

DESARROLLO DE RESERVORIOS NO TRADICIONALES EN LA FORMACIÓN MINA DEL CARMEN UTILIZANDO TECNOLOGÍA RIG LESS PARA FRACTURAR A TRAVÉS DE CASING, EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Laura Alonso, Pan American Energy, lcalonso@pan-energy.com

Ariel Benso, Pan American Energy, rbenso@pan-energy.com

Diego Leandro Zurlo, Pan American Energy, dzurlo@pan-energy.com

Maximiliano Varela Muñoz, Pan American Energy avarelamunoz@pan-energy.com

Palabras claves

Mina del Carmen, Reservorios alterados, terminación Rig less, Plug and Perf, Casing Frac

Resumen

El área de estudio se encuentra en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. Estos reservorios no tradicionales pertenecen a la Fm. Mina del Carmen (MdC), precisamente en la sección inferior, en lo que dentro del ámbito de Cerro Dragón se denominan MdCA y MdCB. Los mismos fueron generados en un ambiente de planicie de inundación con evidencia de hidromorfismo que generó alteración durante la diagénesis, con presencia de porosidad secundaria. Presentan heterogeneidad vertical y baja porosidad y permeabilidad, por esta razón es fundamental realizarle estimulaciones hidráulicas adecuadas, ya que es condición necesaria para su producción.

Las terminaciones se realizaban en forma convencional, punzando y fracturando en varias etapas. Las fracturas por tubing limitaban la presión de bombeo debido a las altas fricciones en la cañería. Adicionalmente se presentaban inconvenientes de desplazamiento de fracturas, arenamientos, altos gradientes de fracturas y la necesidad de ahogue del pozo para continuar con la etapa siguiente, afectando las productividades finales. También se observaba que las presiones entre pozos a distanciamientos de 350 metros aún se encontraban a valores originales.

La tecnología de fractura por casing (CSG Frac) permitió sortear todos estos inconvenientes e incluso aumentar los metros punzados, el volumen de tratamiento y la cantidad de fracturas. Al tratarse de reservorios de gas, dicha tecnología evitó la necesidad de ahogar el pozo en cada una de las etapas.

Como resultado se observa un aumento en la productividad de los pozos, liberación de horas de equipos de WO y la posibilidad de incorporar prospectos in fill para desarrollar este tipo de reservorios de baja permeabilidad.

Abstract

The area of study is located on the northern flank of the Golfo San Jorge basin. These untraditional reservoirs belong to the lower section of the Fm. Mina del Carmen (MdC), called MdCA and MdCB. They were generated in a floodplain environment with evidence of hydromorphism that generated alterations during the diagenesis, with the presence of secondary porosity. They present vertical heterogeneity and, due to its low permeability and porosity, it is essential to performed hydraulic fractures.

Historically, the well completions were made in a conventional way, perforating and fracturing in several stages. Fracturing by tubing limited the available pump pressure due to high tubing frictions losses. Additionally, there were complications of fluid displacement, screen out, high gradients of fracture and the need to control the well increasing the work fluid density in order to continue with the next stage, affecting the final productivities. It was also observed that pressures between wells at distances of 350 meters were still at their original values.

The Casing frac technology allowed us to solve these inconveniences, to increase the amount of perforate meters, to increase the volume of treatment and to increase the number of fractures. This technology avoided the need to kill the well in each stage.

As a result, there is an increase in the gas productivity per well, the release of workover rigs and the possibility of incorporate in-fill wells to develop this type of low permeability reservoir.

Introducción

La zona de estudio se encuentra en el Yacimiento Cerro Dragón, ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, precisamente en el yacimiento Tres Picos Norte (Fig 1). El área abarca 9 km² y a Junio de 2019 cuenta con 31 pozos perforados.



Fig. 1 – Modificado de Varela Muñoz et al., (2016). Ubicación del bloque Cerro Dragón en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. En rojo, la zona de estudio de los reservorios “LogFacies1” de Panamerican Energy. Yacimiento Tres Picos Norte.

Marco geológico

El presente estudio se centra en La Formación Mina del Carmen (Fm. MdC), la cual fue definida como tal por Lesta (1968) y es un equivalente lateral de la Formación Castillo (Lesta 1968; Lesta y Ferello 1972). En el ámbito de Cerro Dragón se encuentra representada por una sucesión de sedimentos tobáceos depositados en ambientes fluviales compuestos tanto por facies canalizadas como no canalizadas (planicies de inundación proximal y distal, arroyadas en manto).

En un principio el alto contenido tobaceo de la Fm. MdC hizo que la misma no fuese de principal interés. Sin embargo en la actualidad, en base a nuevos estudios, estos reservorios tomaron mayor importancia debido a que poseen una considerable producción de gas y sus consecuentes reservas asociadas.

Acuña et al., (2011) describen un nuevo tipo de reservorio para la Fm. MdC y lo denominan en forma genérica como “LogFacies 1” debido a que se los definió a partir de su respuesta en perfiles eléctricos. Estos reservorios corresponden a sedimentos depositados en ambientes de planicie de

inundación distal o proximal con evidencias de hidromorfismo, anegamiento o desarrollo de lagunas efímeras (wetlands), y se caracterizan por presentar arreglos de capas finas en espesores del orden de decenas de metros. Durante los períodos de anegamiento se generaron alteraciones que posibilitaron la disolución de sílice y la presencia de porosidad secundaria. Estos reservorios se encuentran en el tramo inferior de la subunidad MdC B y en el tramo superior de la subunidad MdC A, tal como lo describieron Cayo et al., (2011) (Fig. 2), y fueron descriptos por primera vez a partir de testigos corona en el Yacimiento Valle Hermoso. En esas muestras de roca se determinaron 3 Logfacies: a) las LF1, que se corresponden con reservorios desarrollados a partir de alteraciones dentro de planicie de inundación; b) LF2 correspondiendo a zonas de No Reservorio. c) LF3 identificados como reservorios canalizados (Fig. 3).

