

GEOMECAÁNICA DE LAS ANHIDRITAS EN LA FM. QUINTUCO Y SU IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN EN EL YACIMIENTO PUESTO MORALES, RÍO NEGRO, CUENCA NEUQUINA

Julio Hlebszevitsch¹, Hermann Steinbuch¹, Marcelo Barroso¹

1: Madalena Energy Argentina S.R.L. juliohlebszevitsch@madalenaenergy.com,
hermannsteinbuch@madalenaenergy.com, marcelobarroso@madalenaenergy.com

Palabras clave: geomecánica, anhidrita, Fm. Quintuco

ABSTRACT

The Quintuco Fm. in the Puesto Morales oil field has significant undeveloped oil reserves, that couldn't be effectively developed with vertical wells with single hydraulic frac completions or horizontal multifraced wells. The Quintuco Fm. Reservoirs are dolomitic and are located at the base of parasequences separated by anhydritic levels. The commingled production of several parasequences after hydraulic fracturing showed high initial production levels with a strong decline after 10 days. This production behavior led to geological, chemical tracers and mechanical (embedment testing) studies of the reservoirs and seals of the parasequences. The analysis of the studies showed that the conductivity of the hydraulic fracs at reservoir pressure reduces significantly with time in anhydrites, producing the isolation of the reservoirs initially connected by the fractures.

INTRODUCCIÓN

La Fm. Quintuco en el yacimiento Puesto Morales tiene importantes reservas de petróleo lo que ha motivado su interés actualmente, luego de alcanzar un desarrollo maduro la Fm. Sierras Blancas. Los reservorios de la Fm. Quintuco son dolomitas ubicadas en la base de parasecuencias separadas por niveles anhidríticos. Con el objetivo de lograr una producción eficiente se diseñaron fracturas hidráulicas que conectaran varias parasecuencias para ser producidas en conjunto a través del punzado desde donde fue iniciada. Las curvas de producción mostraron altas producciones iniciales con una fuerte declinación a los 8 días. Para entender este comportamiento en la producción se realizaron estudios geológicos, de trazadores y geomecánicos, tanto en las rocas reservorio como en las rocas sello.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El bloque Puesto Morales, está ubicado en el sector NW de la provincia de Río Negro, a 85 km de la ciudad de Neuquén e inmediatamente al SW del Embalse Casa de Piedra. Paleogeográficamente se halla mayormente ubicado sobre la región morfoestructural de la plataforma nororiental, a excepción del extremo SW donde se observa la transición a la región del engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Fig. 1 A,B).

ANTECEDENTES

Con la perforación del sondeo R.PMS.x-1 en 1968 (YPF) se descubre petróleo en Puesto Morales dentro de la Fm. Quintuco. El desarrollo comenzó en 1975 con la perforación de 18 sondeos más, completándose esta etapa mayormente en la década de 1980 en el sur del bloque (PMS). En el sector norte del bloque (PMN), en 2005 Petrolífera Petroleum perfora y ensaya la Fm. Sierras Blancas comenzando el desarrollo de esta unidad y secundariamente la Fm. Punta Rosada. Durante 2006-2007 fueron ensayados varios niveles de la sección inferior de la Fm. Quintuco en el sector norte, demostrando importantes reservas. También se realizaron

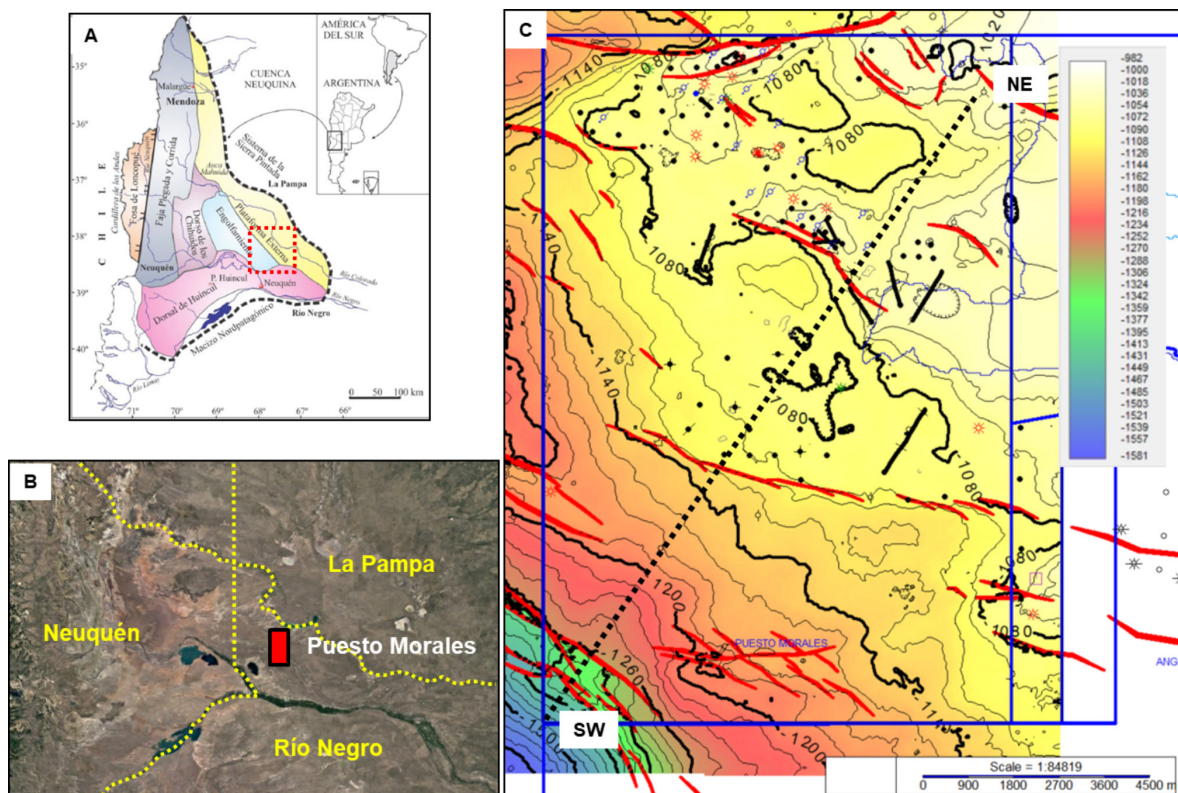


Figura 1. A-Mapa con la ubicación del bloque Morales en el contexto de las provincias morfoestructurales de la cuenca Neuquina. B-Ubicación geográfica del bloque. C-Isócrono al tope de la Fm. Catriel, con ubicación de la línea sísmica (NE-SW) de la figura 2.

descubrimientos en la sección superior de la Fm. Quintuco y las Formaciones Centenario y Catriel. A partir de un exhaustivo análisis de la Fm. Quintuco (Carswell 2019), se propuso la perforación de 23 pozos de desarrollo y workover en otros 40.

GEOLOGÍA

El bloque se divide en un sector norte (PMN) y un sector sur (PMS), separados por un sistema de fallas normales de orientación NW-SE y W-E, que controlan los hemigrabens precuianos. Algunas de estas fallas presentan reactivaciones extensivas durante el Cretácico superior o en forma más tardía, estructurando la cobertura sedimentaria con desarrollo de roll-overs o pliegues forzados (Fig. 1C y 2).

