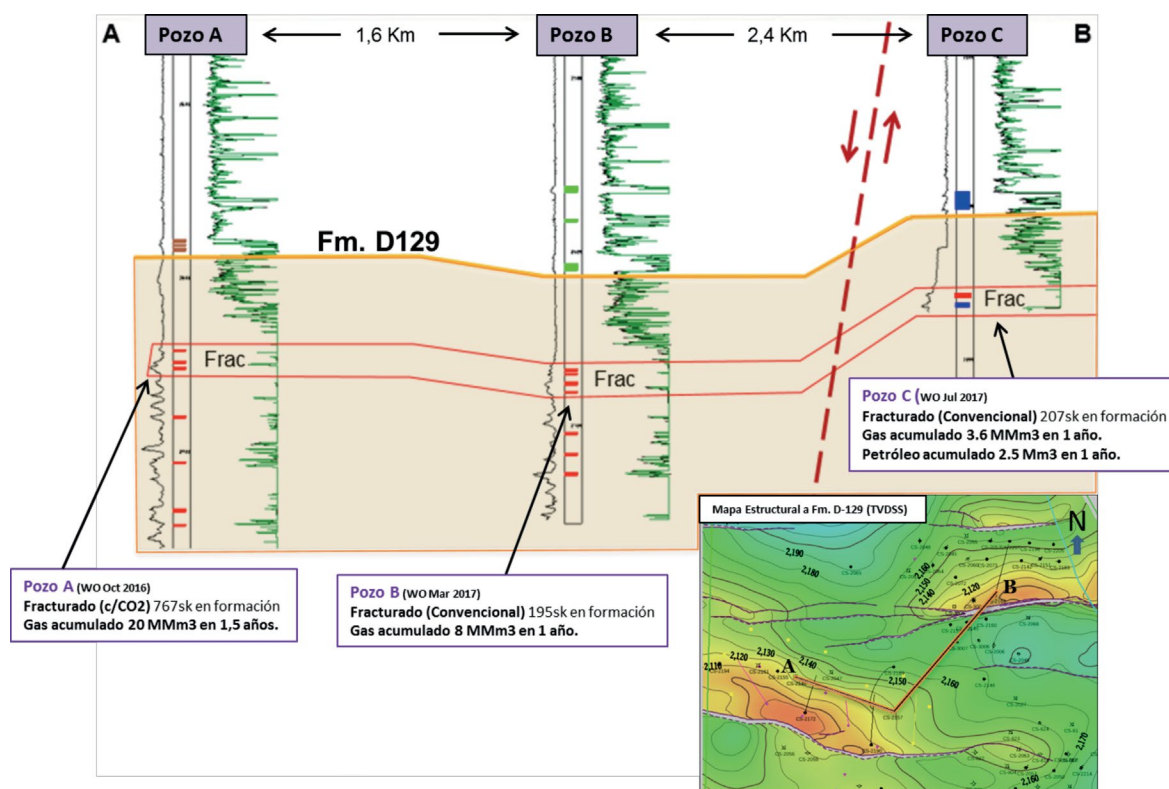


Figura 8

Las principales fallas en la zona de estudio buzan hacia el sur, afectan hasta el basamento y generan buenas trampas estructurales que, combinadas con las trampas estratigráficas descriptas, forman el objetivo principal para el desarrollo de la Fm. Pozo D-129 en estos bloques del yacimiento Cañadón Seco.

En cambio, hacia el Sur en el límite con el yacimiento Cañadón León se desarrolla la falla más importante de la zona, que por el contrario buza hacia el Norte como todas las fallas principales del flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. En ella se observa un gran rechazo, mostrándose activa en los tiempos en que se depositó la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129, actuando como control de las márgenes del antiguo lago y siendo responsable de los ambientes depositacionales interpretados en el modelo geológico paleomambiental.

En la Fig. 9, el corte sísmico muestra la mencionada falla, con la base de la Sección Superior horizontalizada, observándose el gran incremento de espesor. Esto se interpreta como facies litorales y de plataforma proximal, con abanicos deltaicos como los vistos en la Fig. 10 en el mapa

de Amplitudes RMS cercanas al tope de la Fm. Pozo D-129. Estos serán fuente de futuros estudios en el área como potenciales reservorios.

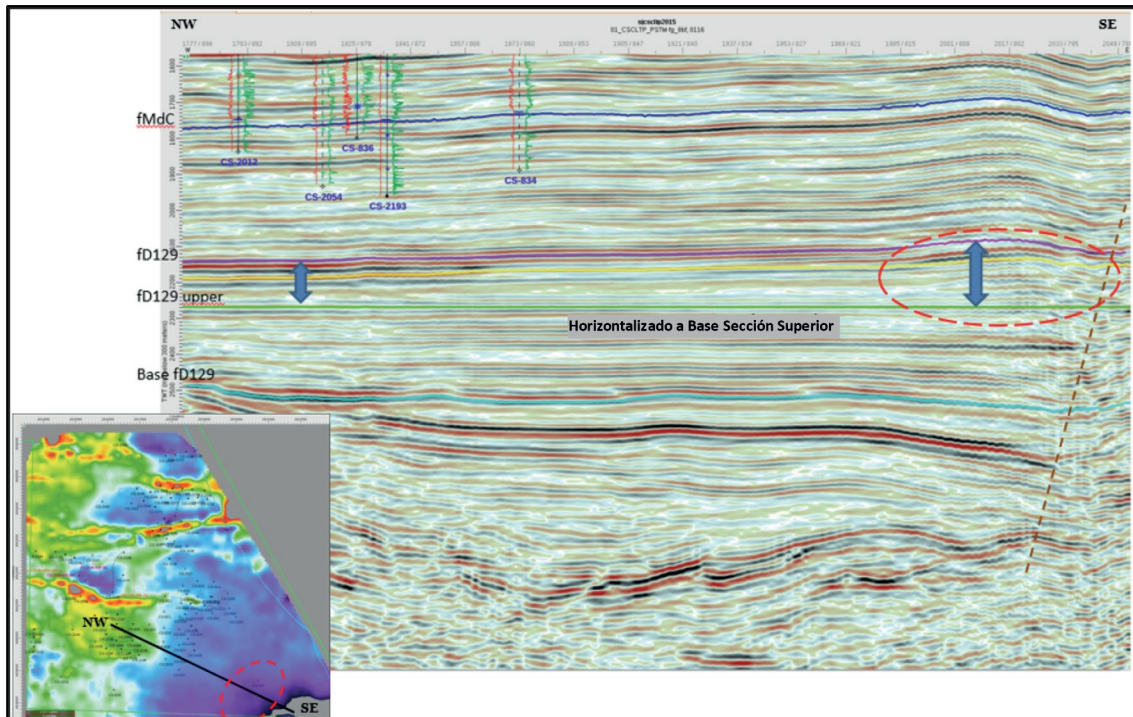


Figura 9. Corte sísmico NW-SE, mostrando la falla principal con el gran incremento de espesor para la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129, interpretado como facies proximales y litorales del antiguo lago.

