



SOBREPRESIÓN EN LOS RESERVORIOS DE LA FM MINA DEL CARMEN EN YACIMIENTOS JORGE Y CHOIKE – CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Manuel Albaytero¹, Julia Cabrera¹, Fabián Scazzioti¹, Federico Galliano¹, Sofia Stier¹
1: Pan American Energy S.L. JAlbaytero@pan-energy.com, JICabrera@pan-energy.com,
FScazzioti@pan-energy.com, FGalliano@pan-energy.com, SStier@pan-energy.com.

Palabras claves

Sobrepresión, Fm. Mina del Carmen, Estimulación, Productividad.

Resumen

Los yacimientos Jorge y Choike están ubicados al sureste del área Cerro Dragón. En 1967 comenzó su primera etapa de desarrollo, la cual estuvo basada en la producción de la Fm. Comodoro Rivadavia (CR). En 2015 se realizaron reparaciones surgidas de la revisión del modelo geológico mostrando el potencial de la Fm. Mina del Carmen (MdC).

Las perforaciones sucesivas continúan comprobando la extensión del potencial de la Fm. MdC en ambos yacimientos, que en la actualidad cuenta con 33 pozos nuevos desde 2015. Durante esta etapa, diferentes pozos se manifestaron en la Fm. MdC con presiones superiores al gradiente normal de la Fm. CR, teniendo que controlar los mismos con densidades de lodo de hasta 10,9 ppg (1306 g/l).

A través de las mediciones de presión de la formación (probador de formación), la densidad de lodo necesaria para controlar los pozos y las producciones por surgencia de dichos reservorios se puede concluir que en estos yacimientos existe una sobrepresión de la Fm. MdC con petróleos livianos de 41°API.

En este trabajo se presentarán las evidencias de la sobrepresión.

Abstract

Jorge and Choike fields are located in the southeast of Cerro Dragon area. The first development started in 1967 based on the production of Comodoro Rivadavia Fm. (CR). In 2015 workovers were done due to the reinterpretation of the geologic model which showed the potential of Mina del Carmen Fm. (MdC).

Since 2015, 33 new wells were drilled showing the increasing potential of MdC Fm. in both fields. Many of this wells encountered higher pore pressure than the normal one for CR Fm., and they had to be controlled with up to 10.9 ppg mud density (1306 g/l).

Considering the open-hole reservoir pressure measurements, mud density to control wells and flowing production of many reservoirs, we confirm the existence of overpressure in MdC Fm. with light oil of 41°API involved.

Evidences of overpressure formation will be shown in this paper.

Introducción

La historia de perforación del área de estudio se remonta al año 1967. Los pozos que desarrollaron el bloque Jorge tenían por objetivo perforar y producir reservorios de la Fm. Comodoro Rivadavia (CR). Recién en los años '90 y '91 se perforaron pozos más profundos en los yacimientos Jorge y Choike que investigaron la Fm. Mina del Carmen (MdC).

A partir del año 2015 se lleva a cabo una intensa campaña de perforación con objetivo productivo en ambas formaciones. Sin embargo, no fue hasta la perforación del pozo C-17 en 2018 donde la sobrepresión de algunos reservorios de la Fm. MdC se evidencia de manera contundente. En la profundidad de 3425m, perforando con densidad de lodo de 9,2 ppg (equivalente a 110% de la presión hidrostática) ocurre desplazamiento de fluido de la formación al pozo que logra ser controlado con 10,9 ppg (equivalente a 131% de la presión hidrostática) de densidad de lodo. Esa manifestación se corresponde con un reservorio que tuvo una lectura de 789589 ppm de Gas Total y un valor de medición de presión a través del probador de formación de 425 kg/cm² (6043 psi, 124% de la presión hidrostática). Este reservorio, junto con otros tres más profundos, se punzan en la completación del pozo y quedan en producción por surgencia natural.

Otros antecedentes de sobrepresión en reservorios de la Fm. MdC fueron presentados por Rodríguez y Caprioglio (2018) para el yacimiento El Huemul ubicado en el Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge.

El objetivo del estudio es mostrar la información directa e indirecta del área de trabajo que valida un cambio en el gradiente de presión, más elevado que el normal, para la Fm. MdC.

Ubicación y marco geológico

El área del presente estudio se ubica en el Flanco Norte de la Cuenca Golfo San Jorge y se encuentra incluida en la concesión de Cerro Dragón, en su porción SE. La misma abarca una superficie de 110 km² emplazándose inmediatamente al N del límite provincial Chubut-Santa Cruz (Fig. 1).

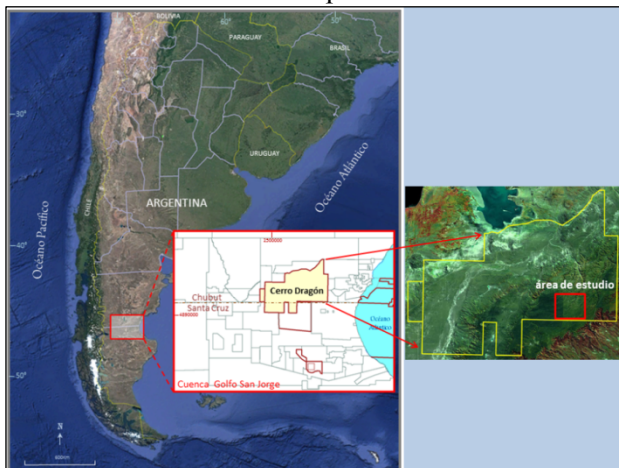


Fig. 1 – Ubicación del área de estudio en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

En cuanto a la estratigrafía, el Grupo Chubut constituye el mayor espesor del relleno sedimentario de la Cuenca Golfo San Jorge. El mismo suprayace mediante discordancia angular al Grupo Las Heras, y se inicia con las sedimentitas comprendidas en la Formación Pozo D-129, (Lesta 1968), conteniendo esta unidad la principal roca generadora de la cuenca. Suprayacentemente se depositan

los términos estratigráficos comprendidos en la Formación Mina del Carmen, (Lesta 1968). Litológicamente, la misma se encuentra conformada por areniscas, conglomerados, tobas y tufitas de edad Albiana. Esta unidad de origen continental es producto de la depositación fluvial-lacustre, donde los sistemas fluviales agradaron en planicies de escaso relieve desarrolladas en proximidad de áreas volcánicas más elevadas (González *et al.* 2002). La columna estratigráfica completa de la cuenca puede observarse en detalle en la figura 2.