La columna geológica dentro del bloque (Fig. 3A) se halla constituida por el Grupo Cuyo (representado en esta posición de la cuenca por la Fm. Punta Rosada) apoyando sobre secuencias de relleno de hemigrabens del Grupo Precuyo o el Grupo Choiyoi. A la Fm. Punta Rosada le sucede el Grupo Mendoza (representado por todas sus unidades formacionales) y por último el Grupo Neuquén.

La Fm. Quintuco en este sector de la cuenca puede ser subdividida en dos unidades claramente diferenciadas separadas entre sí por un nivel de máxima inundación. La sección inferior se caracteriza por un apilamiento de parasecuencias que se tornan someras hacia el tope de las mismas con espesores que oscilan entre 7 y 20 metros. Cada parasecuencia (Fig. 3B) se inicia con

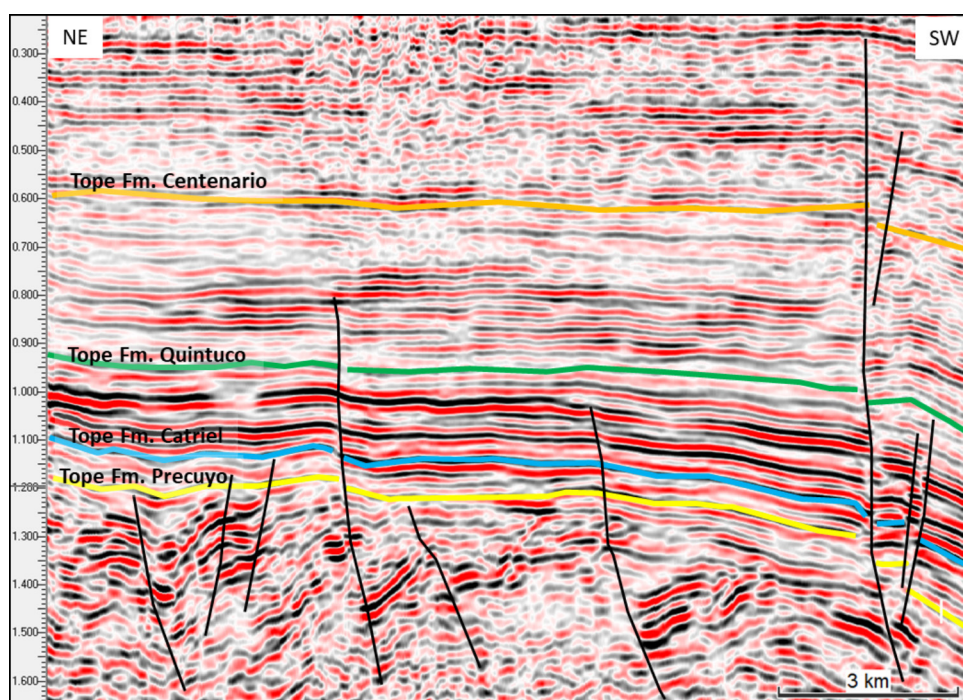


Figura 2. Línea sísmica representativa del Puesto Morales (ubicación geográfica de la línea en la Fig. 1).

pelitas producto de un aumento relativo del nivel del mar (facies 6), a la que suceden dolomías bioturbadas (facies 3) con niveles de sustratos litificados (facies 8). Sobre las facies anteriores de ambiente inframareal se depositan dolomías-anhidritas de ambiente intermareal (facies 2) y dolomías-anhidritas-lutitas de ambiente supramareal (facies 1), culminando con anhidritas-arcillitas supramareales evaporíticas (facies 4). Las facies dolomíticas inferiores son los mejores reservorios de las parasecuencias (Fig. 3B). Estos ciclos se originaron sobre una rampa somera en un ambiente de *sabhka* costero. Las condiciones batimétricas fluctuaban entre marinas abiertas submareales a supramareales hipersalinas con acumulaciones de yeso y anhidrita. Estas parasecuencias presentan continuidad lateral dentro del bloque. Los pozos perforados en Puesto Morales Norte y Sur, a excepción del sondeo más meridional, no han ensayado agua en la formación, demostrando que gran parte del bloque se halla por encima del contacto agua-petróleo.

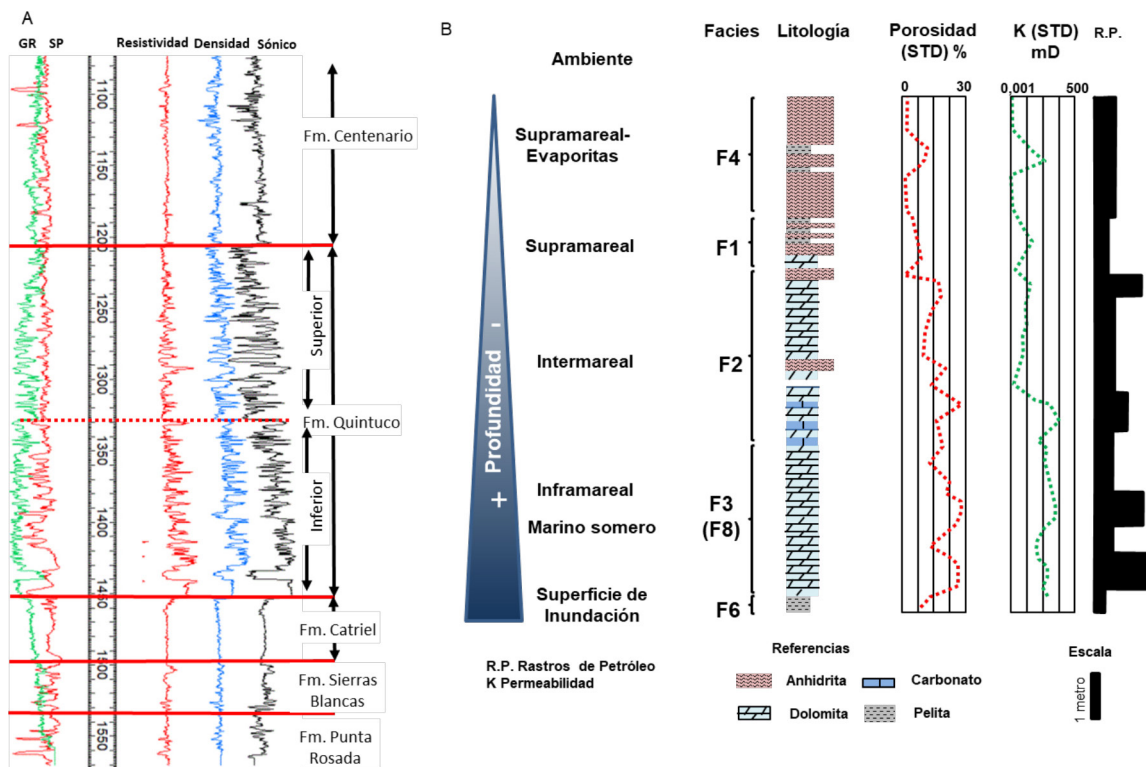


Figura 3. Estratigrafía y sedimentología. A: Columna estratigráfica en Puesto Morales, atravesada por los pozos del bloque, B: Distribución de litologías, facies, ambientes sedimentarios y propiedades petrofísicas en las parasecuencias de la sección inferior de la Fm. Quintuco.