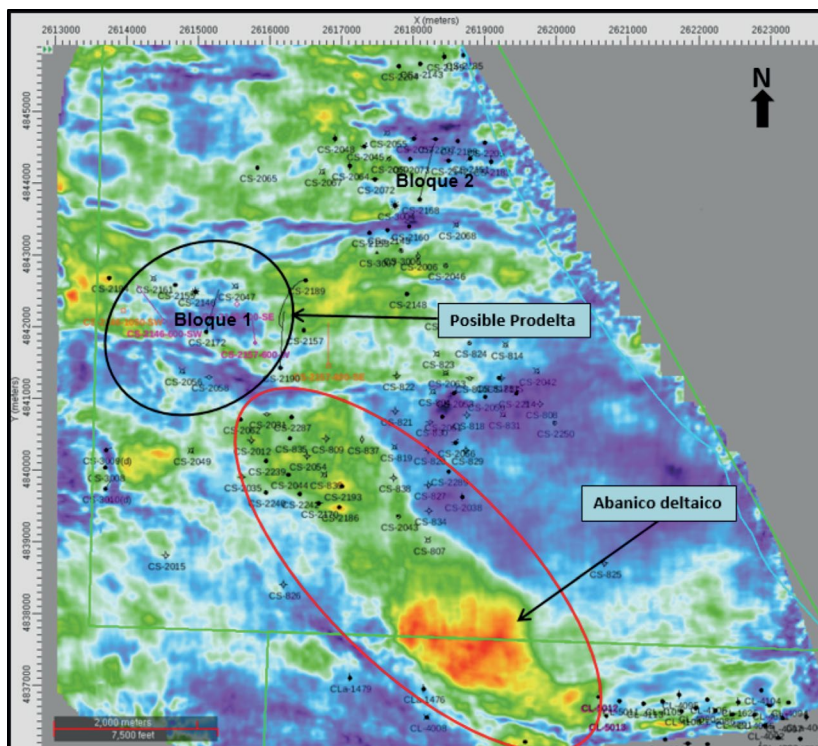


Figura 10. Mapa de Amplitudes RMS cerca del tope de la Fm. Pozo D-129, mostrando un abanico deltaico. Se interpreta la zona de prodelta correspondiente con el Bloque 1.

En la Fig. 11 se grafica el modelo geológico paleoambiental de la zona de estudio, integrado con el análisis litológico realizado en laboratorio con las muestras de *cutting* de los pozos (contribución Dr. Oscar Limarino).

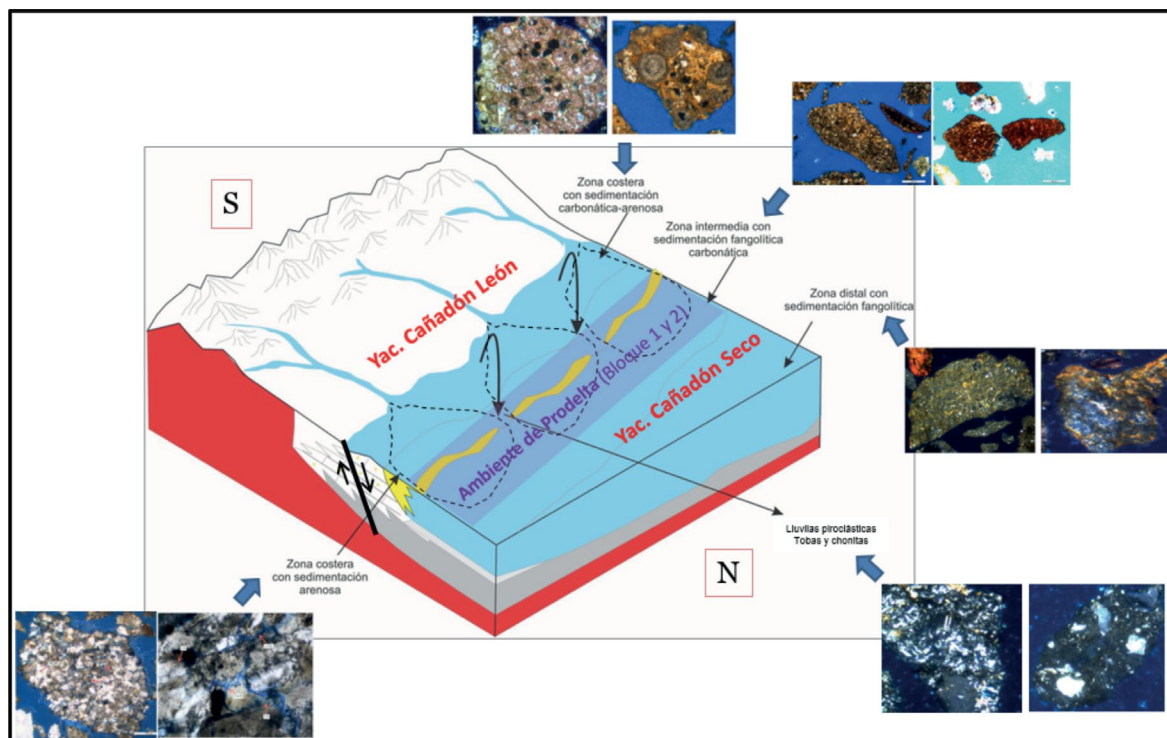


Figura 11. Modelo geológico paleoambiental para la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129 en la zona de estudio entre los yacimientos Cañadón Seco y Cañadón León.

El abundante contenido de carbonatos en los distintos tipos litológicos, mayormente presentes por reemplazo (calcita y dolomita) y su posterior grado de disolución, provocó una importante porosidad secundaria expresada con microporos hasta mesoporos y escasos macroporos. También se observó en laboratorio generación de porosidad por dolomitización y por alteración de arcillas, como en el caso de zeolitas en las tobas.

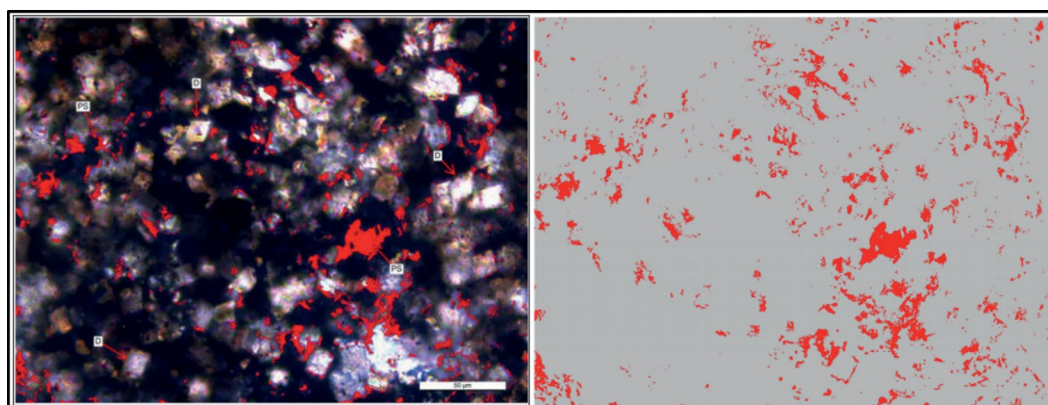


Figura 12. Ejemplo del efecto del cemento dolomítico (D) formando porosidad secundaria (PS) correspondiente a microporos. En el proceso de imágenes se observa en rojo la porosidad calculada en 6% y la buena conexión entre poros.