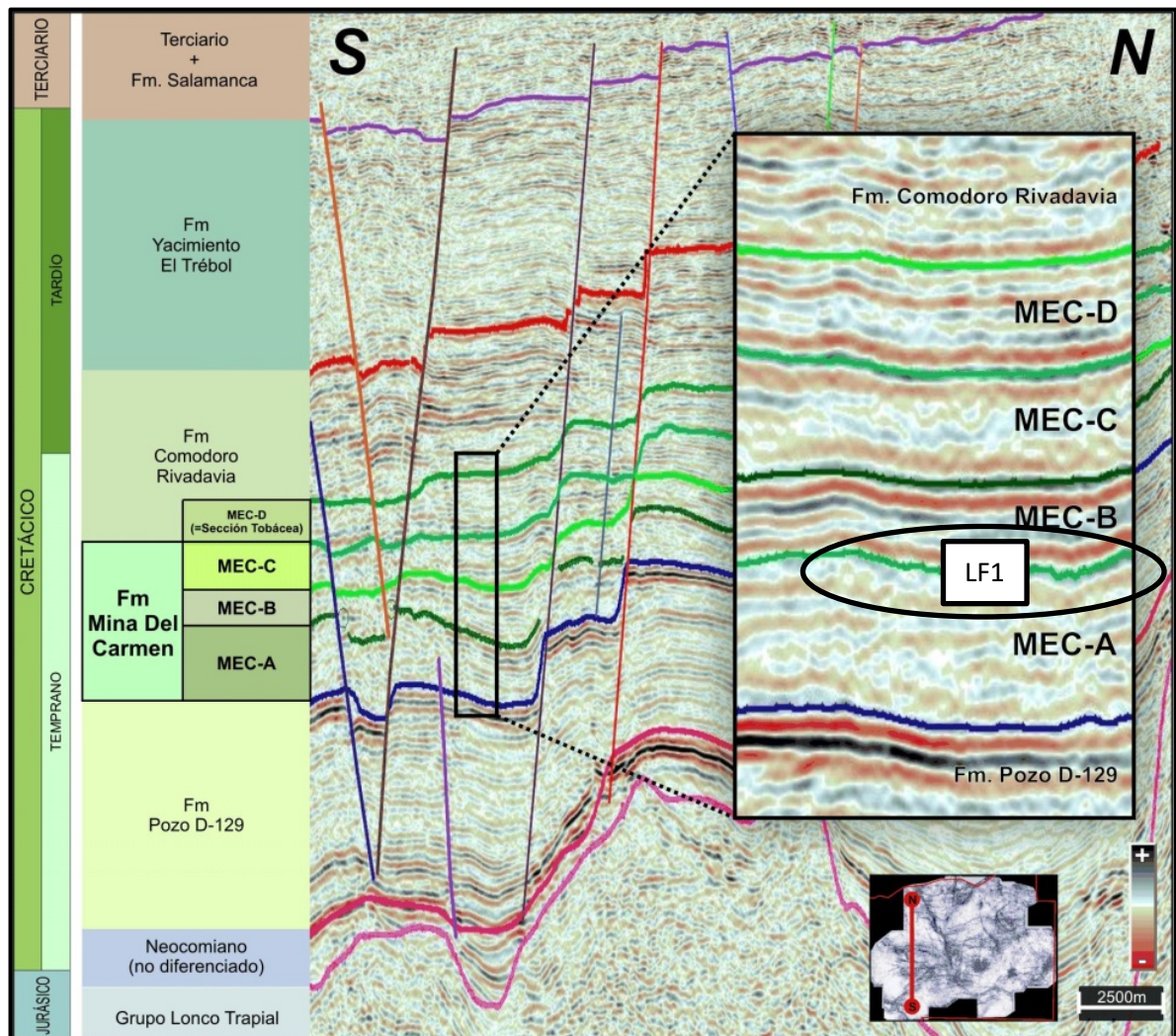


Fig. 2 – Tomado y modificado de Cayo et al., 2011. División sísmica de la Fm. MdC en Cerro Dragón. Ubicación temporal de los reservorios LF1 en la sección superior de MEC A y sección basal de MEC B.