La sección superior de la Fm. Quintuco se inicia con una máxima inundación desarrollada sobre una rampa carbonática, diferenciándose de la sección inferior por la escasez de evaporitas. Esta nueva transgresión se origina bajo condiciones ambientales de mayor humedad respecto a la sección inferior. Amplias oscilaciones en el rango del nivel de mareas dan origen a canales erosivos sobre las planicies intermareales.

En la Fig. 4 se representan los perfiles eléctricos, radioactivos y geomecánicos con las litologías de una sección representativa de la Fm. Quintuco inferior.

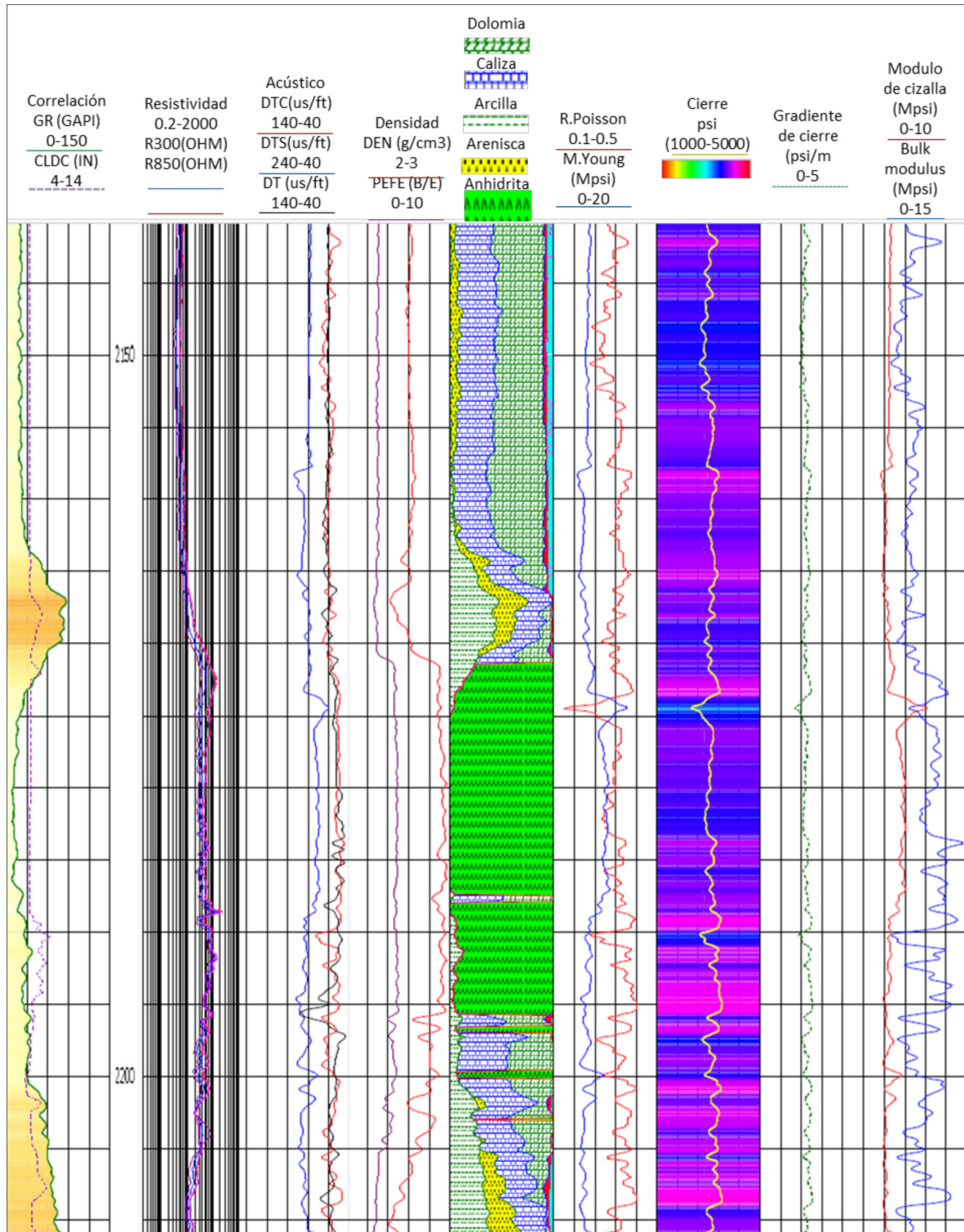


Figura 4. Perfiles de una sección representativa de la Fm. Quintuco inferior con las litologías correspondientes.

Problemática de la producción en la sección inferior de la Fm. Quintuco

Los reservorios de la sección inferior de la Fm. Quintuco se comportan como sin entrada al ser punzados y para entrar en producción deben ser estimulados mediante fracturas hidráulicas y/o tratamientos ácidos. Para el desarrollo y producción eficiente de esta unidad se debe poner en producción varias parasecuencias en forma conjunta. Con este objetivo se perforaron pozos verticales y horizontales en donde se realizaron fracturas hidráulicas que contactaron varios reservorios verticalmente y puesto a producir a través del punzado desde donde fue iniciada. Con la puesta en producción, tanto en los pozos verticales como horizontales, se observó un fuerte incremento inicial en la producción que luego de los 8 días tenían una fuerte declinación y posterior estabilización (Fig. 5). El pozo horizontal fue terminado con un *liner* 4 1/2 “sin cementar, con *packers* centralizados a pozo abierto y camisas deslizantes, después de 14 días de realizada la fractura se entró con *coiled tubing* y se corroboró pasaje libre hasta el fondo del pozo. Mediante el registro de producción (PLT) se determinó que todas las fracturas (puertos) aportaban fluido.

Esto llevó a una serie de estudios para explicar la fuerte caída de la producción inicial en los pozos, partiendo de la hipótesis de un posible empotramiento de los reservorios.