En la Fig. 12 se muestra un ejemplo de la porosidad generada en una fangolita por el cemento de dolomita y la conexión entre los poros. En la Fig. 13 se observa otro ejemplo en una limoarcilita, donde se genera porosidad por disolución del cemento de calcita. En la Fig. 14 se presenta una imagen de microscopía electrónica SEM donde también se observa las distintas porosidades en una limoarcilita y el material calcáreo cristalino parcialmente disuelto.

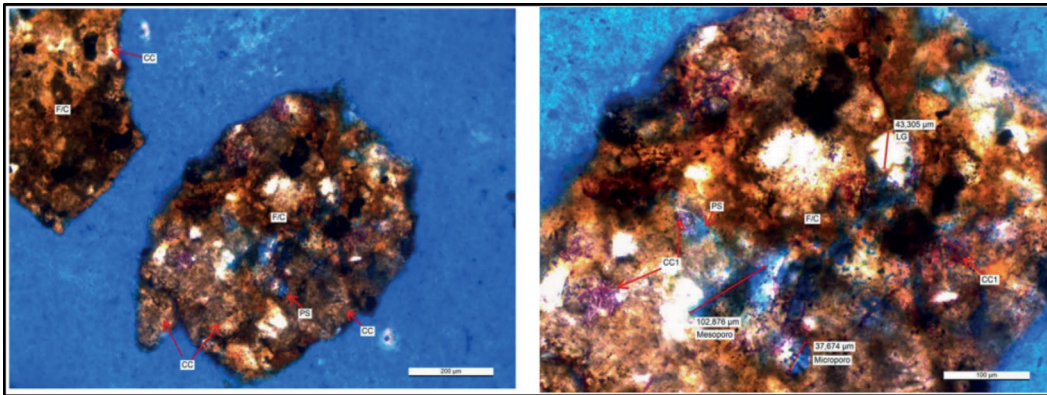


Figura 13. Trozo de Limoarcilita F/C Fangolita con reemplazo carbonático y formación de porosidad secundaria PS por alteración y reemplazo del cemento CC. Al lado, la misma muestra con aumento mostrando el tamaño de poros y su relación con los carbonatos.

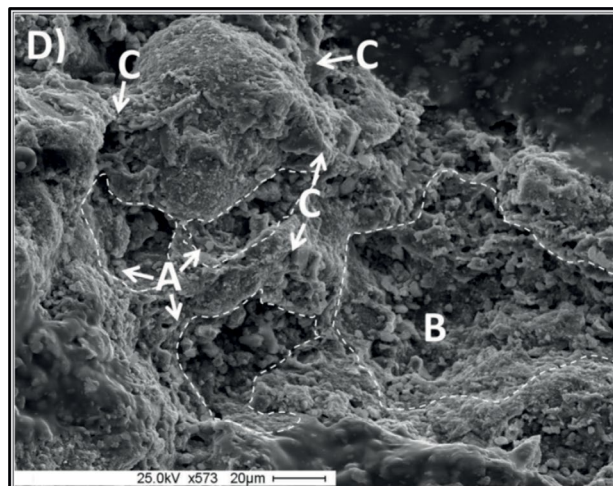


Figura 14. (Microscopía electrónica en muestra del pozo A). Microporosidad a mesoporosidad (A) con macroporosidad anómala (B). Se observa material calcáreo cristalino parcialmente disuelto (C)

Además de la zona evaluada dentro de la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129, quedan otras zonas de interés para futuras intervenciones y testeos a realizar en el próximo desarrollo de pozos nuevos. Estas otras zonas de interés pueden observarse en la Fig. 15 señaladas en el perfil de Mud Logging del pozo A.

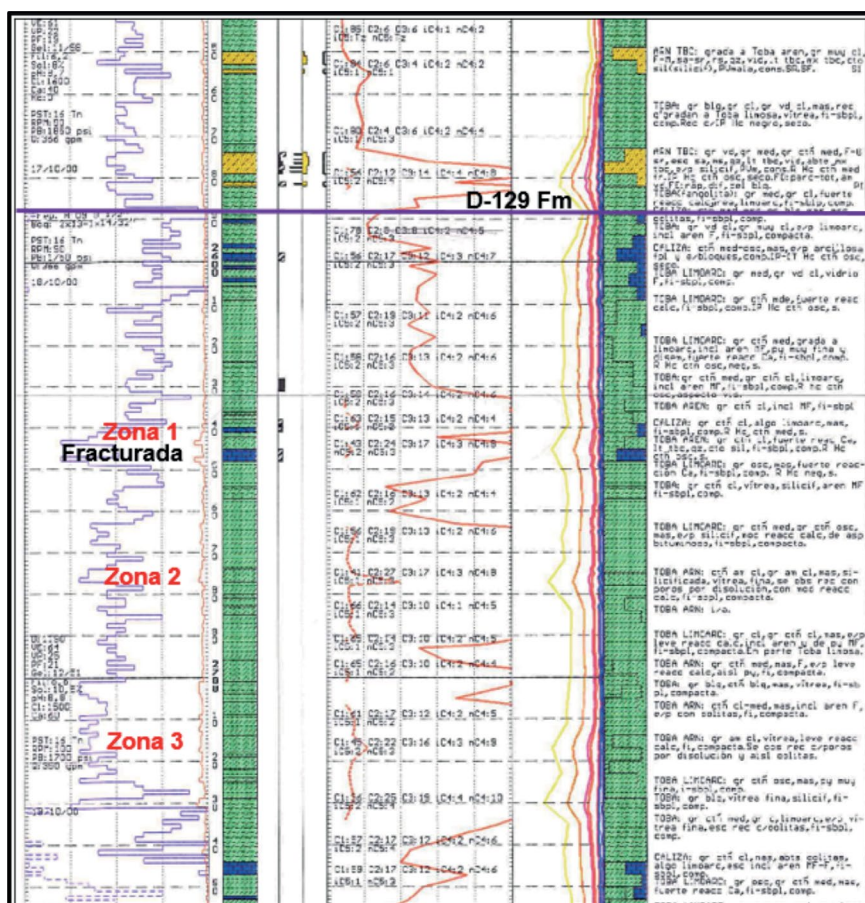


Figura 15. Perfil de Mud Logging del pozo A. Zona 1 fracturada y productora de gas y condensado. Zonas 2 y 3 a evaluar en futura intervención y en pozos nuevos.

ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN

En los yacimientos Cañadón Seco y Cañadón León muy pocos pozos atravesaron la parte superior de la Fm. Pozo D-129. Solamente 4 de ellos se punzaron y ensayaron durante la terminación, 3 ensayaron gas más agua con baja presión de fluencia (Pozo A: Surgen 244 l/h Agua + Gas, PD: 6 kg/cm² y PE: 94 kg/cm²; Pozo B: Surgen 120 l/h Agua + Gas, PE: 10 kg/cm²; Pozo C: 480 l/h Agua + Gas, PD: 2.1 kg/cm²) y el restante ensayó Sin Entrada; por lo tanto, las capas no quedaron en producción.

Para el caso del yacimiento Cañadón León, varios pozos atravesaron la Fm. Pozo D-129 por encontrarse a menor profundidad, con la diferencia que la mayoría de los pozos ensayaron bajo caudal de petróleo o agua (por ej. el pozo que se estimuló ensayó 264 l/h de Petróleo c/ 50% de agua antes de la fractura).

ESTIMULACIÓN DEL RESERVORIO

En los mencionados yacimientos nunca se había realizado una fractura hidráulica a dicha formación, por lo tanto, no se contaba con información sobre el comportamiento de los mismos para usar como analogía.

En base a los antecedentes de producción y a la descripción de los reservorios, seleccionamos 5 pozos a estimular a través de fracturas hidráulicas. El objetivo de la misma era tratar de contactar la mayor área posible del reservorio para obtener la mejor productividad del mismo.

La primera fractura (Pozo A) se realizó con espuma de CO₂, al tratarse de un reservorio de gas se buscaba minimizar el daño de formación al utilizarse un 60% menos de agua. Sumado a la energización adicional que le da el CO₂ durante la limpieza de la misma y existiendo además abundante presencia de carbonatos en el reservorio, podía haber un efecto de disolución de los mismos. La Tabla 2 muestra una comparación entre una fractura con gel reticulado y una con espuma de CO₂.

Sistema	XL Gel	Espuma CO ₂
Agua Inyectada	100% del volumen inyectado	35% del volumen inyectado
Carga Polimérica Gel	25 pptg (Crosslinkeado) Rompe completamente en 50 min	50 pptg (Lineal) Es lineal, pero de alta carga.
Solubilidad	Insoluble en petróleos, forma emulsiones.	CO ₂ soluble en agua y en petróleo, disuelve carbonatos de Ca y Mg como un ácido débil.
Flow Back	Se aprovecha solo la energía de la fractura haciendo cierre forzado.	Aprovecha la energía del CO ₂ para la limpieza del pozo.
Arcillas	Se utilizan los mismos inhibidores de arcillas actuales que están estudiados con excelentes resultados.	Minimiza el hinchamiento de arcillas por menor cantidad de agua y por el bajo pH (pH=3).
Daño de Formación	Mayor al de Espuma de CO ₂	Menor daño debido a los ítem precedentes (Menos Agua, Flow Back energizado por el CO ₂ , solubilidad, menor hinchamiento de arcillas)
Geometría de Fractura, Concentración Areal y Conductividad	Similares	Similares

Tabla 2. Comparación Fractura con fluido base Gel reticulado vs Base Espuma de CO₂

El diseño fue el de una fractura con espuma de CO₂ convencional, con una calidad de espuma del 60%. El caudal de bombeo fue de 16 bpm con una rampa de concentraciones de agente sostén. Además, se usaron 4 tamaños de mallas diferentes (13% de 50/120, 17% de 40/80, 22% de 30/50 y 48% de 20/40) bombeándose un total de 759 sacos en formación. Del análisis del DFIT se pudieron obtener los siguientes datos del reservorio, gradiente de fractura 0.67 psi/pie, presión poral de 255 kg/cm² y permeabilidad de 0.55 mD. Según simulaciones, se logró una geometría de

fractura de 60 m de longitud y altura total, ancho de 5mm, concentración areal máxima de 0.85 lb/pie² y una conductividad de 1510 mD*pie.

En el caso de los demás pozos candidatos, para ahorrar costos y por no tener disponibilidad de los equipos para la fractura con espuma de CO₂, se realizaron fracturas con fluido base de gel reticulado. El tamaño de fractura buscado era el mismo, pero los diseños fueron diferentes.

En el Pozo B se planificó bombear 750 sacos de arena malla 20/40 a 16 bpm con rampa escalonada de concentraciones, pero se produjo un arenamiento. Los resultados del DFIT fueron similares al Pozo A, gradiente de fractura 0.66 psi/pie, presión poral 270 kg/cm² y permeabilidad de 0.3 mD (Fig. 16), solo se observa una diferencia en las pendientes de las declinatorias que puede deberse a mejores propiedades del reservorio en el Pozo A (mayor leak off).

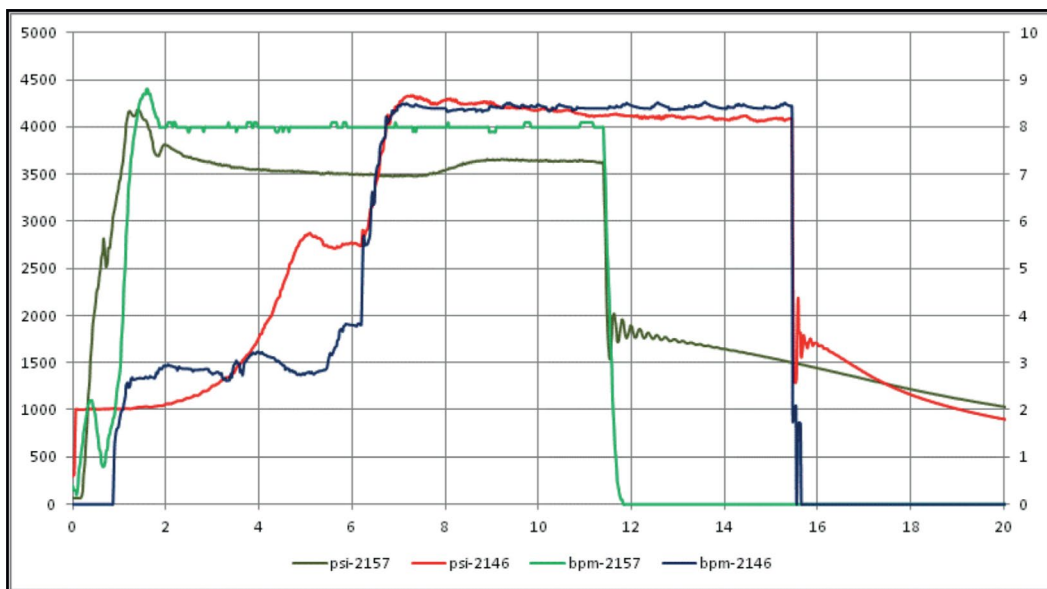


Figura 16. Comparativa DFIT Pozo A vs Pozo B

Debido al arenamiento, solo se logró bombear a formación 195 sacos, obteniéndose una geometría mucho menor de fractura que la diseñada (Fig. 17)

Para el caso del Pozo C, la fractura se diseñó limitando su tamaño, por encontrarse la zona a estimular muy cercana a una capa que ensayó alto caudal de agua en la terminación del pozo. Por lo tanto, se bombearon en total 207 sacos a la formación, de los cuales 80 eran de arena malla 50/120 y 127 de malla 20/40.