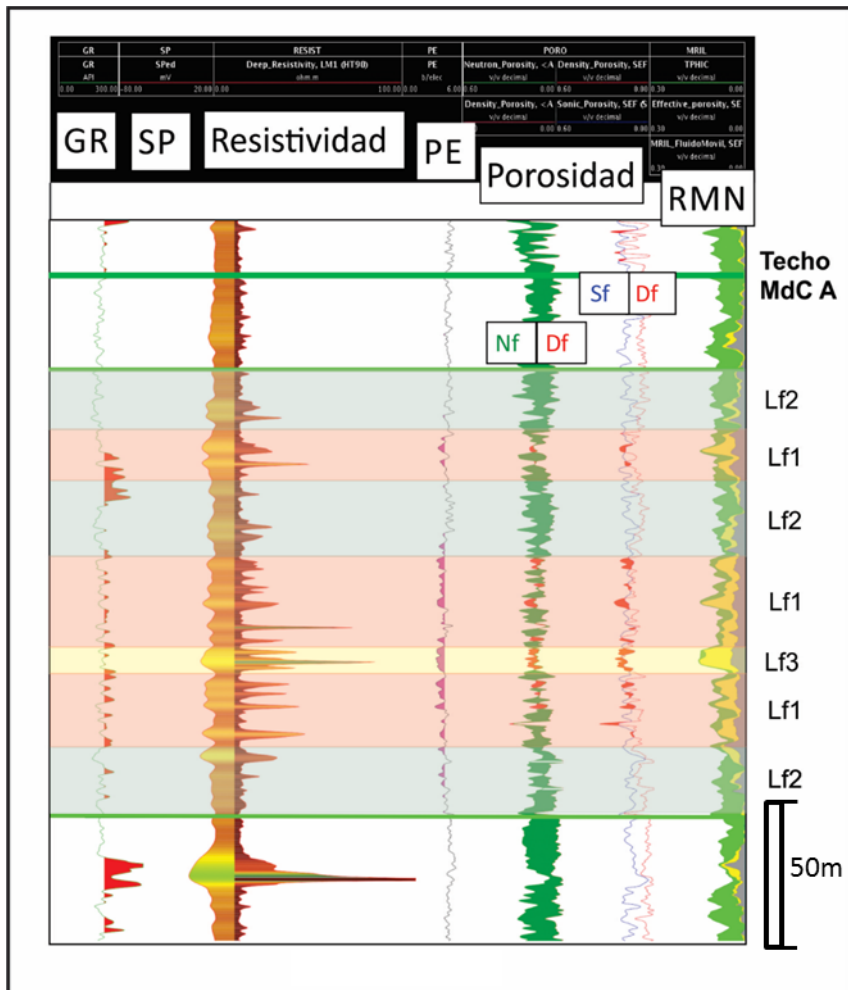


Fig. 3 – Columna tipo de la zona superior de Mina del Carmen “A” en donde se pueden distinguir 3 Logfacies. LF1 para reservorios de planicie de inundación alterada, LF2 para las zonas No reservorio, y LF3 para los reservorios canalizados clásicos de la Fm MdC.

En los últimos años en el Yacimiento denominado Tres Picos Norte, dentro del área de Cerro Dragón, se hace especial énfasis en las LF1 ya que las LF3 (reservorios canalizados) son los reservorios que históricamente se explotaron dentro de la Fm. Mdc, y dada su heterogeneidad y su baja relación *net to gross* dentro de la formación no representan un objetivo atractivo.

Varela Muñoz et al., (2016) trabajaron con volúmenes de una Inversión Sísmica Simultánea con el objetivo de delimitar estos reservorios arealmente y caracterizarlos sísmicamente. Este tipo de inversión sísmica, permite obtener propiedades elásticas de las rocas a partir de la inversión de apilados parciales en ángulos y perfiles de pozos, permitiendo luego evaluar la calidad de los reservorios. Se realizó un análisis cuantitativo utilizando estos volúmenes. A partir de los perfiles de 10 pozos se graficaron en un *cross plot* los valores de las propiedades $\lambda.\rho$ vs $\mu.\rho$ (Fig. 4a) en la ventana de interés. Luego se discriminaron estos puntos según los valores de porosidad efectiva lo cual permitió obtener un polígono de captura, es decir combinaciones de puntos con ciertos valores de $\lambda.\rho$ y $\mu.\rho$ que correlacionan con valores altos de porosidad efectiva. A continuación se aplicó este polígono a los volúmenes sísmicos de estas mismas propiedades, capturando regiones con esta combinación de valores (Fig. 4b y 4c).

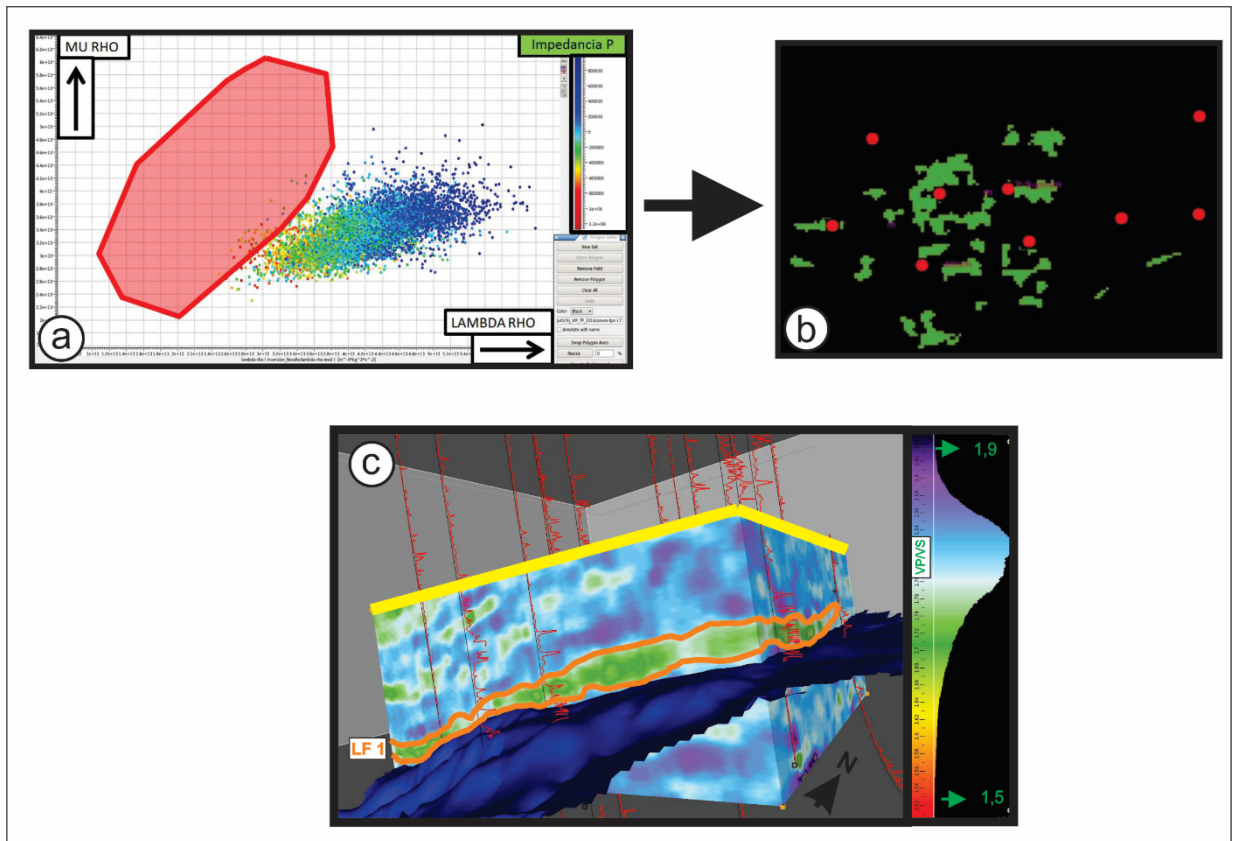


Fig. 4a – Crossplot entre valores del Lambda Rho y Mu Rho de los volúmenes sísmicos.