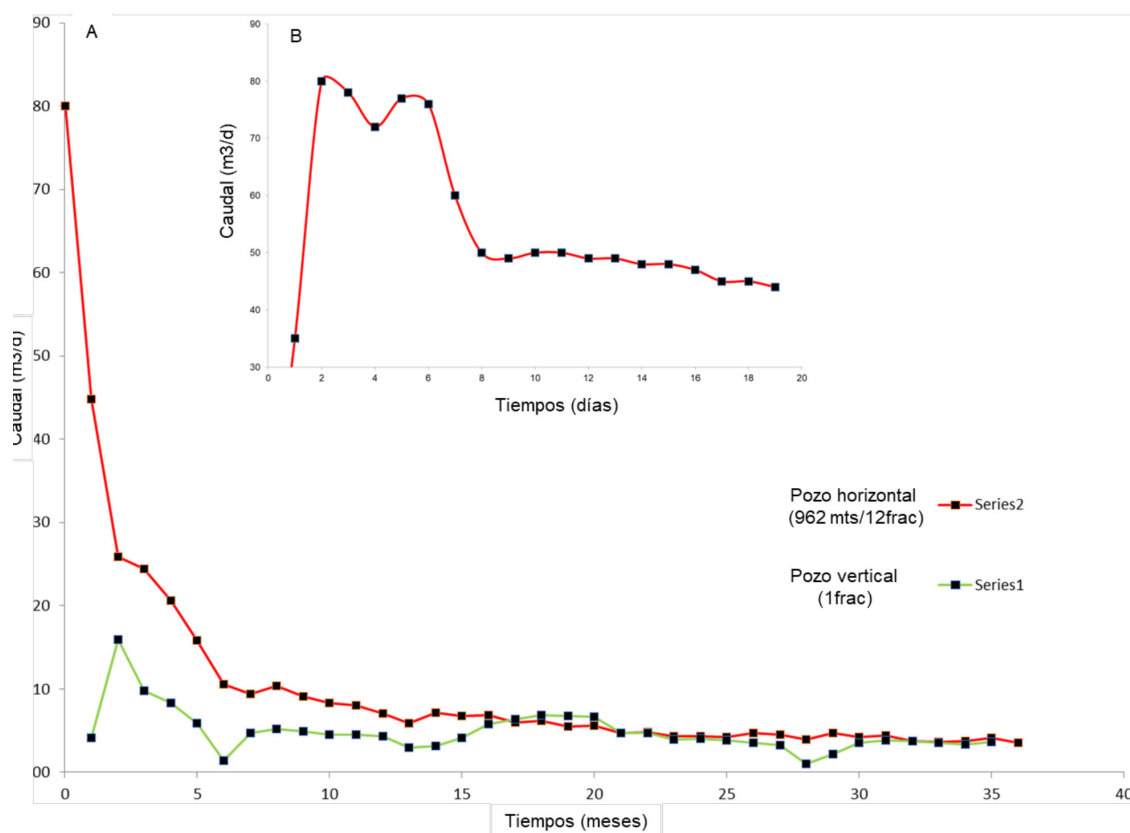


Figura 5. A. Curvas de producción en un pozo vertical y un horizontal luego de realizar fracturas hidráulicas. B. Curva de producción en los primeros días en el pozo horizontal.

ESTUDIOS Y RESULTADOS

Los estudios realizados incluye análisis de coronas (LCV s.r.l., 2007, 2008, 2009, 2012), estudios de trazadores (Tracerco 2015) y empotramiento (San Antonio 2010; Schlumberger, 2019).

Análisis de coronas

El análisis de coronas mostró que los mejores reservorios corresponden a las facies 3. Son dolomitas cristalinas con texturas depositacionales de tipo *packstone-grainstones*, *wackestone* bioclásticos a *floatstone*. Los valores de porosidad varían entre 4-18% y la permeabilidad entre 0.02 y 155 mD. La estructura sedimentaria es masiva por bioturbación, con trazas fósiles horizontales y verticales, también presentan deformación plástica y sustratos litificados que marcan periodos de no deposición. La textura dominante, por diagénesis, es de tipo mosaico equigranular y el origen está relacionado a las primeras etapas de dolomitización en un ambiente supramareal evaporítico (diagénesis muy temprana). La textura poral es intercrystalina principalmente, siendo secundaria en su origen (Fig. 6).

Los depósitos dolomíticos de las facies 1 y 2 son de tipo dolomita cristalina, dolomudstone, boundstone con delgadas intercalaciones de pelitas y anhidrita/yeso. Presentan estructuras de

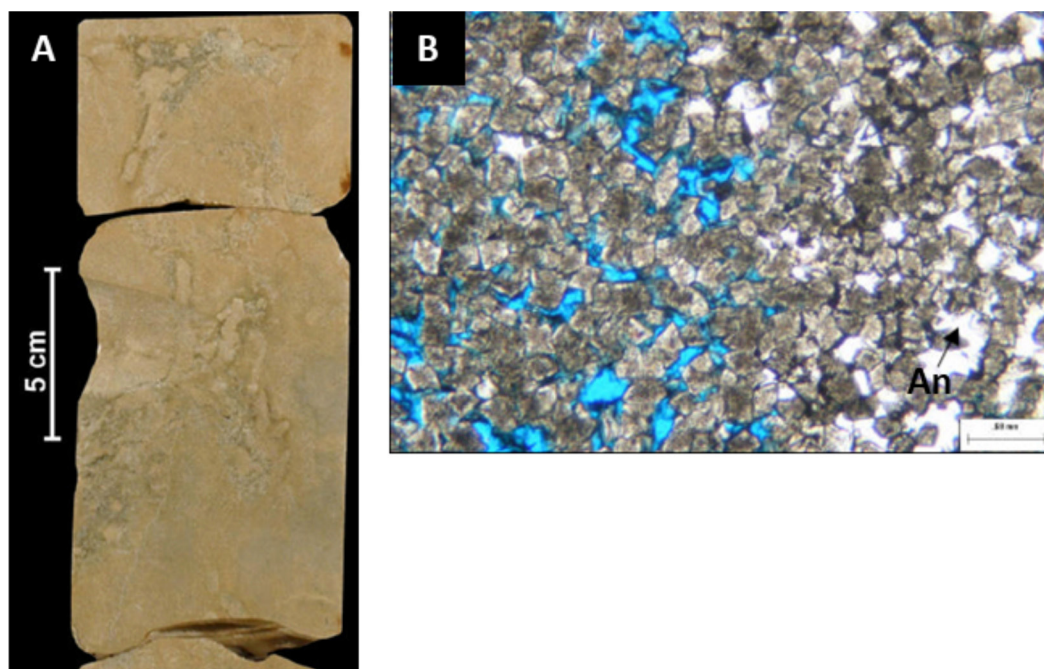


Figura 6. A- Corona de packstone dolomítico bioturbado, con grietas de disecación sobrepuestas a trazas fósiles. B- corte delgado mostrando una dolomita cristalina con textura en mosaico fino a medio, con rellenos de anhidrita (An), localmente disueltos (celestite). Porosidad del 20%, siendo predominante la textura intercrystalina, vugular y móldica (celestite).

crenulación, grietas de disecación, pseudobrechas, laminación algal y estructuras ojo de pájaro. La dolomitización es muy temprana con posteriores procesos de compactación y disolución. La porosidad es fenestral e intramatrix de origen primario y secundario, alcanzando valores del 15% y permeabilidades de 28 mD (Fig. 7).