Teniendo como experiencia estas 3 estimulaciones, más las realizadas en los yacimientos vecinos, con sus respectivos diseños de tratamiento e instalaciones usadas, se realizan las siguientes recomendaciones para futuras intervenciones:

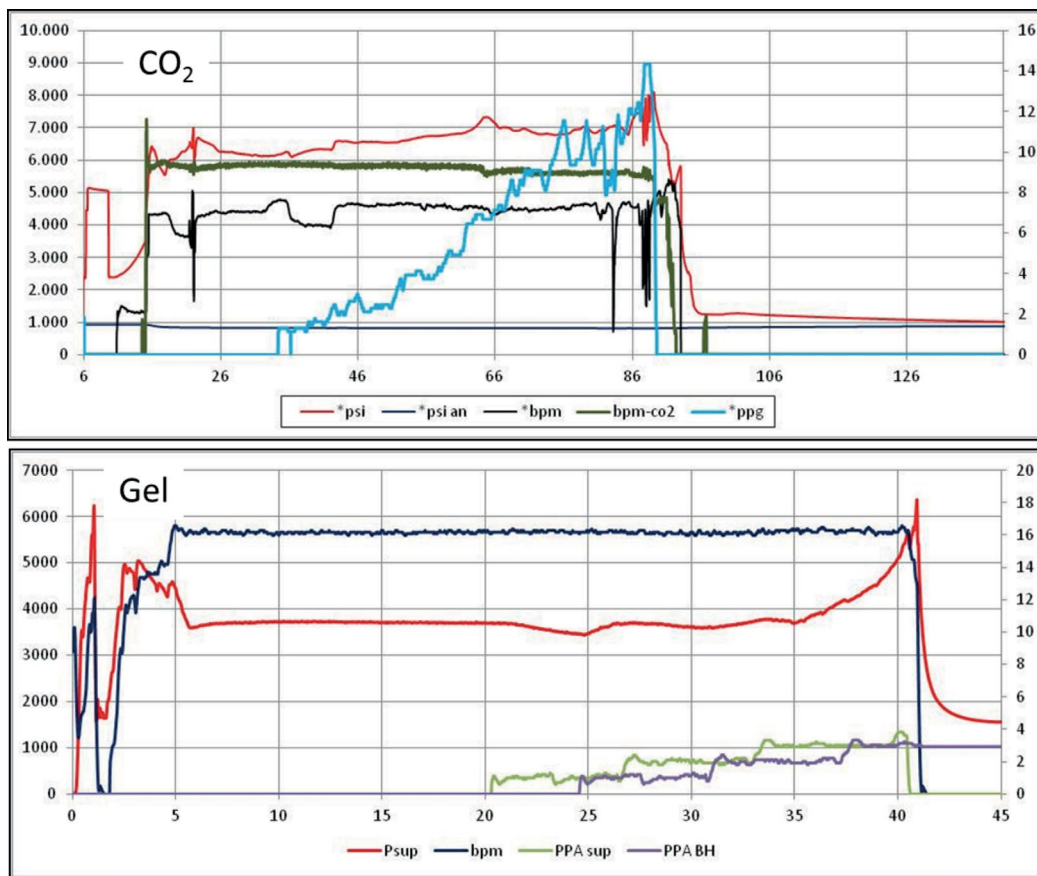


Figura 17. Comparativa fractura Pozo A vs Pozo B

- Utilizar fluidos base agua con gel activado de baja carga polimérica, por su menor complejidad durante la operación y menor costo.
- La cantidad de sacos a utilizar dependerá del espesor a estimular, pero se recomienda lograr una concentración areal de 1500 lb/pie de agente sostén, por ejemplo para 20 m de reservorio a estimular la cantidad de sacos recomendado es 985.
- Caudal de bombeo de 30 bpm, los tratamientos realizados fueron a menor caudal lo que ayudó a que se produzca el arenamiento.
- Se sugieren utilizar 2 ó 3 tamaño de mallas diferentes y una rampa de concentraciones escalonada, para mejorar la generación de la fractura y de su geometría.
- En cuanto al diseño de la instalación se sugiere el uso de casing de 5 1/2", 17 lb/pie, N-80, fracturar por tubing de 3 1/2" y punzar con 6 tpp, fase 60° y carga de 32gr.

PRODUCCIÓN

Luego de la estimulación del pozo A, empezó a surgir gas con agua de fractura y arena a alta presión, por lo que debió instalarse un desarenador para poder ensayarlo. Del test inicial se

podieron comprobar muy buenos caudales de gas y condensado (Caudal máx. 210 Mm³/d de gas y AOF de la IPR de 243 Mm³/d). Pero el aporte de arena y la alta presión no nos permitieron realizar un ensayo completo del mismo (Figs. 18 y 19).

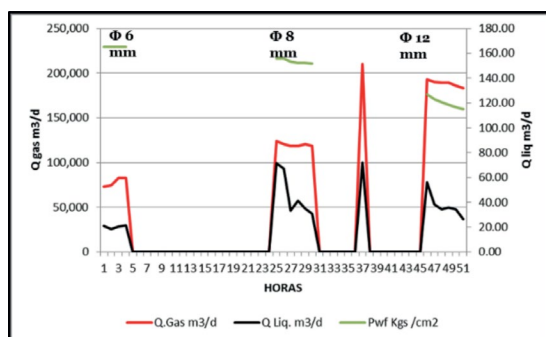


Figura 18. Test Well A

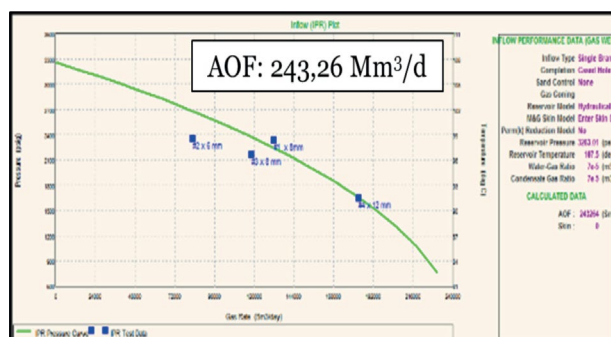


Figura 19. IPR

Una vez puesto en producción se lo tuvo un tiempo restringido para poder adecuar las instalaciones de superficie y manejar las altas presiones de producción. El caudal máximo de gas fue de 68 Mm³/d de gas y 9.35 m³/d de condensado (52 °API). El gas está compuesto por un 85,2 % de metano y contiene un menos de 1% de CO₂. En la Fig. 20 se observa la historia de producción pre y post fractura de la fm. Pozo D-129.