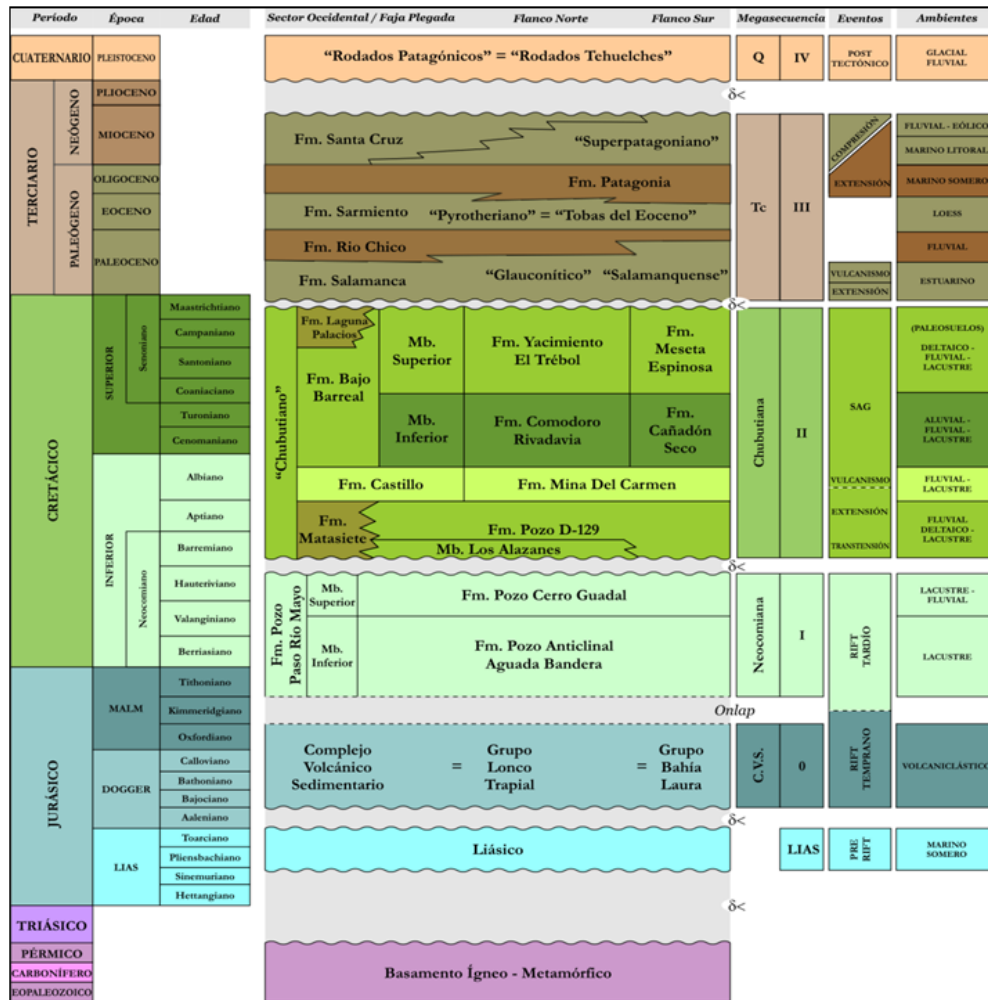


Fig. 2 – Columna estratigráfica tomada de Cayo *et al.* (2011).

En cuanto a la estructura, las fallas profundas que afectan al basamento se encuentran conectadas con toda la columna por la actividad recurrente en su evolución, aunque el mayor desplazamiento se genera en los comienzos de la apertura de la Cuenca (Sciutto 2008). Las mismas han desempeñado un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, constituyendo las vías de migración de hidrocarburos como también controlando la concentración y dispersión de los mismos (Cayo *et al.* 2011).

En el área del presente estudio, una falla principal de alto ángulo (lítrica en profundidad) delimita un extenso bloque en su porción septentrional. La misma buza hacia el sur con un rechazo del orden de los 350 m para los niveles inferiores del Grupo Chubut generando un importante espacio de acomodación. En este bloque la Formación Mina del Carmen presenta espesores que van desde los 900 m hasta los 1200 m, estimados a partir de la interpretación sísmica, dado que ningún sondeo la ha atravesado en su totalidad, sino sólo parcialmente, alcanzando en su mayoría los primeros metros

de la sección superior, destacando que en muy contados casos, algunos pozos penetraron parcialmente la sección media (Scazziota *et al.* 2018) (Figs. 3 y 4).

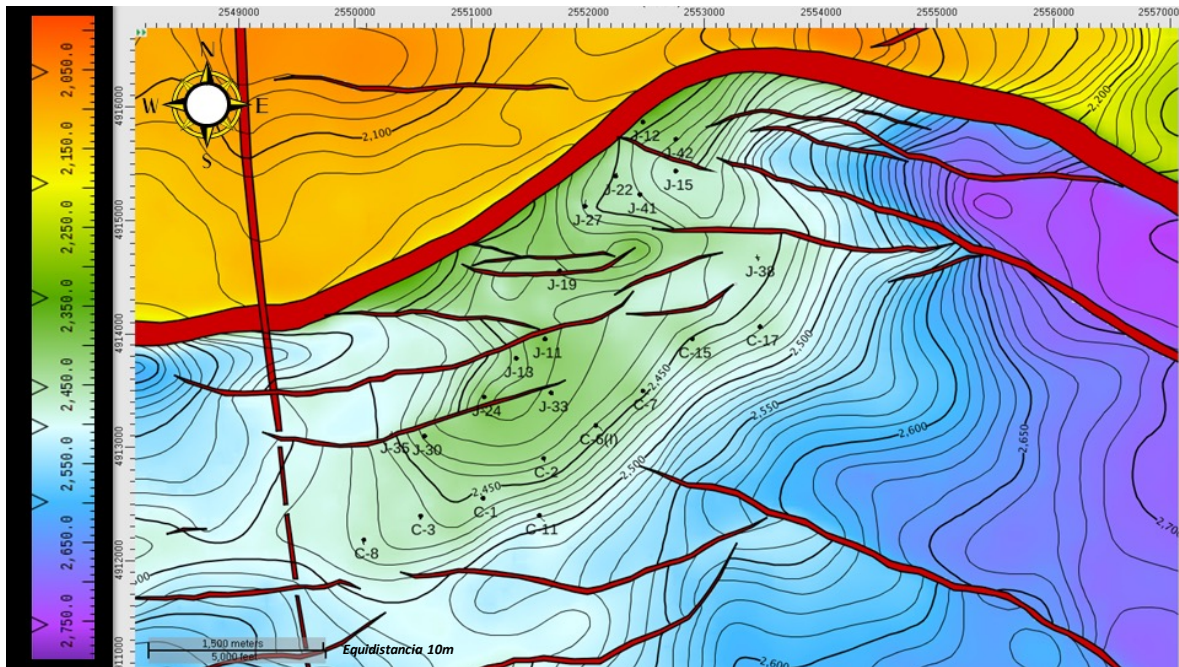


Fig. 3 – Mapa estructural al techo de la Fm. MdC mostrando los pozos que perforan dicha formación. Profundidad en mbnm.