Fig. 4b – Vista en planta de los geocuerpos obtenidos a partir del polígono de captura.

Fig. 4c – Vista 3D del volumen VPVS y la superficie base del reservorio.

En los primeros estudios estratigráficos de Acuña et al., (2011) estos reservorios LF1 se los agrupó en un tramo de entre 80 y 100 metros de espesor, en el que alternan estratos reservorios finos de la LF1 propiamente dicha (menos de 2 metros de espesor) con zonas de LF2 (no reservorios) y aisladas presencias de LF3 (reservorios canalizados) intercalados entre las otras *Logfacies*. En el presente estudio se realizó un esfuerzo por lograr una discriminación interna dentro de ese tramo de columna y diferenciar la presencia de reservorios LF1 y LF3 tanto areal como verticalmente. Para ello se implementó una metodología de discriminación por medio de *cross plots* a partir de las curvas de distribución de tamaño de gargantas porales provenientes del perfil de Resonancia Magnética Nuclear.

Antecedentes

El desarrollo de estos reservorios comenzó en el año 2011. En esa época los pozos eran completados no solo en la Lf1, sino también en reservorios superiores de la Formación Comodoro Rivadavia. Para optimizar la producción de gas, en el año 2014 se comienzan a completar solamente en la zona en estudio.

Debido a las características ya descritas de estos reservorios (baja porosidad y permeabilidad) era necesario realizar fracturas hidráulicas en los mismos para poder producirlos. Las terminaciones consistían en ir punzado y fracturando de a una etapa a la vez dada la cercanía entre los distintos reservorios de interés. Esto no solo implicaba múltiples etapas de punzados, sino también sacar el conjunto de tapón y packer utilizado en la fractura anterior para poder punzar la siguiente. Durante este período de maniobra, si la fractura desplazaba, era necesario circular y ahogar el pozo, con el consiguiente daño a la formación. En muchos casos, el desplazamiento del pozo se producía en forma posterior a haber sacado la sarta de tubings, lo que implicaba grandes esfuerzos en términos de tiempos operativos y costos en densificar el fluido de completación para poder controlar el pozo sin herramientas en el mismo.

Otro de los inconvenientes que se planteaba eran los altos gradientes de fracturas de algunas zonas, superiores al 0.8 Psi/ft (Fig. 5). La limitante en cuanto a disponibilidad de presión de bombeo resultaba en tratamientos incompletos, utilización de punta ácida para disminuir la fricción en los punzados y en el peor de los casos, arenamientos. Como se puede observar en la figura (Fig. 6), la campaña TP 2018 realizada en forma convencional, tuvo mayor cantidad de arenamientos (23% vs 10%) con un promedio de gradiente de fractura 6% menor que la campaña TP 2019 y un 12% menor que la campaña VM 2018/2019, ambas realizadas en forma Rigless.

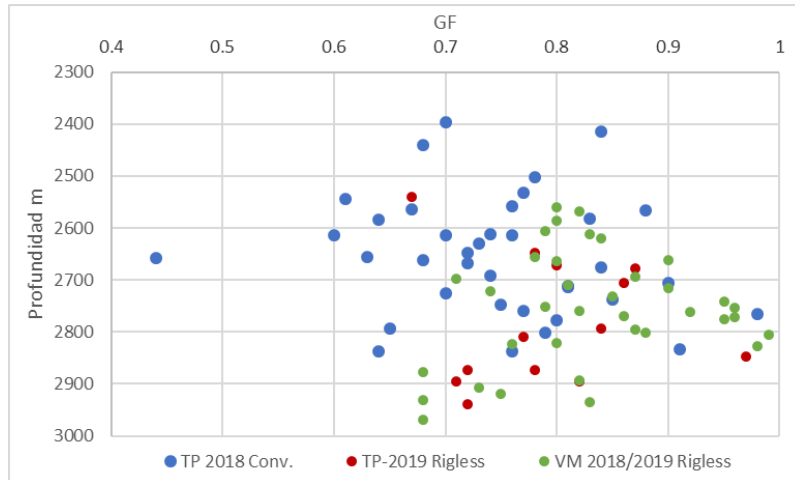


Fig. 5 – Crossplot profundidad vs gradiente de fractura por campaña. Campaña TP 2018 realizada en forma convencional. Campañas TP 2019 y VM 2018/19 realizadas en forma Rigless

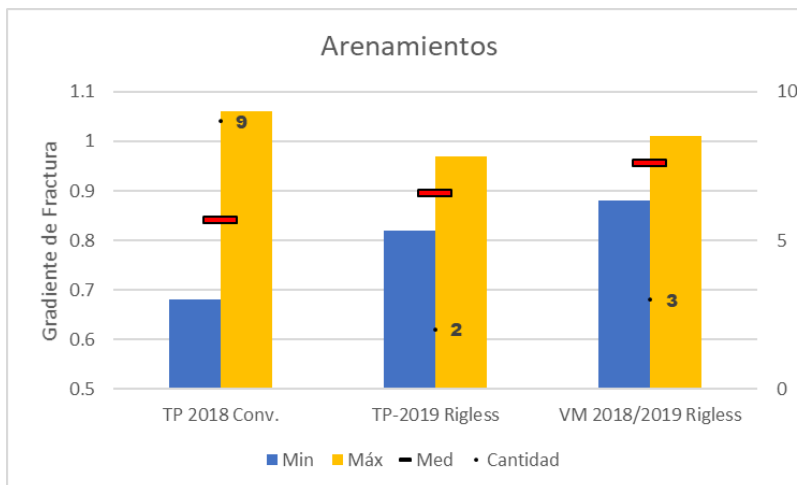


Fig. 6 – Arenamientos vs gradiente de fractura por campaña. Campaña TP 2018 realizada en forma convencional. Campañas TP 2019 y VM 2018/19 realizadas en forma Rigless

Adicionalmente, las fallas de herramientas, específicamente de los tapones y packer de fracturas, en las terminaciones por etapas eran altas. En la campaña de perforación TP 2018, que consistió en 5 pozos, fallaron 12 herramientas a razón de 2,4 fallas por completación.