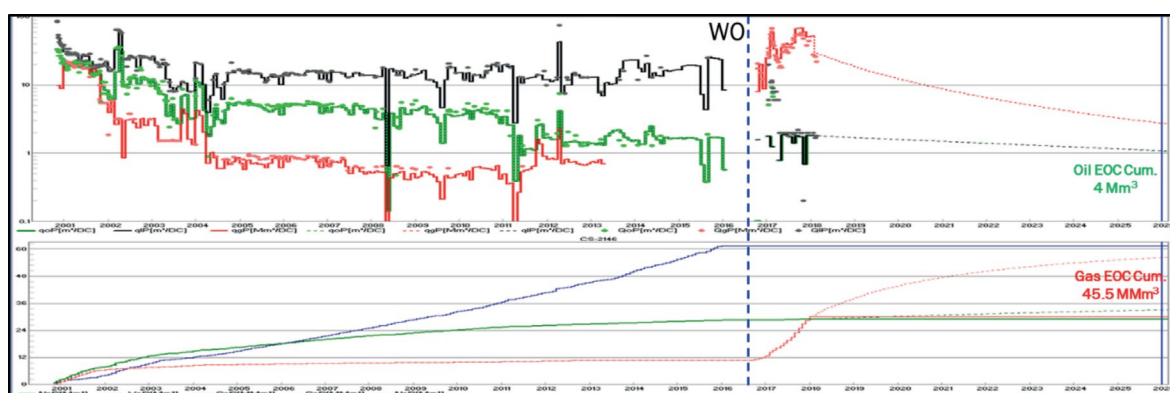


Figura 20. Historia de producción Pozo A

En la Fig. 21 se muestra la historia de las presiones dinámicas medidas en boca de pozo y los diferentes cierres realizados en el pozo. En los cierres más prolongados se observa que la declinación de la presión de reservorio es poco más del 15% en 1,5 años de producción.

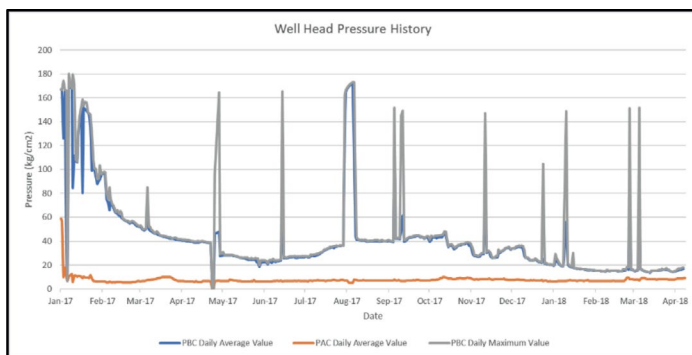


Figura 21. Historia de presiones Well A

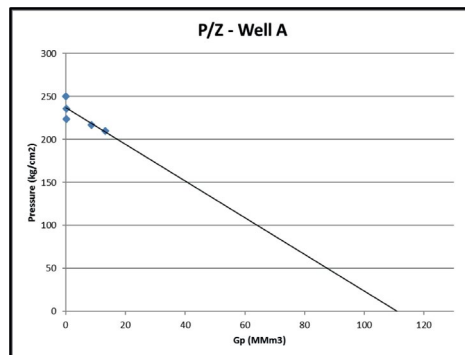


Figura 22. gráfico P/Z

De la estimación de reservas a través del gráfico P/Z (Fig. 22) se obtuvo que las reservas recuperables son aproximadamente 115 MMm³ de gas.

En el pozo B debido al arenamiento la fractura fue de menor tamaño, lo que se ve reflejado en su menor productividad. A pesar de esto, la producción es muy buena y confirmó el potencial de la Fm. Pozo D-129 como productora de gas en la zona. Caudal inicial de gas 35.5 Mm³/d de gas y 9.6 m³/d de condensado (43 °API). El gas está compuesto por un 87 % de metano y contiene 0.15% de CO₂.

La Fig. 23 muestra la historia de producción pre y post estimulación del pozo B. Por declinación calculamos una reserva de 50 MMm³ de gas al límite económico (Figs. 24 y 25).

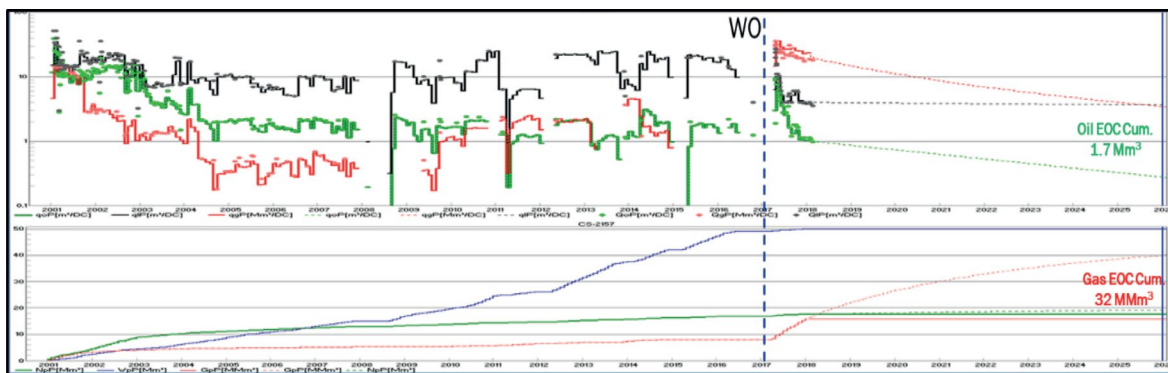


Figura 23. Historia de producción Pozo B

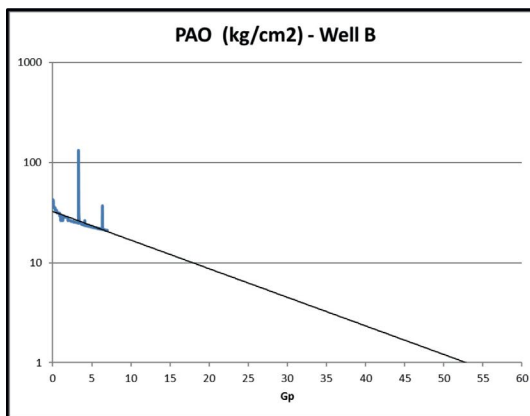


Figura 24. gráfico P/Z

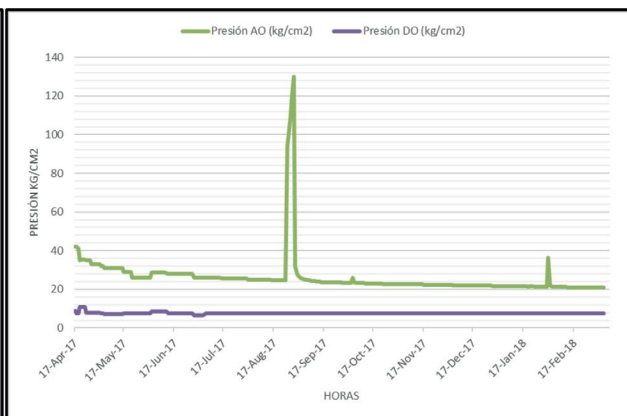


Figura 25. Historia de presiones Pozo B

El pozo C a pesar de realizarse una fractura chica para tratar de evitar la zona de agua, la respuesta en producción fue muy buena. Pero a diferencia de los primeros 2 pozos, éste tuvo mayor producción de líquido. Durante el ensayo post fractura surgió petróleo + gas con baja presión, por lo tanto se optó por producirse con bombeo mecánico. El pozo tuvo un caudal inicial de 10.5 m³/d de petróleo (líquido 22 m³/d) y 28.75 Mm³/d de gas (Fig. 26). En este caso el petróleo tiene una densidad de 36 °API, más denso que los del otro bloque.