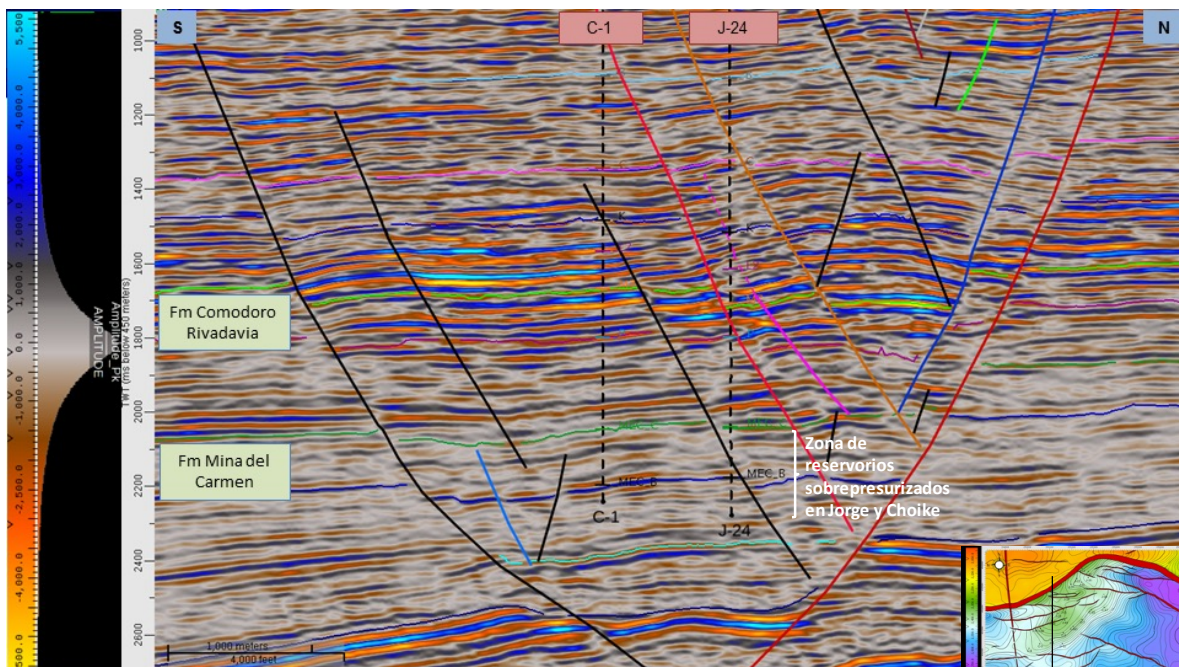


Fig. 4 – Sección sísmica sur-norte mostrando la estructura general del área y remarcando la zona de reservorios sobrepresurizados de la Fm. MdC.

Área de estudio

En el siguiente mapa al techo de la Fm. MdC (Fig. 5) se muestran todos los pozos del área de estudio que perforan dicha formación y que han encontrado o no la sobrepresión, como así también el tipo y la profundidad en metros bajo nivel del mar (mbnm) del evento.

De los 23 pozos, 3 han tenido eventos de control de pozo durante la perforación, 9 han tenido datos de sobrepresión constatado por probador de formación, y los 13 restantes no han evidenciado ningún comportamiento anómalo.

Aunque, de los últimos 13, algunos han tenido ensayos de petróleo surgente con bajo corte de agua sin ser fracturados y con una Relación Gas Petróleo (GOR) relativamente baja, la cual podría ser indicio de sobrepresión.

Como se puede observar existe una amplia distribución areal de los pozos con sobrepresión, encontrándose en distintos bloques separados por fallas, no pudiéndose vincular este fenómeno a alguna estructura en particular.

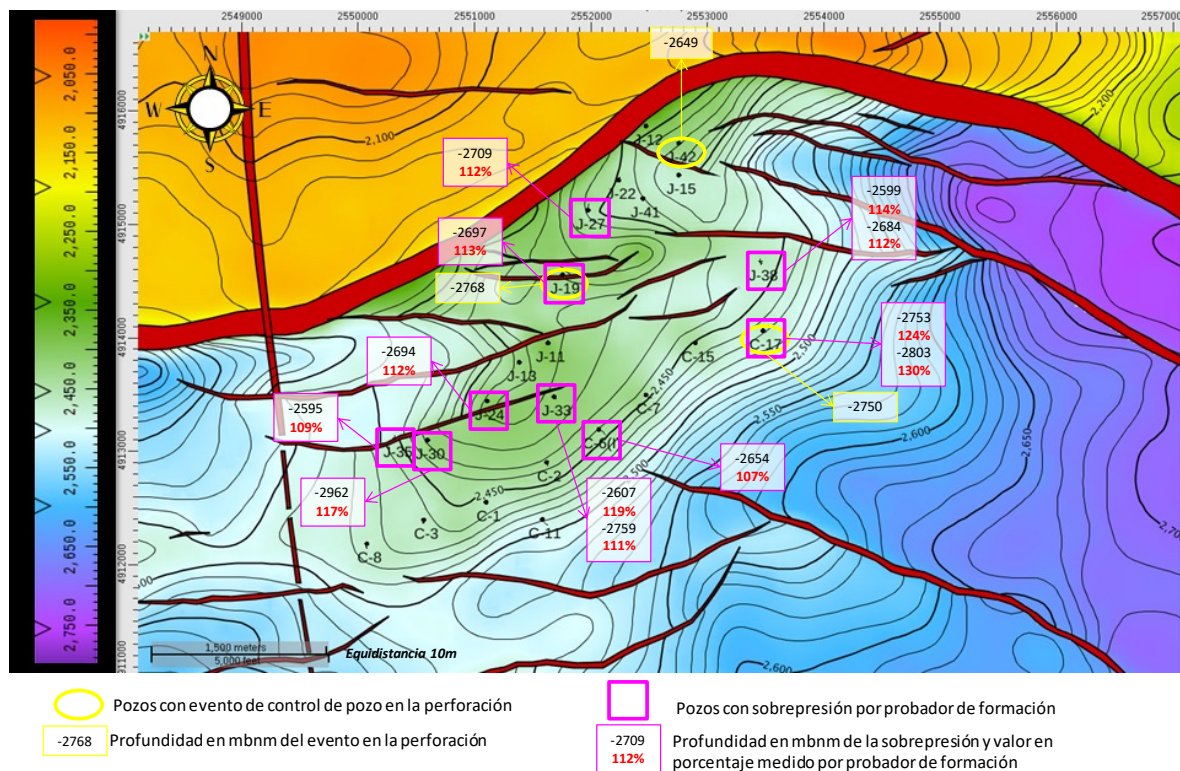


Fig. 5 – Mapa de ubicación de los pozos que perforan la Fm. MdC y los datos de sobrepresión. Profundidad en mbnm.