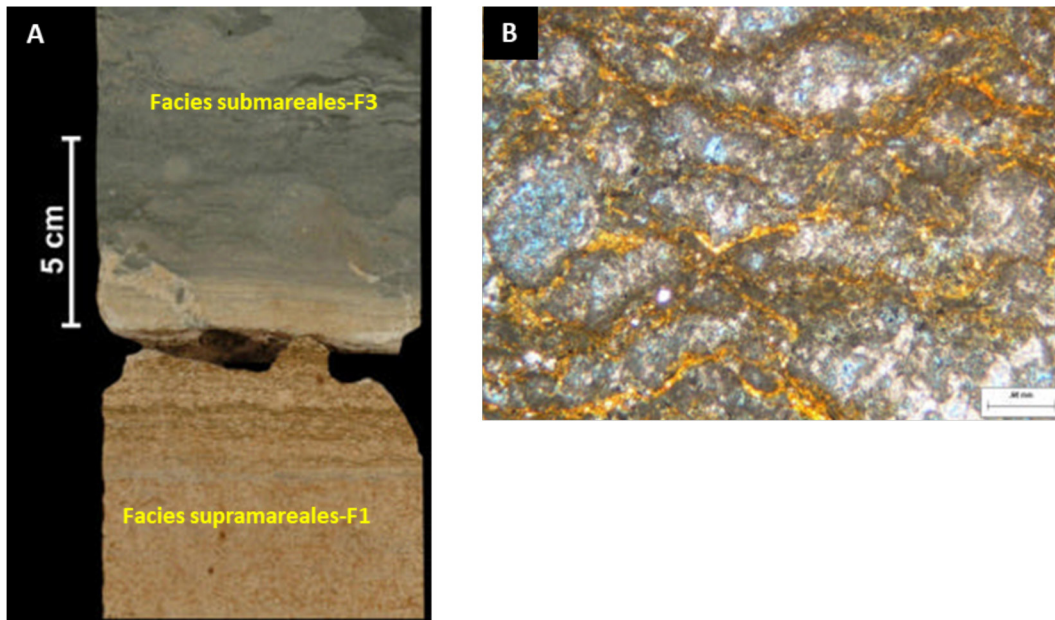


Figura 7. A-Corona con facies supramareales (Facies 1, tramo inferior) y submareales (facies 3, tramo superior). La facies 1, dolomudstone con laminación muy fina y arrugada, impregnada de óxidos. En contacto neto pelitas bioturbadas (facies 3). B- corte delgado de la facies 1, dolomudstone con estructura ojo de pájaro cementado por anhidrita poiquilítica, laminación irregular Porosidad del 15%, con textura fenestral y móldica.

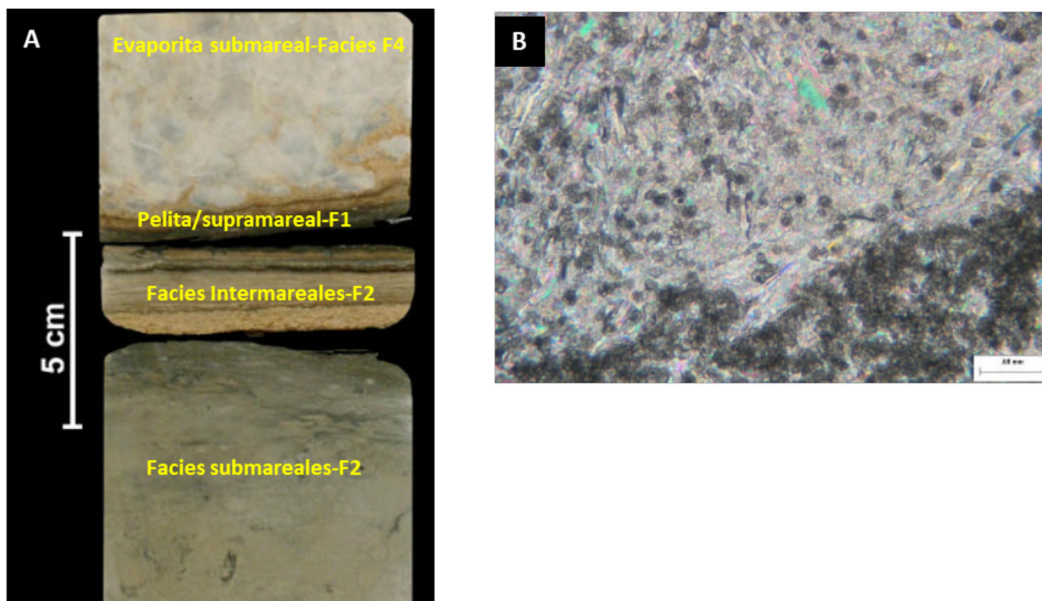


Figura 8. A- Corona con asociación de facies 2 (dolomudstone bioturbados a finamente laminados submareales), 1 (pelitas) y 4 (evaporitas con texturas nodular y masiva, submareales en contacto neto). B- corte delgado de la facies 4, mostrando listones de anhidrita paralelos al contorno de los nódulos. No presenta porosidad.

La anhidrita se presenta rellenando espacios porales en las facies 1, 2 y 3, o formando capas masivas a nodulares (facies 4) con gran continuidad lateral en el bloque y espesores de hasta 4 metros, siendo los sellos de cada parasecuencia. Si bien las anhidritas son la litología dominante en esta facies, también presentan delgados niveles de arcillitas y dolomitas muy subordinadas. La microtextura es de listones orientados verticalmente. Las evaporitas masivas se depositaron inicialmente como cristales de yeso bajo condiciones subácueas, en forma de capas cristalinas, posteriormente el yeso es reemplazado por anhidrita. Esta facies no presenta porosidad (Fig. 8).

Ensayos de empotramiento en reservorios

Los ensayos para evaluar el posible empotramiento en las rocas reservorio (dolomitas) se realizó con agentes sostén cerámico 16/30 y arenas 16-30 (usados en las fracturas hidráulicas). La presión de cierre fue de 3000 psi (presión de cierre promedio de la Fm. Quintuco en Puesto Morales), durante 30 minutos sobre los discos de la roca reservorio (dolomías). Los resultados mostraron que a concentraciones de agente sostén arealmente adecuadas no se produce un empotramiento (San Antonio 2010).

Estudio de trazadores

En la completación del pozo horizontal, en cada una de las doce etapas, se inyectaron trazadores orgánicos (Tracerco 2015) que permitieron analizar la producción de cada etapa de fractura. La base de la tecnología es la liberación controlada y largo plazo de trazadores polímeros que están formulados para distinguir entre el agua y el petróleo en entornos de múltiples fases complejas. Tras la activación, las moléculas trazadoras liberan de una manera controlada y sostenida que permite la cuantificación de flujo, mediante muestreo superficie de fluidos y análisis. El pozo navegó horizontalmente en una de las parasecuencias y mediante el fracturamiento hidráulico se realizó la puesta en producción de varias parasecuencias en conjunto y la adición de los trazadores. Con el análisis de los trazadores se concluyó que los 12 puertos aportaban fluido.

Johnston *et al.* (2005) reconoce 4 tipos de curvas de producción de los trazadores: 1-Gaussiana, 2-Unimodal sesgada, 3-Bimodal sesgada y 4-Multimodal sesgada. El tipo 1 caracteriza a una formación homogénea e isotrópica, el tipo 2 a un flujo canalizado, los tipos 3 y 4 responde a diferentes flujos canalizados, en donde cada moda responde a diferentes conjuntos de fracturas y/o la matriz.