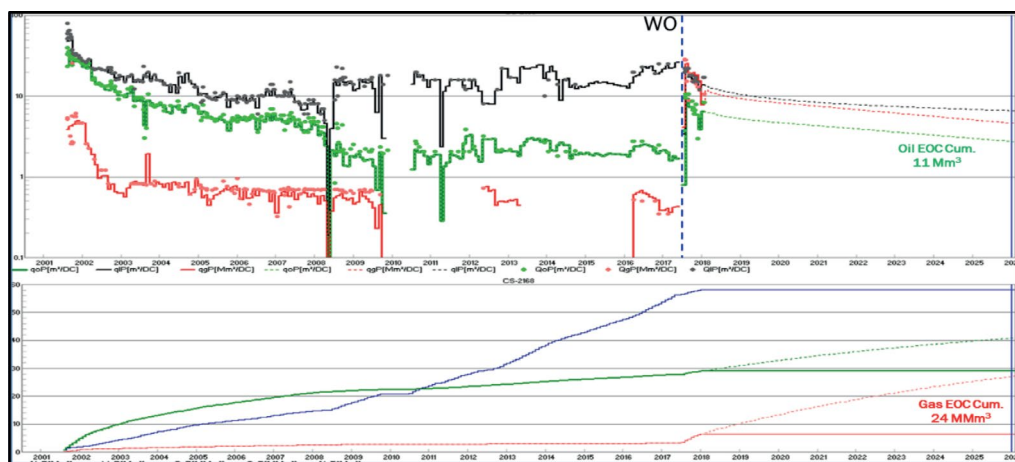


Figura 26. Historia de producción Pozo C

Las producciones de los 3 pozos mencionados anteriormente representan el 25% de la producción de gas del yacimiento, como se puede observar en la Figura 27.

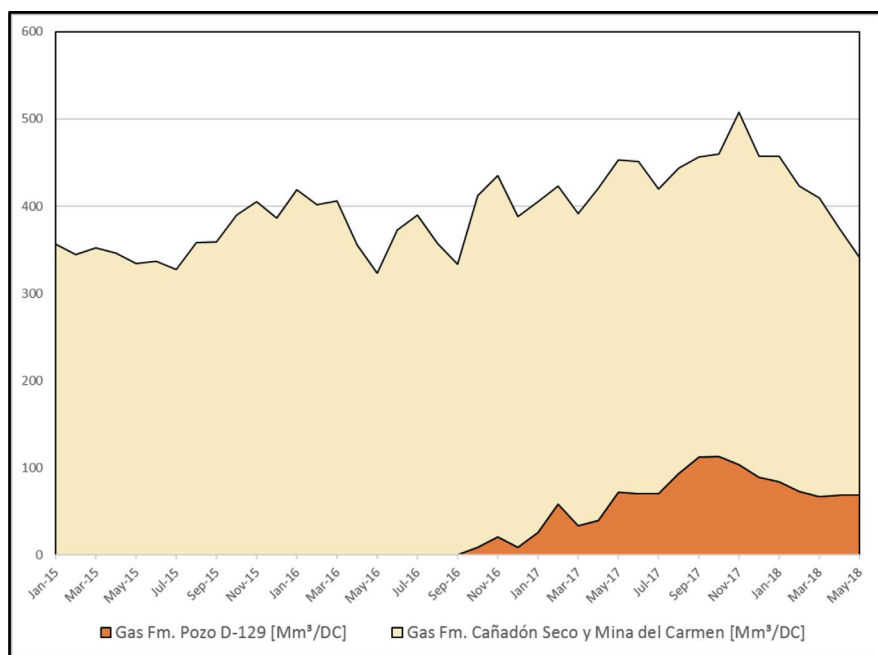


Figura 27. Contribución de producción de gas Fm. Pozo D-129

PLAN DE DESARROLLO

En base a los buenos resultados obtenidos de las intervenciones con equipo de *work over* en los bloques de los pozos A, B y C, se plantea un desarrollo para dichos bloques y para bloques vecinos donde no existen pozos que hayan alcanzado la Fm. Pozo D-129.

En el bloque de los pozos A y B se propusieron perforar 5 pozos, de los cuales 3 son desviados y 2 verticales. El objetivo de los mismos es alcanzar la sección superior de la Fm. Pozo D-129, pero también como objetivo secundario se busca producir en el futuro los reservorios tradicionales de las formaciones Cañadón Seco (Miembros CS1 y CO) y Mina El Carmen. También se proponen las profundizaciones de 2 pozos, a los cuales les faltan solo 200 metros para alcanzar los objetivos descriptos anteriormente (Fig. 28).

En el bloque del pozo C se propone la perforación de 3 pozos verticales y la profundización de 1 pozo. En otras zonas del yacimiento, donde no hay pozos perforados actualmente que lleguen a la Fm. Pozo D-129, la perforación de 3 pozos y la profundización de 6 más.