Perforaciones, control geológico y producciones

Las altas presiones encontradas en los reservorios de la Fm. MdC se manifiestan de diferentes maneras. Una de ellas es durante la perforación del pozo a través de la necesidad de aumento de densidad de lodo (no programada) debido a influjos de gas y petróleo desde la formación, acompañado por altas detecciones de gas total que llegan a saturar los equipos.

Pozo C-17

La manifestación más importante ocurrió en febrero de 2018 en el pozo C-17, el cual se estaba perforando con densidad de lodo de 9,2 ppg (110% de la presión hidrostática). En la profundidad de 3425m (2750 mbnm) el lodo comienza a gasificarse y deben realizarse maniobras de circulación,

quema de gas en fosa de quema y densificación de lodo hasta llegar a 10,9 ppg (131% de la presión hidrostática) para controlar el pozo y continuar la perforación.

Como se puede observar en el perfil de control geológico (Fig. 6) en la profundidad de 3425m (2750 mbnm) se encontró un reservorio de arenisca tobácea con lectura de 789589 ppm de gas total. Dicho reservorio, denominado MC-58 en la correlación, tuvo lectura de 425 kg/cm² (6043 psi) por perfil de probador de presiones, equivalente a 124% de la presión hidrostática. Este fue el reservorio que generó el desbalance en el pozo durante la perforación. Más profundo, en 3475 m (2800 mbnm), se ubica el reservorio MC-70 que también se manifestó con 826636 ppm de lectura de gas total, 450 kg/cm² (6399 psi) de presión, equivalente a 129%. Por debajo se ubican los reservorios MC-74 (3491 m, 2816 mbnm) y MC-76 (3517 m, 2842 mbnm), que no tuvieron manifestaciones de gas tan importantes como las superiores, quizás debido a que ya se había aumentado la densidad del lodo, y además, no se pudieron obtener lecturas de presión de formación durante el perfilaje.

En la completación del pozo, solo se punzan estos cuatro reservorios y se ensayan por surgencia, quedando con 5180 l/h de petróleo seco, por orificio de 8 mm, con presión dinámica de 56,3 kg/cm² y 112,5 kg/cm² de presión estática. En la producción el pozo muestra un fluido con un GOR asociado de 84 m³/m³.

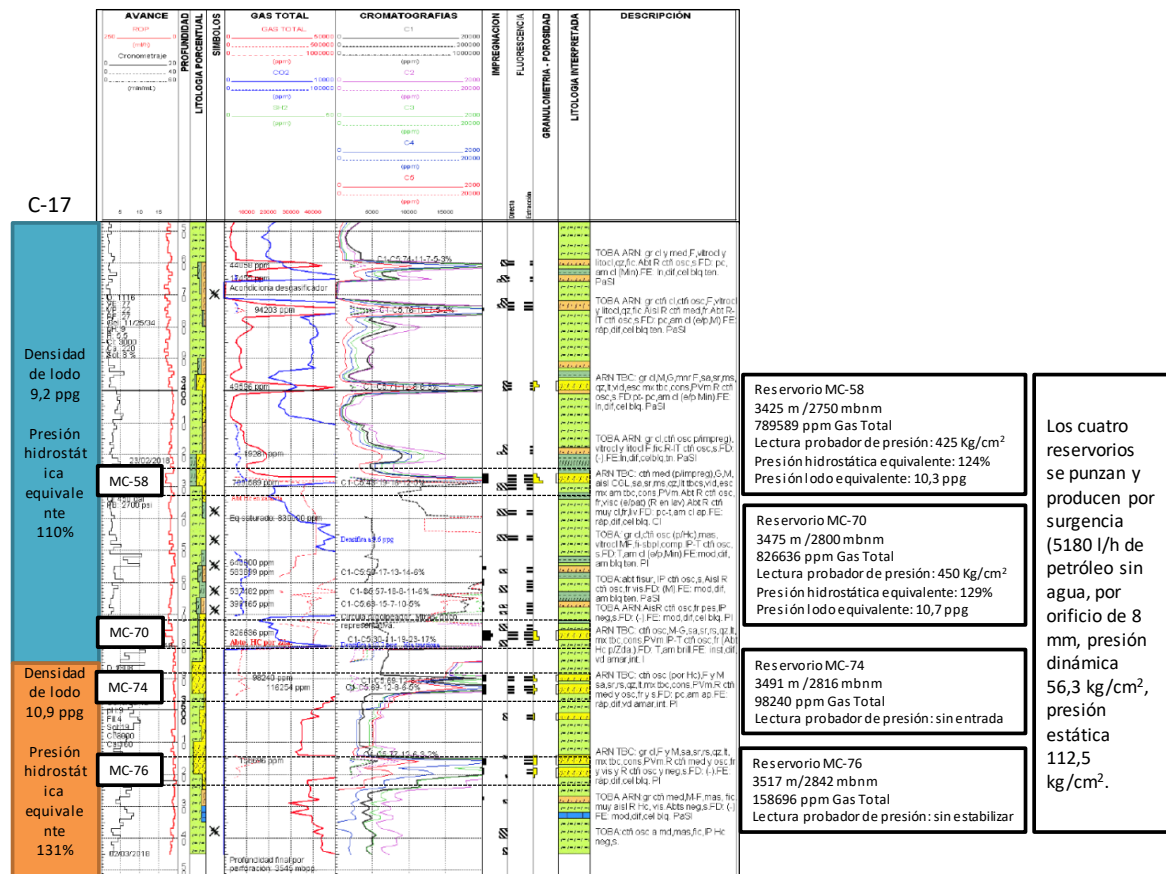


Fig. 6 – Pozo C-17.

Eventos similares a los descriptos ocurrieron en dos pozos más. El pozo J-19 se controla con una densidad de lodo de 10,5 ppg (126% de la presión hidrostática) y el J-42 se controla con 10,1 ppg (121% de la presión hidrostática).