En Puesto Morales el estudio de trazadores, en la fase agua (Fig. 9A) mostró una moda principal en los primeros 8/10 días caracterizada por una fuerte caída, y una segunda moda a partir de los 10 días con una caída más lenta en forma exponencial inversa en la mayoría de

las etapas. Este comportamiento es igual tanto en la producción de trazadores como de agua. Un comportamiento semejante de trazadores fue observado por Barnes (1999) en el estudio de acuíferos de la Fm. Ulster White Limestone en Irlanda del Norte (Fig. 9B). Este autor concluye

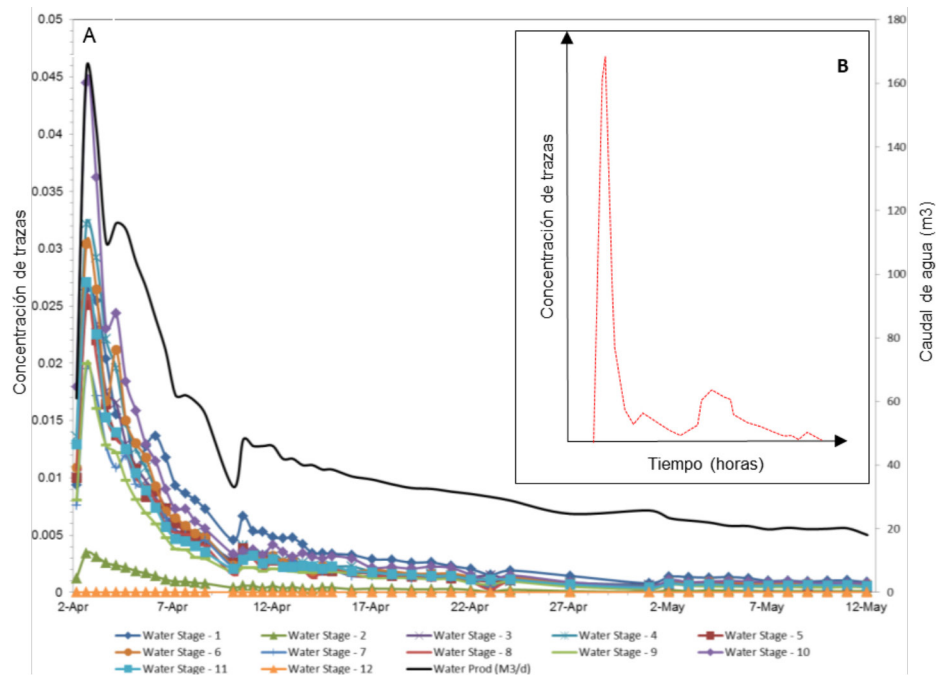


Figura 9. Gráfico de comportamiento de los trazadores. A-comportamiento de los trazadores de base agua y producción de agua, B-comportamiento de trazadores en Cornmill Spring (modificado de Barnes, 1999).

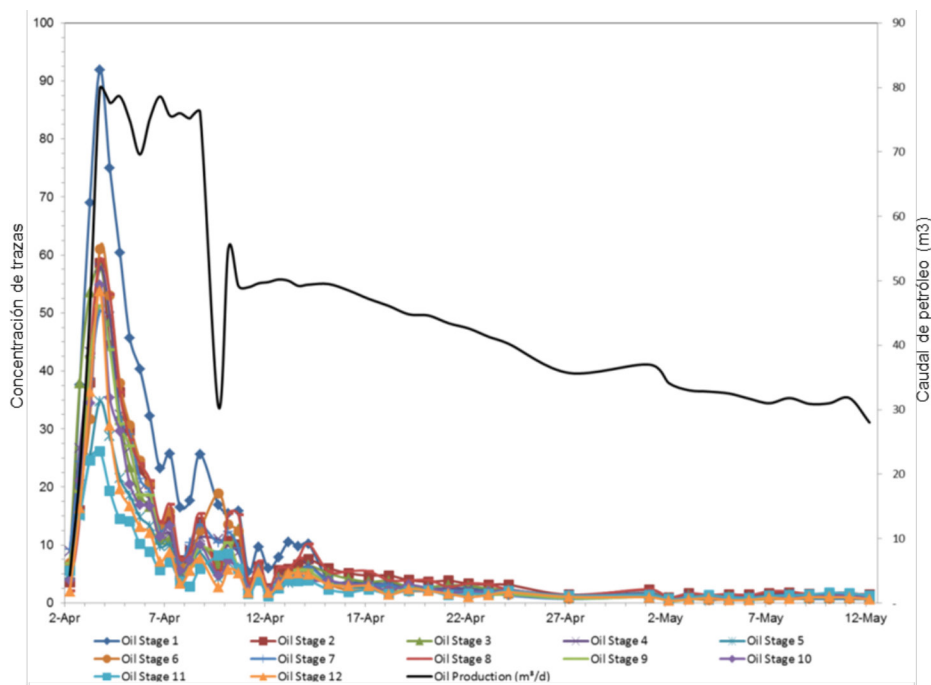


Figura 10. Comportamiento de trazadores a base petróleo y producción de petróleo.

que la primera moda representa la vía hidráulica más eficiente, en tanto las modas subsidiarias corresponden a fisuras secundarias que aportan cuando el flujo principal cesa su aporte. En Puesto Morales, la caída de la concentración de los trazadores base petróleo no se refleja en la producción de petróleo que se mantiene constante (Fig. 10), hasta el octavo día en donde se produce una brusca caída, y posteriormente tiene un comportamiento semejante a los trazadores. El comportamiento de los caudales de agua y trazadores es análogo ya que el agua proviene del proceso de fracturamiento hidráulico, la formación se halla saturada en petróleo, en tanto que los caudales de petróleo y trazadores base petróleo reflejan que en los primeros 10 días se pierde uno de los flujos canalizados hacia el pozo. Las modas corresponden a sistemas de fracturas (modas en trazadores fase agua) y matriz (3 modas en trazadores fase petróleo).

Ensayo de empotramiento en anhidritas

A partir de los resultados previamente expuestos se planteó estudiar el comportamiento de las capas de anhidritas que separan los niveles de reservorio dolomíticos ante el fracturamiento hidráulico. Se evaluó la conductividad de las fracturas con el aumento de la presión de confinamiento y un ensayo de larga duración bajo una presión de confinamiento y temperatura semejante a la de los reservorios de la Fm. Quintuco en Puesto Morales. Con tal fin, se extrajeron *plugs* de anhidritas masivas en coronas de pozos y fueron enviados a los laboratorios Terra Tek de Schlumberger en Houston (Schlumberger 2019). Los *plugs* fueron extraídos con su eje mayor perpendicular a la estratificación. Posteriormente se seccionaron longitudinalmente y se aplicó propante arena 20/40 sobre la superficie entre ambas mitades. A continuación las dos mitades se acoplaron y se colocaron en el tester de tal manera que permita la circulación de fluido entre las superficies, manteniendo uniforme la presión hidrostática durante sucesivas presiones de confinamiento primero, y luego a presión de confinamiento del reservorio pero a través del tiempo. La distribución del propante fue uniforme sobre las superficies. Se utilizó una pequeña cantidad de miel (soluble en agua) para que el propante no se desplace mientras se montaba la muestra en la funda del tester. Se controló en todo momento que no hubiera pérdida de propante durante el ensayo. Para evaluar el empotramiento del propante y la sensibilidad del flujo (conductividad de la fractura), se siguió el siguiente protocolo: 1- se cargó la muestra a una presión de confinamiento nominal de 500 psi; 2- el flujo inicial del fluido fue de 0.1-0.5 ml/min y con una exposición del fluido por 45 minutos por cada etapa de presión o tiempo adicional de ensayo, para obtener una conductividad estabilizada; 3- se incrementó la presión de confinamiento a un máximo de 2000 psi o hasta que la conductividad de la fractura cesara; 4- Se removió las muestras cuidadosamente y fotografió, posteriormente se analizó el empotramiento; 5- el porcentaje de empotramiento fue calculado mediante la medición de la profundidad de los hoyos dejados por el propante sobre secciones diagonales a la superficie de la muestra.