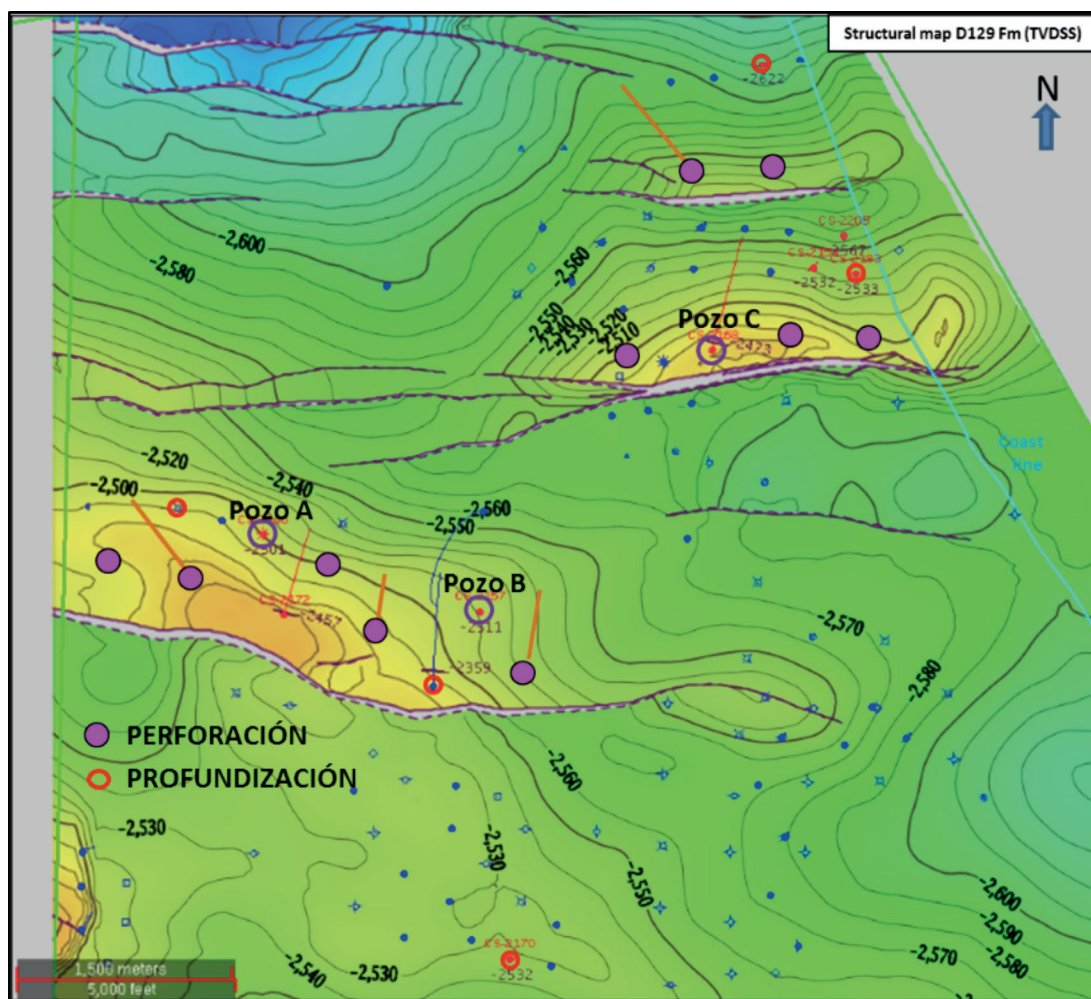


Figura 28. Plan de desarrollo

En total se desarrollarán unas reservas de 25 MMm³ de petróleo equivalente (615 MMm³ de gas). En la Fig. 29 se muestra el pronóstico de producción de gas asociado a dichas reservas, que nos permite mantener un *plateau* de producción de gas de 420 Mm³/d por 3 años.

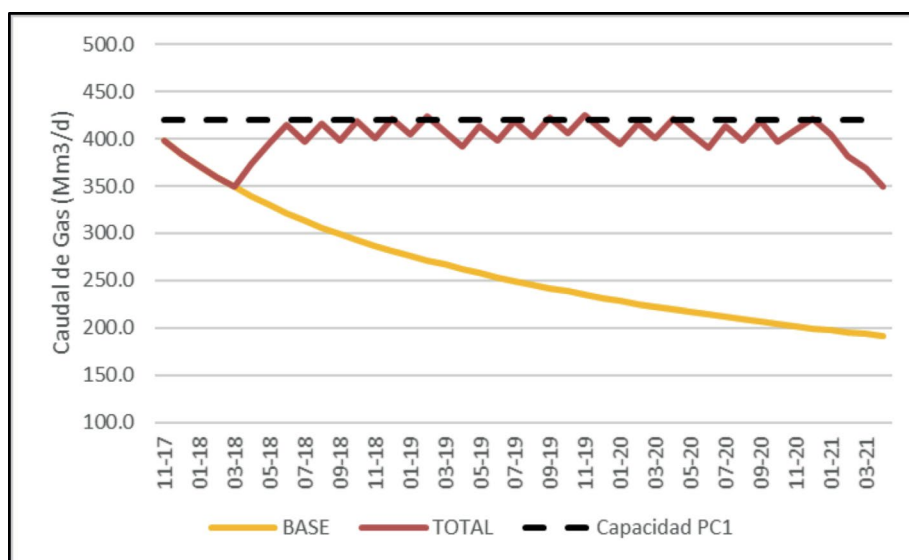


Figura 29. Pronóstico de Producción de Gas

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la caracterización de los reservorios descritos, se plantea la hipótesis de que dichos reservorios pueden ser un híbrido entre “Convencional” y “No Convencional”, (por su litología de carácter fino con su particular porosidad secundaria, por ser parte de la roca generadora de la cuenca y por ser necesaria la estimulación con fracturas para su producción). Para poder llegar a tales afirmaciones se programaron una serie de estudios para cuando se perforen los nuevos pozos, tales como coronas, PVT, análisis de procedencia de hidrocarburos y ensayos de well testing, además de TOC-reflectancia de vitrinita, que ya se pusieron en marcha para poder llegar a mejores conclusiones.

El modelo descripto y la buena respuesta de los pozos productores de gas y condensado, nos da sustento para proyectar un importante desarrollo dentro del yacimiento Cañadón Seco, aplicando las técnicas de terminación y estimulación sugeridas en este trabajo, lo que hará incrementar considerablemente las reservas. Además, alentará a nuevos estudios en otras áreas con similares características en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge.

AGRADECIMIENTOS

Los principales agradecimientos por su colaboración y pleno soporte para los datos sísmicos son para Pamela Blanco Dufau. Además, se agradece a Oscar Limarino por su valioso aporte, así como también a Adrián Corbelleri, Sergio Giordano, Andrés Ansa, Silvia Tejada, Eugenia Covo, Martín Sfreddo, Edgardo Alfaro, que ayudaron en mayor o menor medida en este trabajo y continúan brindando su apoyo para que el proyecto de desarrollo siga adelante.

REFERENCIAS

- Aguiar Mariana, L. Ferreira, E. Pieroni y Y. Kamerbeek, (2013). "Geología de la Formación Pozo D-129 en Laguna Janarez: Nuevos aportes al modelo paleoambiental de la línea de costa. ADR El Guadal-Lomas el Cuy, Santa Cruz". Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M. y Foix, N.), p. 13, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Basile Yanina, S. Utgé, V. Martínez Cal, C. Ponce. (2014). "Avances en el conocimiento sobre la capacidad generadora de la Fm Pozo D-129: Aspectos litológicos y geoquímicos. Cuenca del Golfo San Jorge", Argentina. Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 265-285, Mendoza, Argentina.
- Figari, E.G., E. Strelkov, G. Laffitte, M.S. Cid de la Paz, S.F. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martínez, H. Villar, (1999). "Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica". Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 197-237, Mar del Plata, Argentina.
- Iovine, Gastón, L. Ferreira, M. Foster y A. Santangelo, (2013). "Nuevas consideraciones paleoambientales de la Formación Pozo D-129, en el Área de la Provincia de Santa Cruz: Integración de datos". Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M. y Foix, N.), p. 59, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- López Angriman Alejandro, C. Zarpellón, F. Muschel, M. Cohen, (2014). "Modelo Paleogeográfico de la Sección Superior de la Formación Pozo D-129. Su aplicación al desarrollo de reservas en la Cuenca del Golfo San Jorge", Argentina. Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 489-510, Mendoza, Argentina.
- W.E. Wamock Jr., P.C. Harris, D.S. King; SPE-11932-PA "Successful Field Applications of CO₂-Foam Fracturing Fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas Region". Journal of Petroleum Technology, Oct. 5, 1983