A continuación se muestra un corte estructural (Fig. 7) con las curvas de potencial espontáneo (SP) y resistividad (Rt), las presiones de formación validadas medidas por el probador de formación, las densidades de lodo utilizadas para controlar los pozos y los ensayos. Destaca la poca continuidad estratigráfica de los reservorios, característica de la Fm. MdC.

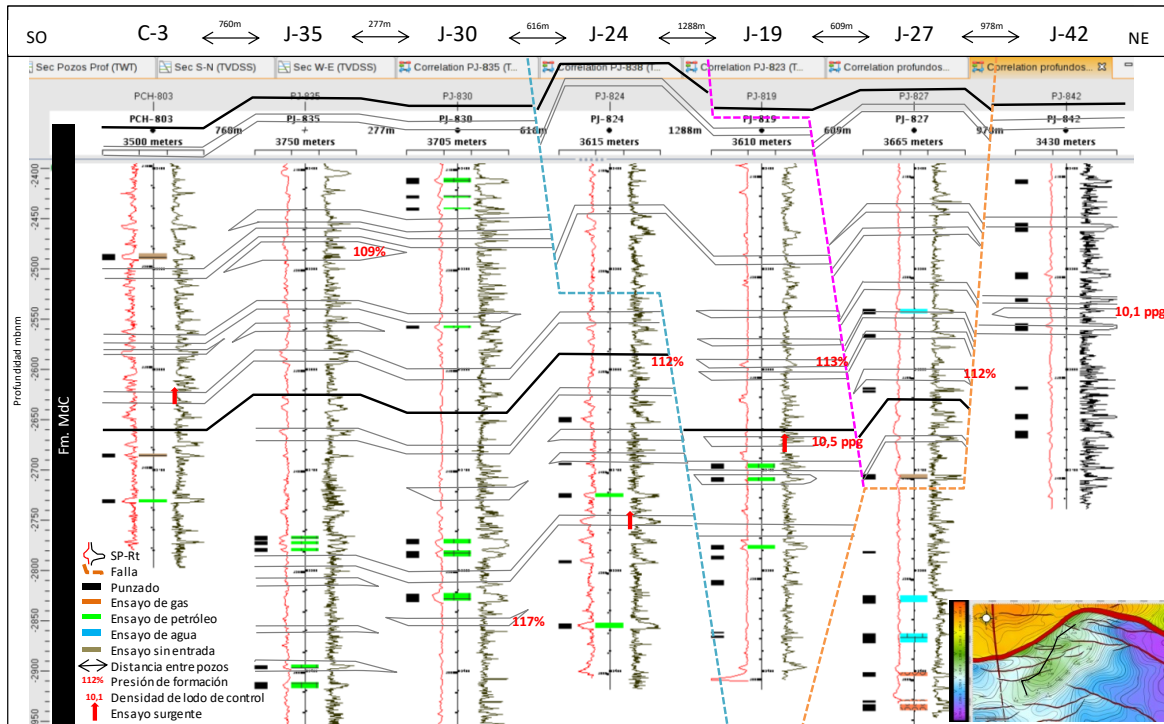


Fig. 7 – Corte estructural de orientación suroeste-noreste mostrando la continuidad/discontinuidad de los reservorios de la Fm. MdC.

Mediciones de Presiones de Formación

Gradiente de Presión

La toma de presiones de la Fm. Mina del Carmen es compleja debido a la porosidad promedio de 8,7% y su permeabilidad que tiene rangos de 0,1 a 10 md estimadas por perfiles de resonancia magnética nuclear. Por estas razones no se tienen gran cantidad de datos válidos de la zona sobrepresurizada, los cuales se lograron con una tasa de efectividad del 20%. En el primer pozo que tuvo una manifestación de sobrepresión durante la perforación (C-17), se realizó un gradiente de presión y temperatura, para validar los datos de la herramienta (C-17_PyT).

Los puntos actuales validados muestran un rango de datos de presiones desde los 2600 mbnm que aún no permiten definir un nuevo gradiente (para la Fm. MdC), sino una zona de transición. Con la validación de los primeros datos esta transición se observaba entre los 2745 y 2830 mbnm. En el siguiente gráfico vemos lo descripto (Fig. 8).

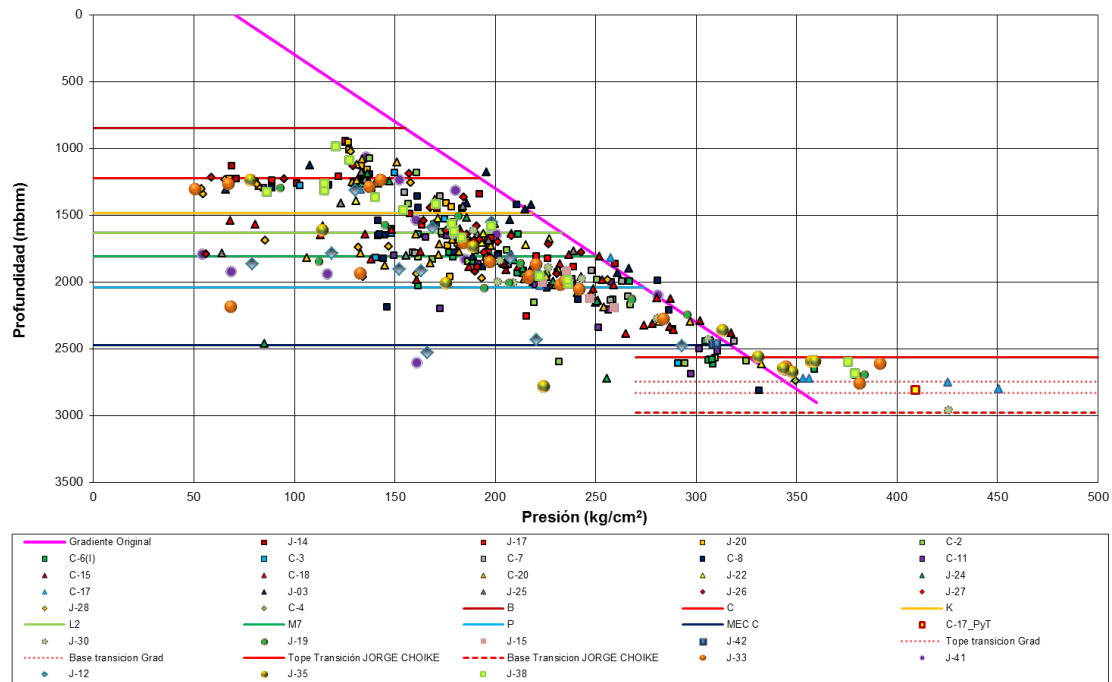


Fig. 8 – Gráfico de presión vs profundidad (Jorge y Choike).