En el año 2018 se comienza a utilizar la metodología de terminación Rigless para pozos de alta relación gas petróleo (HGOR) en el yacimiento Valle Martín. Esta nueva zona, a 4 km de TPN y con reservorios análogos a la Lf1, mostró buenos resultados, no solo en la parte operativa de la completación sino también en los resultados de productividad de los pozos, como se puede observar en la siguiente tabla (Tabla 1)

	PVM-3	PVM-2	PVM-1
Terminación	WO Convencional	Rig Less (Plug & Perf)	Rig Less (Plug & Perf)
N° de Fracturas (real/prog.)	2 / 3	7 / 7	7 / 7
Tipo Fractura	Tubing	Casing	Casing
Metros Punzados	23	51	40,5
N° de sxs/m promedio	47,5	90	101,2
Arenamientos	2	0	0
Q _{máx} Gas (Mm ³ /d)	64,5	124	122
Acumulada de Gas @6 meses (MMm ³)	4.0	14.6	11.1

Tabla 1 – Comparativa de resultados terminación convencional vs terminación Rigless, campaña VM 2018

A continuación, se muestra un corte con los perfiles y los controles geológicos de los 2 pozos terminados en forma Rigless y el pozo terminado en forma convencional de la campaña VM 2018 (Fig. 7). Se observa en el corte que las prognosis de los primeros dos pozos eran más pobres que este último. Sin embargo, los resultados son muy diferentes de acuerdo a la tecnología utilizada, como se observó en la tabla 1, indicando que la productividad de los pozos no se debió a características intrínsecas del reservorio.

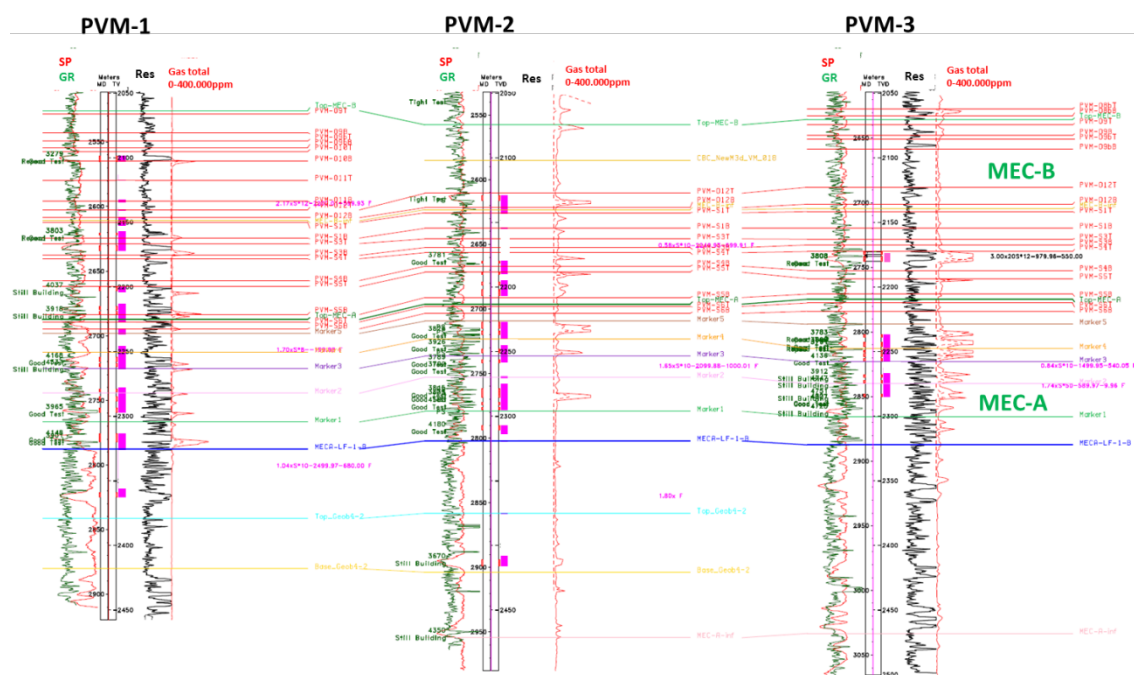


Fig. 7 – Corte comparativo de pozos terminados con CSG Frac (PVM-1 y 2) vs PVM-3 terminado en forma convencional

Si se toma en cuenta la campaña de VM 2019, los resultados siguen en la misma dirección, como se puede observar en el siguiente gráfico de arranques de producción (Fig. 8)

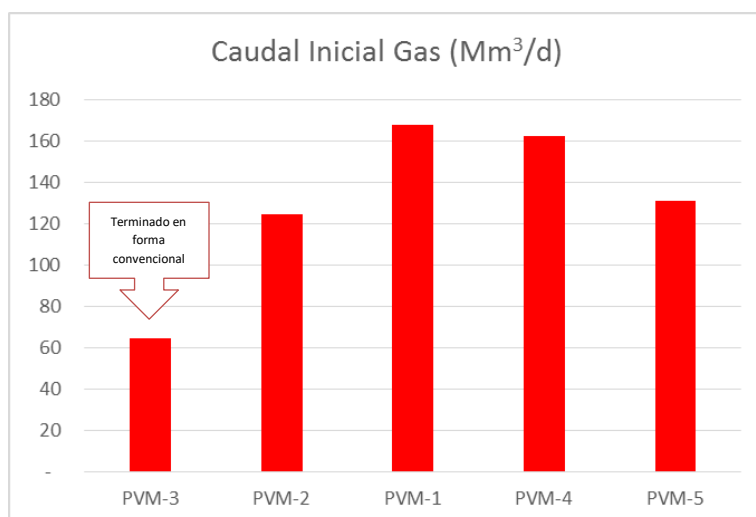


Fig. 8 – Arranques de producción de pozos campaña VM 2018/2019

Estos resultados, no solo en términos de producción sino también en mejoras operativas, impulsó la aplicación de esta tecnología en el yacimiento Tres Picos Norte.