Los resultados mostraron que en los ensayos instantáneos no hubo efectos de empotramiento ni pérdida de conductividad apreciable en la anhidrita (Fig. 11), sin embargo en los ensayos de larga duración se produjo una caída de la conductividad en más del 55% en 10 días (Fig. 12).

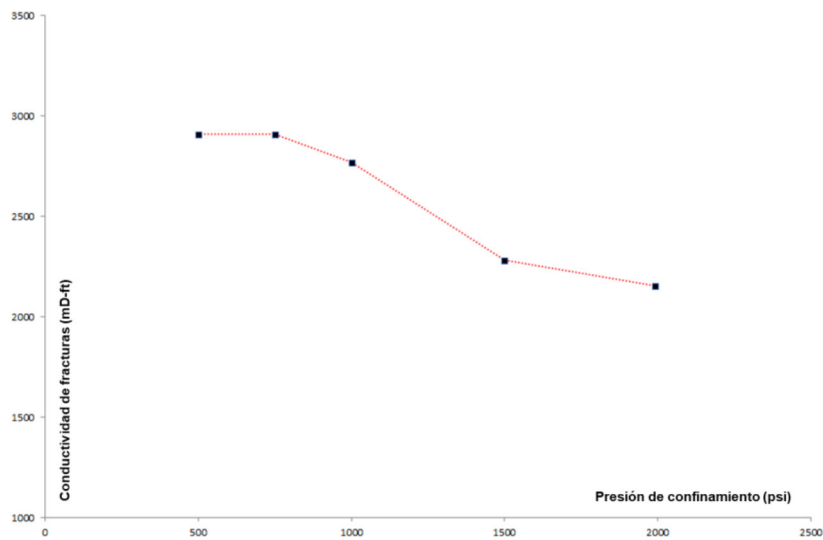


Figura 11. Ensayo de empotramiento en anhidritas a diferentes presiones de confinamiento.

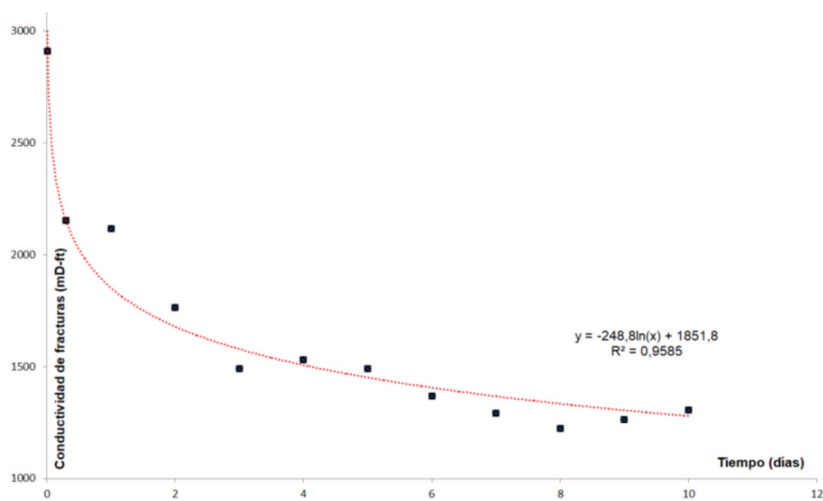


Figura 12. Ensayo de empotramiento en anhidritas a presión de confinamiento del reservorio a través del tiempo.

DISCUSIÓN

Las altas tasas de *creep* aceleran el empotramiento del propante dando lugar al decrecimiento de la abertura y conductividad de las fracturas. Tasas diferenciales de *creep* y empotramiento a lo largo de capas con diferentes mineralogías producen la compartimentalización de las fracturas reduciendo la efectividad del transporte de los fluidos desde la matriz de la roca al pozo a través del propante. Comparada con otras mineralogías hay muy pocas evidencias experimentales de cómo se comporta la anhidrita en condiciones de temperaturas y tasas de deformación bajas, presencia de agua, etc. (Urai *et al.* 2008). Handin y Hager (1957) demostraron que a condiciones ambientales de presión y temperatura la anhidrita es frágil, pero a presión de confinamiento el comportamiento es dúctil. Elizzi (1976) observó que la deformación por *creep* de la anhidrita a temperatura ambiente obedece a una ley logarítmica ($\epsilon = A + B \times \log(t)$, en donde A, B son constantes y t es tiempo) en condiciones de esfuerzos y presiones de confinamiento bajos, cambiando a una expresión exponencial a esfuerzos y presiones de confinamiento altas ($\epsilon = C \times t^n$, donde C y n son constantes y t es tiempo). A temperaturas por encima de 100°C y hasta 200°C la anhidrita se debilita notablemente según el tamaño de grano y la velocidad de deformación, a temperaturas de 300°C y en confinamiento el límite elástico es insignificante, fluyendo fácilmente (Müller *et al.* 1981).

Las temperaturas de los reservorios en Puesto Morales son de 60°C y presiones de confinamiento del orden de 148/151 kg/cm². Las pruebas realizadas por Schlumberger (2019), reproduciendo las condiciones de reservorio, muestran un comportamiento inicial frágil de la anhidrita ante el stress generado durante la fracturación hidráulica. Con el tiempo la anhidrita comienza a fluir (*creep*), reduciendo la conductividad de las fracturas en más 50% en los primeros 8 días. El decaimiento de la conductividad de las fracturas en la anhidrita ajusta a una ecuación logarítmica (Fig. 12). Sone y Zoback (2013) al estudiar la deformación en reservorios no convencionales, observaron que los niveles elásticos (rocas cuarzosas y/o carbonáticas con alto módulo de Young) tienen tasas de deformación *creep* insignificante que se estabiliza a los pocos días, en tanto los niveles arcillosos con abundante materia orgánica y bajo valor de módulo de Young sufren una deformación pronunciada en el transcurso de meses. Los ensayos realizados en la anhidrita mostraron una deformación viscoelástica en corto tiempo (reflejada en la caída del 50% de la conductividad), si bien la anhidrita presenta un módulo de Young elevado (Fig. 4).

En el corte sísmico de la Fig. 13, se observa la trayectoria del pozo horizontal, el cual navegó mayormente por debajo del reservorio estando separado del mismo por un nivel de anhidrita. Se realizaron fracturas, que comunicaron el pozo con los reservorios (10 puertos), en tanto que dos puertos se hallan en el reservorio. Tal como se observa en la Fig. 5, el pozo muestra una fuerte caída inicial, como respuesta del *creep* inicial, y a través del tiempo converge

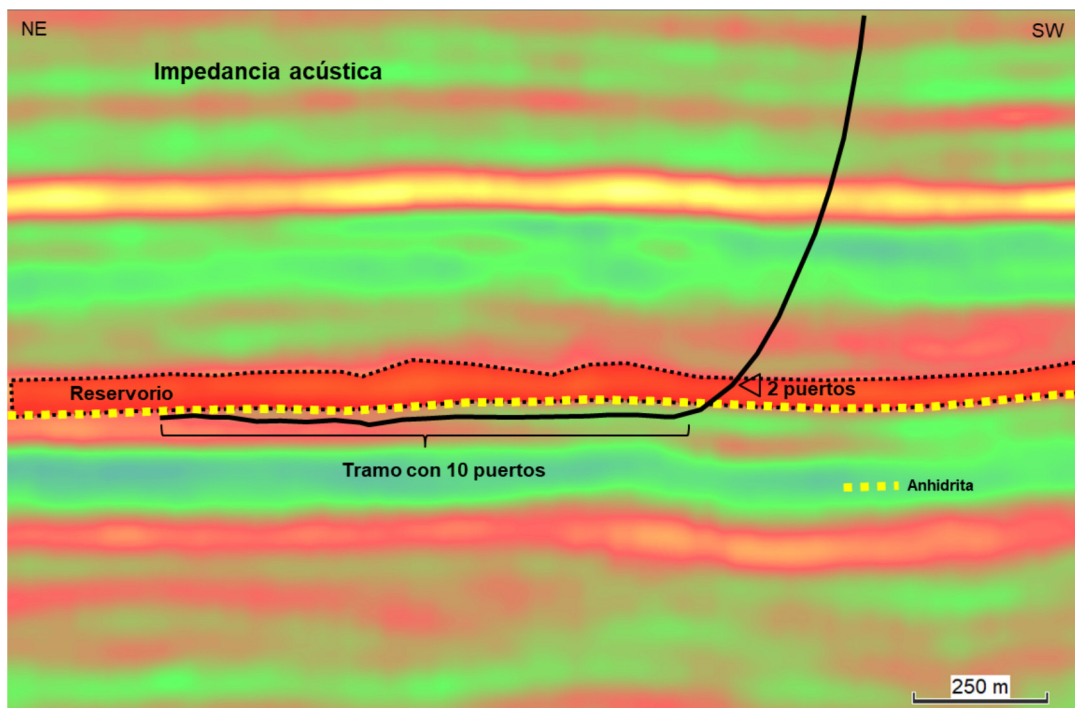


Figura 13. Corte sísmico de Impedancias acústicas mostrando la trayectoria del pozo horizontal.

a una producción similar a la de un pozo vertical, evidenciando el cierre de las fracturas en las anhidritas.

CONCLUSIONES

A partir de los estudios geológicos de corona, trazadores y empotramiento se interpretó que la anhidrita presenta inicialmente una respuesta frágil ante el fracturamiento hidráulico (a condiciones de Presión y Temperatura del reservorio), pero en un corto tiempo comienza a fluir cerrando las fracturas dando lugar el empotramiento de los propantes. La caída de la conductividad responde a una ecuación logarítmica, al igual que la deformación por *creep* a bajas temperaturas y presión de confinamiento citadas para la anhidrita en la literatura. Por lo expuesto, la producción en conjunto de los reservorios dolomíticos separados entre sí por niveles de anhidritas debe realizarse mediante punzados y fracturas individuales o bien a través de pozos horizontales que naveguen en cada una de las parasecuencias, dependiendo esto de la economicidad del proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecemos a los árbitros por las sugerencias y comentarios que mejoraron el manuscrito.

REFERENCIAS CITADAS

- Barnes, S., 1999. Karstic groundwater flow characteristics in the Cretaceous Chalk aquifer, Northern Ireland, *Quarterly Journal of Engineering Geology*, 32, p. 55-68.
- Carswell, A., 2019. Loma Montosa Oil Development. Horizontal Drilling Pilot Project, Madalena Energy s.r.l., Inédito.
- Elizzi, M.A.S., 1976. The time dependent behavior of some evaporate rocks, Thesis submitted to the University of Sheffield for the Degree of Doctor of Philosophy.
- Handin, J. y Hager R., 1957. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Tests at room temperature on dry samples, *Bulletin American Association Petroleum Geology*, 41, p. 1-50.
- Johnston, P., Atkinson, T., Odling, N y Barker, J., 2005. Models of tracer breakthrough and permeability in simple fractured porous media, en Shaw, R. (ed.), *Understanding the Micro to Macro Behaviour of Rock-Fluid Systems*, Geological Society, London, Special Publications, 249, p. 91-102
- LCV s.r.l., 2007. PPEA.RN.PMN.a-1012 well (Cores # 1), (Puesto Morales Norte) Loma Montosa Formation. Sedimentologic, Petrographic, Diagenetic and Petrophysical Study, Informe inédito.
- LCV s.r.l., 2008. PPEA.RN.PMS-1007 well (Cores # 1-2), Puesto Morales Sur (Loma Montosa Formation). Sedimentologic, Petrographic, Diagenetic and Petrophysical Study, Informe inédito.
- LCV s.r.l., 2009. PPEA.RN.PMS-1011 well (Cores # 1-2), Puesto Morales Sur (Loma Montosa Formation). Sedimentologic, Petrographic, Diagenetic and petrophysical Study, Informe inédito.
- LCV s.r.l., 2012. PPEA.RN.PMN-1069 well (Cores # 1), (Puesto Morales Norte) Loma Montosa Formation. Sedimentologic, Petrographic, Diagenetic, Scanning electron microscope and X-Ray Diffraction Study, Informe inédito.
- Müller, W., Schmid S. y Briegel U., 1981. Deformation experiments on anhydrite rocks of different grain sizes: rheology and microfabric, *Tectonophysics*, 78, p. 527-543.
- San Antonio, 2010. Evaluación empotramiento de agente de sostén. Pozo PMS-1007, Informe inédito.
- Schlumberger, 2019. Proppant Embedment PPEA.RN.PMS-1011, Informe inédito.
- Sone, H. y Zoback, M., 2013. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks. Part 2: Ductile *creep*, brittle strength, and their relation to the elastic modulus, *Geophysics*, 39, D393-D402.
- Tracerco, 2015. Report on frac-stage tracer tagging utilizing water & oil phase chemical tracers. Well Puesto Morales 1135, Informe inédito.
- Urai, J., Schlöder, Z., Spiers, C. y Kukla, P., 2008. Flow and transport properties of salt rocks, en Littke, R., Bayer, U., Gajewski, D. y Nelskamp, S. (eds.), *Dynamics of complex intracontinental basins: The central European basin system*, Springer, p.277-290.