La zona de transición mencionada puede observarse con claridad haciendo un zoom del gráfico anterior y sacando los datos por debajo del gradiente (Fig. 9).

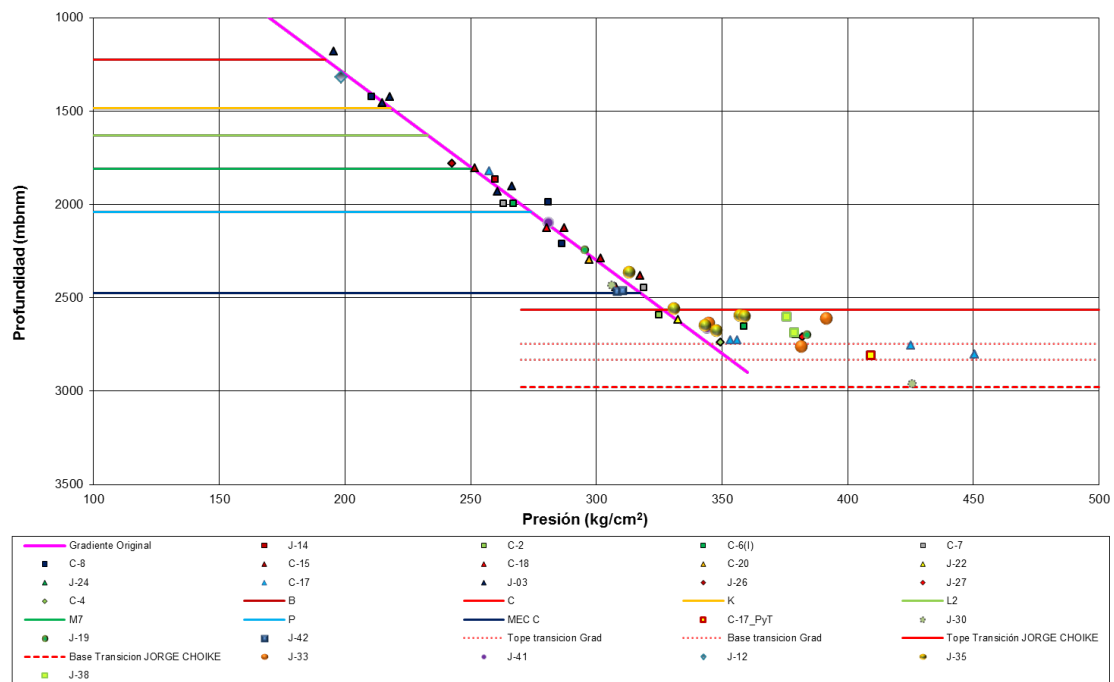


Fig. 9 – Gráfico de presión vs profundidad (Jorge y Choike) – Detalle en zona sobrepresurizada.

En el siguiente gráfico puede observarse uno de los puntos del probador de formación validado (Fig. 10) de la Fm. MdC en el yacimiento Jorge.

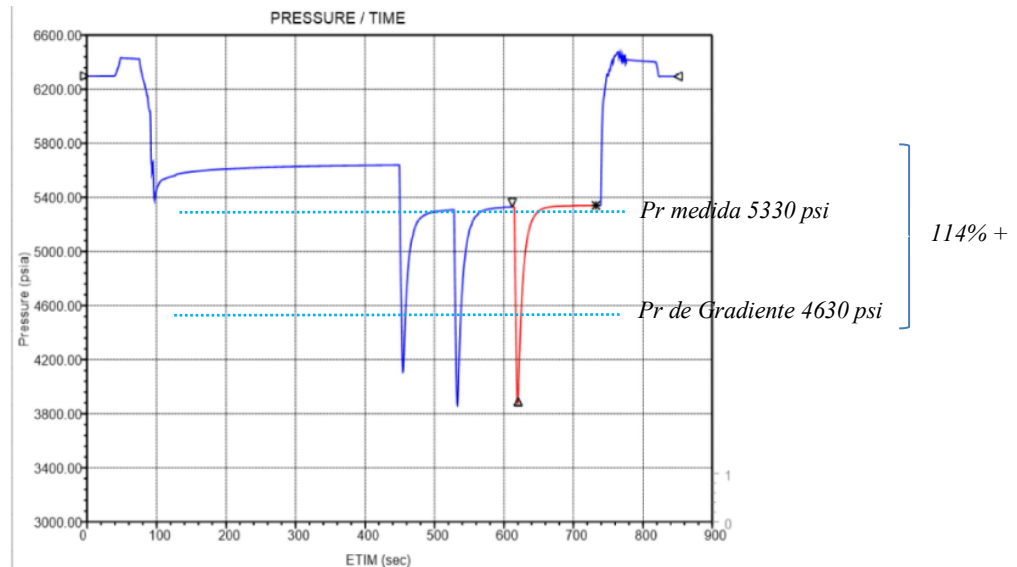


Fig. 10 – Medición de presión de formación.

La densidad de lodo utilizada para controlar estas sobrepresiones (10,2 a 10,9 ppg) suelen generar revoque e invasión que resultan en mediciones fallidas (sobrecarga de las arenas). Esta necesidad de densificar el lodo a un gradiente de 130%, valida cualitativamente las sobrepresiones de esta zona.

Podemos ver en el siguiente gráfico la profundidad en mbnm en función de la densidad en ppg. Se observa que la profundidad a la cual es necesario densificar para controlar las sobrepresiones coincide con la zona de transición del gradiente de presión (Fig. 11).

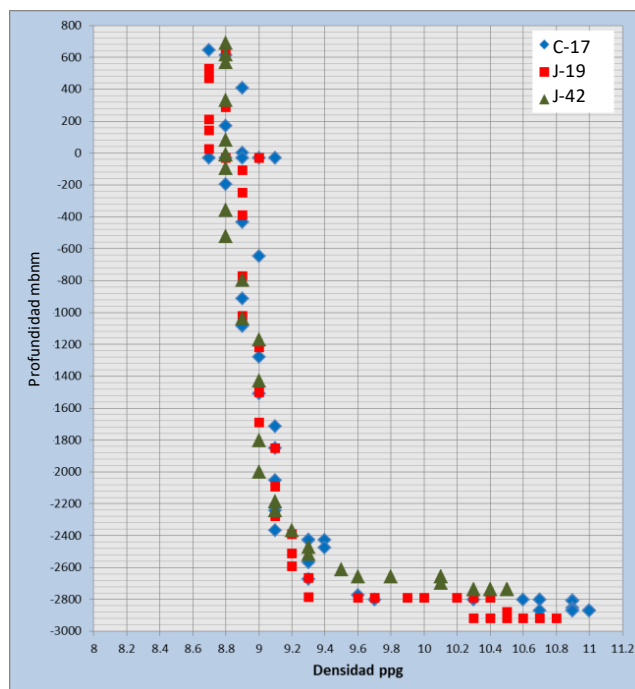


Fig. 11 – Densidades de lodo durante la perforación.