Metodología Casing Frac

Ante la complejidad de completar estos pozos que requieren muchas etapas de fracturas, presentan capas de gas de baja porosidad y permeabilidad, y que en su mayoría son de despresurización lenta, lo que demandan intervenciones extensas; sumado a la necesidad de disminuir el tiempo de exposición de la formación al fluido densificado y estimular las zonas eficientemente se planteó la utilización de la metodología de Casing Frac en la terminación de pozos.

Esta metodología consiste en realizar fracturas hidráulicas a través de casing bajo la modalidad Plug & Perf. En boca de pozo se instala una Sección “C” apta para fractura y un Frac Stack. La secuencia consiste en punzar las zonas productivas, estimularlas y luego en la etapa siguiente fijar un tapón rotatable de composite sobre las mismas mediante una unidad de wireline, y punzar la siguiente etapa.

La secuencia se repite hasta finalizar la totalidad de las zonas a punzar y a fracturar en el pozo.

Al finalizar todas las fracturas hidráulicas se procede a montar la unidad de coiled tubing de 1 ¾ pulgadas, rotar los tapones y realizar la limpieza de arena hasta el fondo del pozo. Durante esta operación, el equipo al no necesitar ahogar el pozo, las zonas estimuladas comienza a devolver el fluido de fractura, lo que agiliza su remoción del reservorio. Posteriormente se induce surgencia para completar la remoción del mismo. Al finalizar el ensayo se aísla el pozo con 2 tapones N de aluminio, se desmonta el Frac Stack para luego montar el Equipo de Workover, rotar los tapones barrera y bajar Instalación final.

En los casos que la unidad de coiled tubing no esté disponible, el rotado de los tapones y la limpieza de las fracturas se realiza con equipo de workover.



Fig. 9 – Vista aérea de unidad de asistencia Rigless

Resultado de aplicación en el yacimiento Tres Picos Norte

Al igual que en el yacimiento Valle Martin, con la aplicación de esta metodología en los pozos del yacimiento Tres Picos Norte se logró duplicar el caudal de gas inicial, incluso pozos de menor calidad petrofísica y potencial están teniendo producciones iguales o mejores que aquellos con mejor prognosis pero terminados en forma convencional, como se muestra en la tabla y figura siguiente (Tabla 2) (Fig. 10).

	PTP-1	PTP-2	PTP-3	PTP-4	PTP-5	PTP-6	PTP-7	PTP-8
Terminación	WO Convencional	WO Convencional	WO Convencional	WO Convencional	WO Convencional	WO Convencional	Rig Less (Plug & Perf)	Rig Less (Plug & Perf)
N° de Fracturas	6	5	6	5	7	7	6	7
Tipo Fractura	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing
Metros Punzados	73.5	50	52	48	51.5	49.5	62.5	66
N° de sacos/m promedio	92	105	93	92	95	85	109	96
Arenamientos	2	0	1	1	1	2	2	0
Qmáx Gas (Mm ³ /d)	55	120	43	20	37	67	130	93
Acumulada de Gas @6 meses (MMm ³)	6	13.2	4.2	1.9	4	5	4.2 (2 meses)	1.3 (1 mes)

Tabla 2 – Comparativa de resultados terminación convencional campaña TP 2018 vs terminación Rigless campaña TP 2019

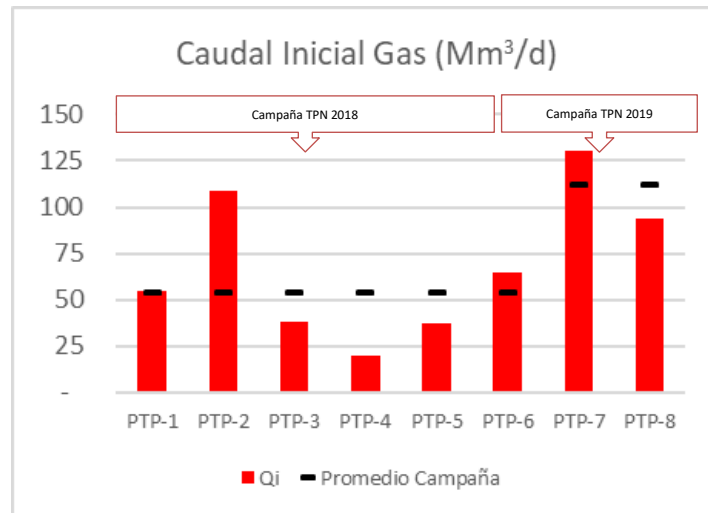


Fig. 10 – Arranques de producción de pozos campaña TPN 2018 y TPN 2019

Nuevamente, los resultados son independientes de las características intrínsecas de los reservorios. Se muestran dos ejemplos extremos: por un lado (Fig. 11) los pozos terminados en forma convencional (PTP-1 y PTP-6) tenían mejor prognosis que aquel terminado con CSG Frac (PTP-7), pero este último los duplica en producción inicial.