Visto en un gradiente de densidades de lodo de perforación a nivel regional, se puede apreciar también la zona de transición donde se debe aumentar la densidad para controlar la perforación. En triángulos son graficadas las densidades de lodo durante la perforación y en círculos los datos de mediciones de presión de formación (Fig. 12).

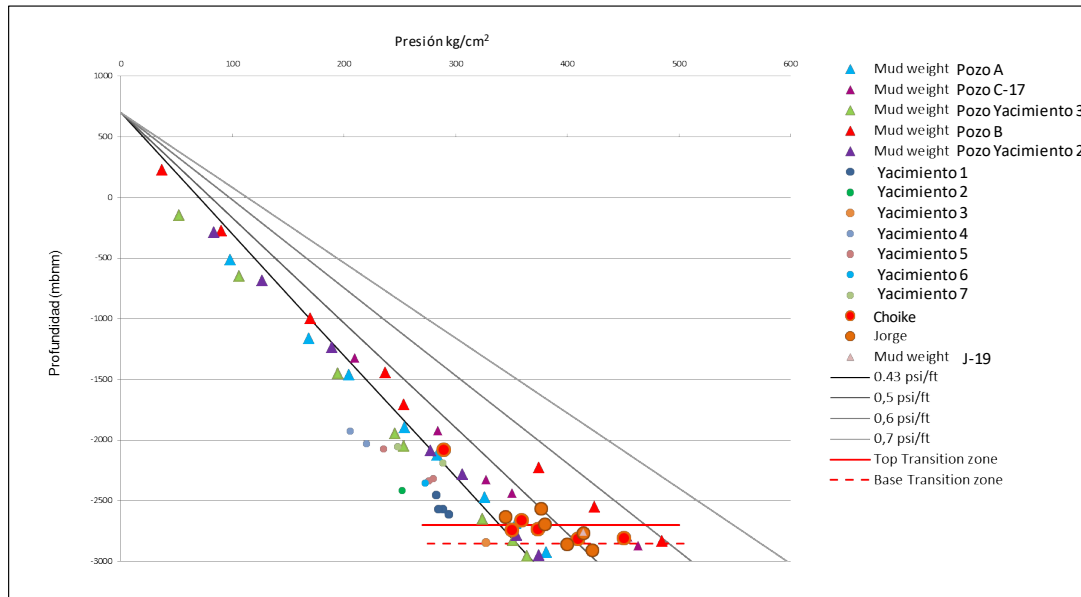


Fig. 12 – Densidades de lodo de perforación y mediciones de presión de formación. Para las líneas de gradiente se asume un nivel piezométrico de 700 m, definido a partir del nivel del terreno.

Productividad del Desarrollo de Mina del Carmen

La historia de producción del bloque comenzó en 1967 como se mencionó en la introducción, en los años '90 comienza el desarrollo de la Fm CR con algunos sondeos a MdC. El desarrollo fuerte de MdC comienza en 2015. La siguiente figura (Fig. 13) muestra el pico de producción de petróleo en el último mes de producción (6-2019) de 571 m³/d, siendo el 86% producido por energía primaria, con declinaciones de 80 a 60% (DEA) durante el primer año de producción del pozo.

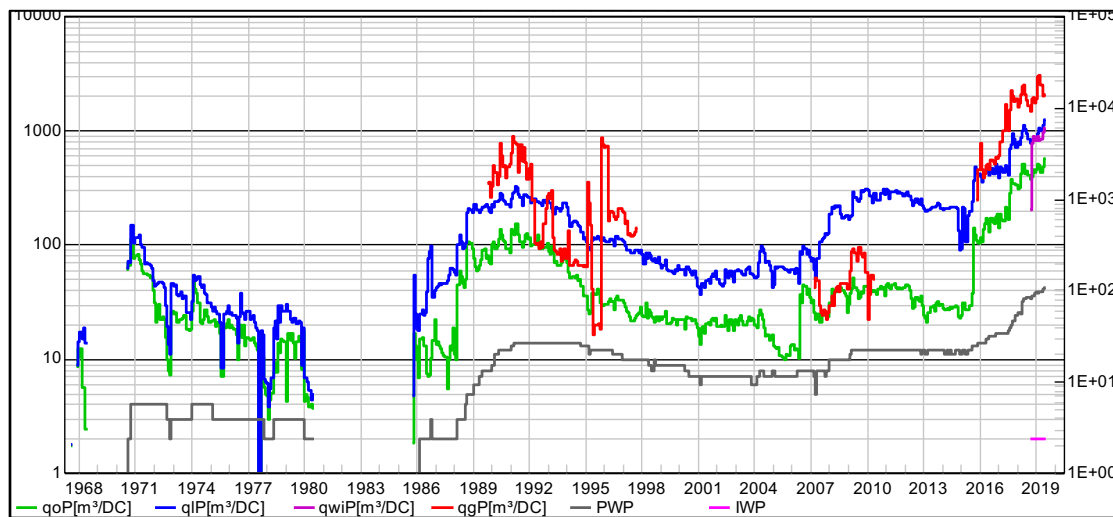


Fig. 13 –Perfil histórico de producción.

Las terminaciones de los pozos fueron cambiando su diseño a medida que se conocían las características dinámicas de los reservorios de MdC, para controlar la sobrepresión se necesitaba una densidad de lodo que dañaba de algún modo la estimulación realizada en CR. Por otro lado analizando las declinaciones de 80 a 60% (DEA) se decidió aumentar los sacos de arena por metro de las fracturas, actualmente está en proceso de evaluación el resultado de este rediseño.

Los datos de producción miden un GOR con rango de 40 a 180 m³/m³ y caudales variados entre 20 y 200 m³/d de petróleo, esto último es definido en mayor medida por la cantidad de reservorios de MdC atravesados por el pozo.

El siguiente gráfico resume las evoluciones de productividad del desarrollo del yacimiento mencionadas anteriormente, mostrando el rendimiento productivo de los primeros 12 meses (Fig. 14). Desde 2015 se aprecia una mejoría del 50% respecto al último desarrollo de los años '90, que se debe a la incorporación de nuevos reservorios de la Fm. MdC (algunos sobrepresurizados) como también a las estimulaciones realizadas en la Fm. CR.

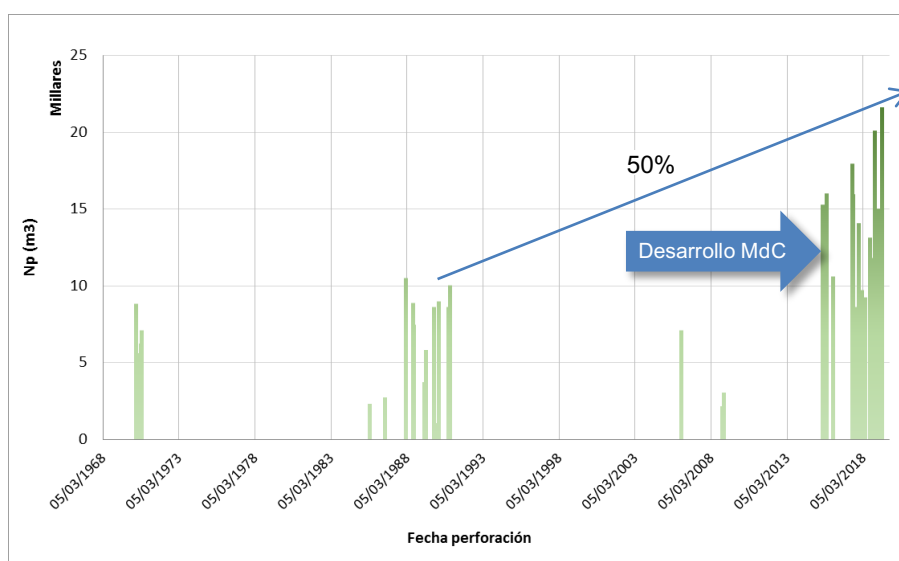


Fig. 14 –Evolución histórica de los primeros 12 meses de producción.

Conclusiones

La sobrepresión en la Fm. MdC se evidencia a través de los datos directos de toma de presión por probador de formación, datos indirectos y cualitativos como desplazamientos durante la perforación con saturación de los equipos de medición de gas total, y producciones de reservorios por surgencia natural de petróleo con bajo GOR sin haber sido estimulados.

Esta información permite visualizar un cambio en el gradiente de presión hidrostática a partir de 2600 mbnm, sin poder definir todavía un nuevo gradiente sino una zona de transición.

La producción de los reservorios sobrepresurizados de MdC tiene un potencial atractivo para su desarrollo, aunque en la mayoría de los casos necesitan de estimulaciones hidráulicas por sus características petrofísicas.

Al momento las posibles causas de estos eventos son materia de estudio.

Referencias

Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. y Paredes, J., 2011. “Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina”. Actas VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, págs. 397-418.

González, M., Taboada, R. y Stinco, L., 2002. “Los reservorios del flanco norte. En: Schiuma M., G. Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina”. Actas V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, págs. 135-153.

Lesta, P., 1968. “Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge”. 3° Jornadas Geológicas Argentinas. Buenos Aires. Actas 1, págs. 251-280.

Rodriguez, R. y Caprioglio, P., 2018. “Reservorios con sobrepresión en la Formación Mina del Carmen. Identificación y delimitación de la anomalía como soporte para la extensión del desarrollo – Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina”. Actas X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos: Desarrollo con pensamiento No Convencional, Mendoza, págs. 1-25.

Scazzioti, F., Trinchero, E. y Vernengo, L., 2018, “Identificación de los cuerpos sedimentarios mediante procesos especiales y atributos sísmicos en la Formación Mina El Carmen, Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge”. Actas X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Geofísica, Mendoza, págs. 413-433.

Sciutto, J., 2008. “Hoja Geológica 4569-IV, Escalante (Provincia del Chubut)”. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina 1:250000.

Breve Cv de los autores:

Manuel Albaytero

Ing. Mecánico, graduado en la Universidad Nacional de La Plata, tiene 13 años de experiencia en la industria del petróleo.

Se incorporó a Pan American Energy en 2018 como Ing. Sr de Reservorios desempeñándose en el área de desarrollo de reservas.

Comenzó en la industria en la consultora VYP Consultores donde trabajó durante 6 años, participando en diversos proyectos en las diferentes cuencas de la Argentina. Luego estuvo 5 años en YPF, como Ing de Reservorios Operativo y luego en la gerencia de Áreas en Participación.

Julia Cabrera

Se graduó como Geóloga en la Universidad Nacional de Córdoba en mayo de 2008.

Actualmente se desempeña como Geóloga de Desarrollo de Reservas Senior en Pan American Energy (octubre, 2014).

Previamente, entre septiembre de 2009 y septiembre de 2014, trabajó en YPF como Geóloga de Operaciones y luego como Geóloga de Desarrollo en yacimientos del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Fabián Scazzioti

Se desempeña como Geofísico Senior Principal en Pan American Energy desde febrero de 2013. Obtuvo su graduación como Licenciado en Ciencias Geológicas en la Universidad de Buenos Aires (diciembre, 1995).

Ha trabajado por más de 20 años como geólogo e intérprete geofísico en diferentes compañías como Repsol-YPF y Halliburton entre otras, participando en diversos proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos tanto en la cuenca del Golfo San Jorge como también en cuenca Neuquina.

En algunos períodos se ha desempeñado como consultor realizando trabajos de interpretación, capacitación y entrenamiento en cuenca Austral (Argentina), Brasil y Golfo de México.

Fabián ha publicado trabajos en diferentes revistas (nacionales e internacionales), y en congresos de Geología, Geofísica e Hidrocarburos, en Argentina, Chile and Venezuela. Sus trabajos comprenden diferentes temas tales como: geología regional y estructural, interpretación sísmica de subsuelo en ambientes continentales y marinos, caracterización de reservorios mediante la utilización de atributos sísmicos, procesos especiales, técnicas de AVO y Descomposición Espectral.

Fue galardonado con el primer Premio de Trabajos Técnicos del VIII Congreso de Desarrollo y Exploración de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre de 2011).

Federico Galliano

Es Ingeniero Industrial, de la Universidad Nacional de La Plata, posgrado de especialización en ingeniería en petróleo y reservorios, con 12 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Líder de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Sofía Stier

Se graduó como Licenciada en Ciencias Geológicas en la Universidad de Buenos Aires en agosto 2014.

Se incorporó en Pan American Energy en octubre 2014 y actualmente se desempeña como Geóloga de Desarrollo de Reservas Semi Senior. Ha participado en distintos proyectos de desarrollo de hidrocarburos en el yacimiento Cerro Dragón, cuenca del Golfo San Jorge, siendo responsable de diversos proyectos de primaria y secundaria.