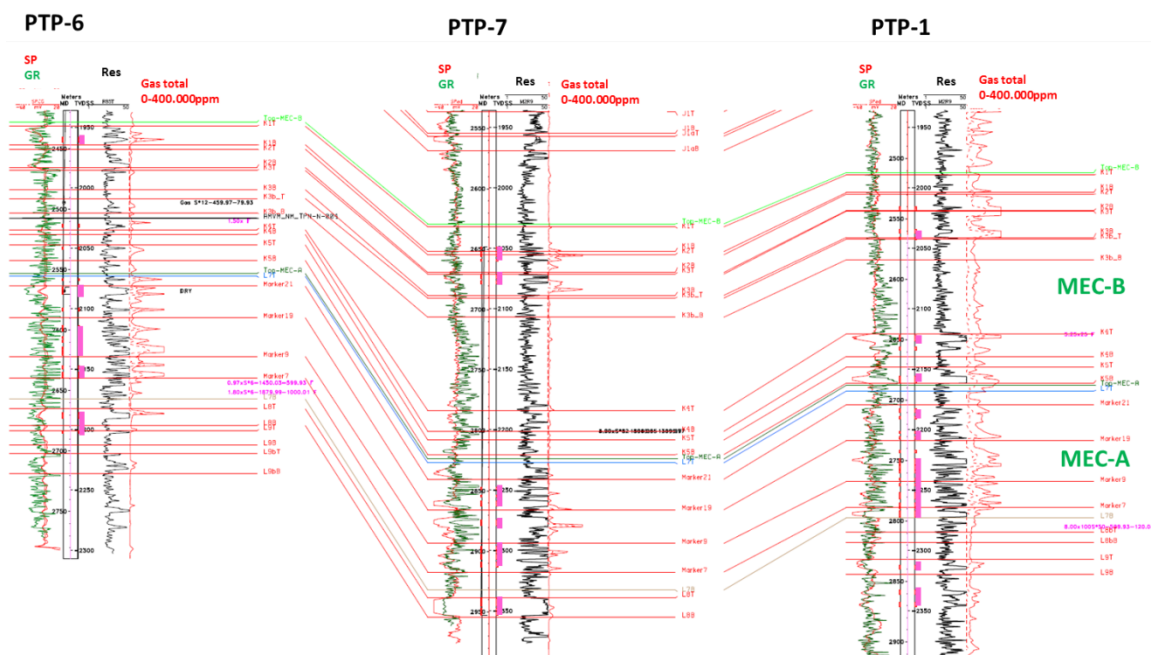


Fig. 11 – Corte comparativo de pozos terminados en forma convencional (PTP-1 y PTP-6) vs PTP-7 terminado en forma Rigless

Por otro lado, en la figura siguiente (Fig. 12), todos los pozos muestran similares perfiles y controles geológicos pero nuevamente la productividad del pozo terminado con esta tecnología superó ampliamente a sus predecesores.

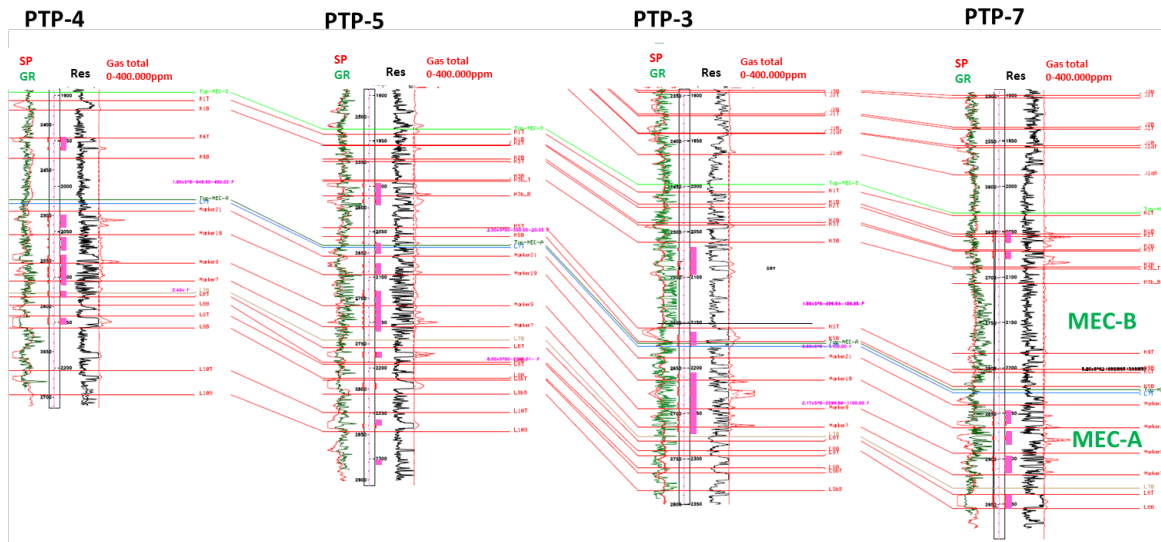


Fig. 12 – Corte comparativo de pozos terminados con CSG Frac (PTP-7) vs PTP-3, PTP-4 y PTP-5 terminados en forma convencional

En el caso del PTP-8, se encontraron las capas principales depletadas. Sin embargo el pozo tuvo buena producción de arranque gracias al tratamiento de zonas de interés de menor calidad.

Resultados operativos

Esta tecnología redujo significativamente el daño de formación debido a dos efectos principalmente. El primero, al no necesitar ahogar el pozo, se trabajó con densidades menores que las utilizadas con el equipo de workover, como se puede observar en la siguiente figura (Fig. 13). Por otro lado, el tiempo de exposición del reservorio al fluido de fractura también disminuyó, al poder realizar las limpiezas de los tratamientos antes debido a la disminución de los inconvenientes ya descritos anteriormente y al utilizar la unidad de coiled tubing. A su vez, se redujo el porcentaje de arenamientos de un 23% a un 10%.

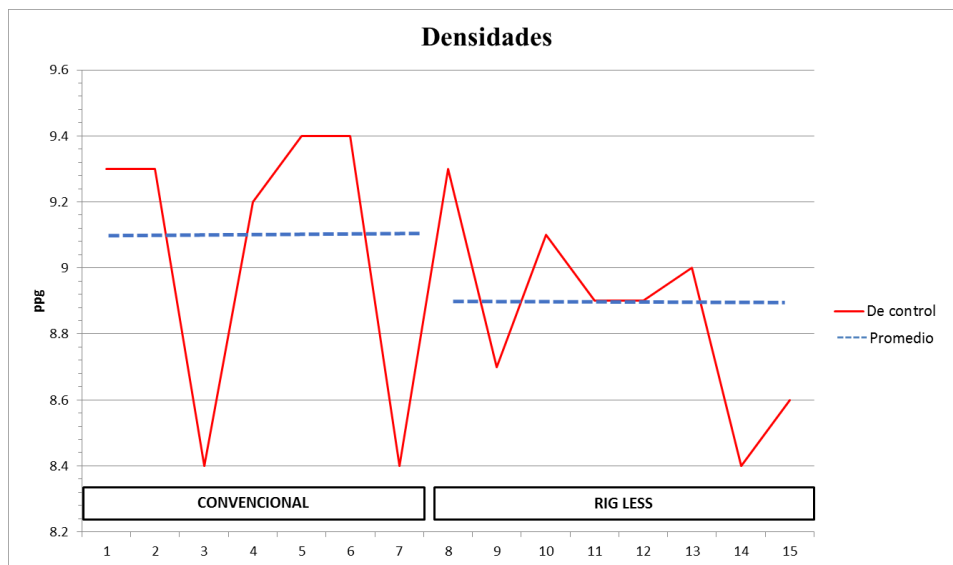


Fig. 13 – Comparativa de densidades utilizada en las terminaciones de forma convencional vs las utilizadas en las terminaciones Rigless

Desde el punto de eficiencia, el ahorro acumulado en días de equipo de workover en ambos yacimientos fue de 136 días, equivalente a 15 días al mes de equipo, liberando el mismo para otras intervenciones, lo que implica aumentar un 50% las terminaciones realizadas en el mes.

Por otro lado, realizando una comparativa entre las campañas de pozos TP 2018 vs TP 2019 donde se utilizó la técnica de CSG Frac, se observa una reducción del 27% en tiempos de intervención y del 12% en costos de intervención. Hay que tener en cuenta que, debido a la presiones a las que debe estar sometido el casing durante las estimulaciones, es necesario utilizar casing de 5.1/2" de librajes diferentes a los utilizados en forma convencional, lo que incrementa solo el costo de entubación en un 20%.

Conclusiones

La tecnología Casing Frac resulto ser de fundamental importancia para mejorar la productividad de los pozos de alta relación gas petróleo. Desde el punto de vista operativo, eliminó muchos de los inconvenientes que se presentaban en las terminaciones de estos reservorios de baja porosidad y permeabilidad, y permitió la liberación de equipos de workover.

Aún hay poca historia de producción en los pozos del yacimiento Tres Picos Norte pero, tanto los primeros resultados en dicho yacimiento como los del yacimiento Valle Martin son alentadores, lo que permitiría continuar con el desarrollo de dicho reservorio o inclusive enfocar los tratamientos en reservorios de menor calidad. En un futuro determinaremos si se trata de un aceleramiento de la producción, o de un incremental producto de la obtención de fracturas de mejor calidad que contactan zonas que de otra forma serían no productivas.

Hay evidencias de que las fracturas que se realizaron en forma convencional no estarían produciendo la totalidad del área de drenaje estimada. Esto se observa al encontrar presiones originales en pozos a 350 metros de distanciamiento, por lo cual se podría perforar nuevas locaciones a menor distancia en aquellas zonas con pozos de baja productividad.

Actualmente se trabaja en las problemáticas operativas para reducir tiempos de terminación, mejorar aún más la eficiencia y los costos de la unidad de Rigless.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy por permitir la publicación del trabajo. A Pamela Troglio (PAE), Martin Andres (PAE) y Pablo Marino (PAE) por la colaboración técnica.

Referencias

- Acuña C. et al., 2011. Modelo paleoambiental de la Fm. Mina Del Carmen en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca Del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos. Mar del Plata, 2011.*
- Cayo E. et al., 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Fm. Mina Del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca Del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos. Mar del Plata, 2011.*
- Lesta P., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jornadas Geológicas Argentinas. Actas 1: 251-280. Buenos Aires.*
- Lesta P., R. Ferello, 1972. Región Extrandina del Chubut y norte de Santa Cruz. En Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias: 601-654. Córdoba.*
- Varela Muñoz M. et al., 2016. Identificación de reservorios de gas en la Formación Mina del Carmen utilizando inversión sísmica simultánea en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge. Comodoro Rivadavia, 2016.*

Breve Cv

Laura Alonso es Ingeniera Industrial egresada de la Universidad de Buenos Aires y posee un postgrado en Petróleo del ITBA. Se desarrolló en Panamerican Energy desde 2004 en el área de Ingeniería de proyecto de superficie y luego como Ingeniera de Waterflooding en Cerro Dragón. A partir de 2011 se desempeñó como Ingeniera de Reservorios. Actualmente es Líder de desarrollo de reservas para la cuenca del Golfo San Jorge.

Ariel Benso es Ingeniero en Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo, comenzó su carrera como ingeniero de Reservorios en Repsol-YPF, donde trabajó por 6 años. Luego trabajó por 6 años como ingeniero de reservorios en Sinopec Argentina. Actualmente se desempeña como ingeniero de reservorios en el grupo de desarrollo de reservas en Pan American Energy, trabajando en proyectos en el área de Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge.

Maximiliano Varela Muñoz es Licenciado en Geofísica de la Universidad Nacional de San Juan, desarrolló su tesis de grado en Interpretación Sísmica. Hace 5 años se desempeña como geofísico de desarrollo en Pan American Energy, trabajando en proyectos en el área de Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge.

Diego Zurlo es Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires, tiene un Master en E&P. Inició su carrera profesional en YPF donde trabajó como Geólogo de desarrollo para diferentes yacimientos del flanco sur de la cuenca del golfo de San Jorge. En la actualidad se desempeña como geólogo de reservorios en Pan American Energy, trabajando en proyectos en el área de Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge.