

REJUVENECIMIENTO DE UN YACIMIENTO PETROLÍFERO MADURO A TRAVÉS DE LA EXPLOTACIÓN DE SU POTENCIAL GASÍFERO. CASO CERRO TORTUGA, CUENCA DEL GOLFO DE SAN JORGE, ARGENTINA.

Omar Ortega Macias, Pan American Energy, oortegamacias@pan-energy.com; Pablo Di Martino, Pan American Energy, pdimartino@pan-energy.com; Marcos Rivas, Pan American Energy, mrivas@pan-energy.com; Miled Sefair, Pan American Energy, esefairibanez@pan-energy.com; Mercedes Castellanos, Pan American Energy, mcastellanos@pan-energy.com

Palabras claves

Desarrollo de reservas, Gas, Petróleo, Re-valoración, Yacimiento Maduro, Formación Comodoro Rivadavia, Formación Mina El Carmen.

Resumen

El área de estudio se ubica en el extremo sur del yacimiento Cerro Tortuga (CT) dentro de la concesión “Anticlinal Grande - Cerro Dragón” operada por Pan American Energy, explotada desde 1964. El objetivo principal fue mostrar los resultados obtenidos al desarrollar el potencial gasífero del yacimiento maduro Cerro Tortuga.

La primera etapa consistió en la reparación de pozos con gas comprobado en la Formación Comodoro Rivadavia, arrojando un incremental de 159% en producción. Luego de realizadas las reparaciones se actualizó el modelo geológico a través del mapeo de propiedades de reservorios, y teniendo en cuenta los resultados de producción se propuso la perforación de 3 pozos, uno de ellos con el fin de perforar el bloque CT Sur para comprobar acumulaciones significativas de gas. Los ensayos de terminación comprobaron gas en la Formación Comodoro Rivadavia y la zona más somera de la Formación Mina el Carmen (MEC), acumulando en el primer año de producción 36.2 millones m³ de gas, sólo de la Formación Comodoro Rivadavia, aun cuando se encontraba limitado por la capacidad instalada.

Alentados por estos resultados se interpretaron nuevos horizontes sísmicos en CT Sur y se realizó un modelo petrofísico, actualizando de esta manera los modelos estático y dinámico, surgiendo así 3 nuevas propuestas en el 2018 que atravesaron MEC. El primero en ser completado inició su producción con un caudal de +/- 90000 m³/d de gas provenientes sólo de la Formación MEC. Luego se perforan los dos restantes con excelentes resultados, aportando una producción máxima de 225400 m³/d de gas entre los tres, un incremental del 211% en producción. Finalmente se reactualizó el modelo estático culminando con una volumetría de detalle, arrojando un incremento de 197% en el volumen de reservas comprobadas de gas, volumen que se planea a futuro desarrollar con la perforación de 8 pozos.

Para capturar la producción incremental se ideó un plan estratégico focalizado en optimizar la producción y aumentar la capacidad de procesamiento y transporte, siempre intentado lograr el menor aumento posible de contrapresión en las redes de producción de gas.

REJUVENATION OF A MATURE OIL RESERVOIR THROUGH THE EXPLOITATION OF ITS GAS POTENTIAL. CERRO TORTUGA'S CASE, THE GOLFO SAN JORGE BASIN, ARGENTINA.

Omar Ortega Macias, PanAmerican Energy, oortegamacias@pan-energy.com; Pablo Di Martino, PanAmerican Energy, pdimartino@pan-energy.com; Marcos Rivas, PanAmerican Energy, mrivas@pan-energy.com; Miled Sefair, PanAmerican Energy, esefairibanez@pan-energy.com; José Manuel Comeron, PanAmerican Energy, jcomeron@pan-energy.com; Mercedes Castellanos, PanAmerican Energy, mcastellanos@pan-energy.com

Keywords

Reserves development, Gas, Oil, Revaluation, Mature Field, Comodoro Rivadavia Formation, Mina El Carmen Formation.

Summary

Cerro Tortuga field (CT) is located within the “Anticlinal Grande - Cerro Dragón” concession operated by Pan American Energy, drained since 1964. The main objective of this research was to show results obtained from the development of gas potential from Cerro Tortuga's mature field.

The first stage consisted of wells interventions with proven gas in Comodoro Rivadavia Formation, showing a 159% of incremental gas production. The geological model was updated through the mapping of reservoir properties after interventions, and with production results, 3 new wells were proposed, one of them in order to drill the CT South block in search for significant gas accumulations. The completion tests proved gas in Comodoro Rivadavia Formation and at Mina el Carmen Formation (MEC) top, accumulating 36.2 million m³ of gas in production's first year, only from Comodoro Rivadavia Formation, even when it was limited by installed capacity.

Encouraged by these results, new seismic horizons were interpreted in CT South block and a petrophysical model was carried out, thus updating the static and dynamic models, resulting in 3 new proposals in 2018 that crossed MEC. The first to be completed began its production with a flow of +/- 90000 m³/d of gas, only from the MEC Formation. The two remaining wells were drilled with excellent results, providing a maximum production of 225400 m³/d of gas between the three, an increment of 211% in production. Finally, the static model was updated culminating with a detailed volumetry, providing a 197% increase in the volume of proven gas reserves, a volume to be developed with the drilling of 8 wells.

In order to capture incremental volume, a strategic plan was designed to focus on optimize production and increase processing and transportation capacity, always trying to achieve the smallest possible increase in back pressure in gas production networks.

Introducción

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

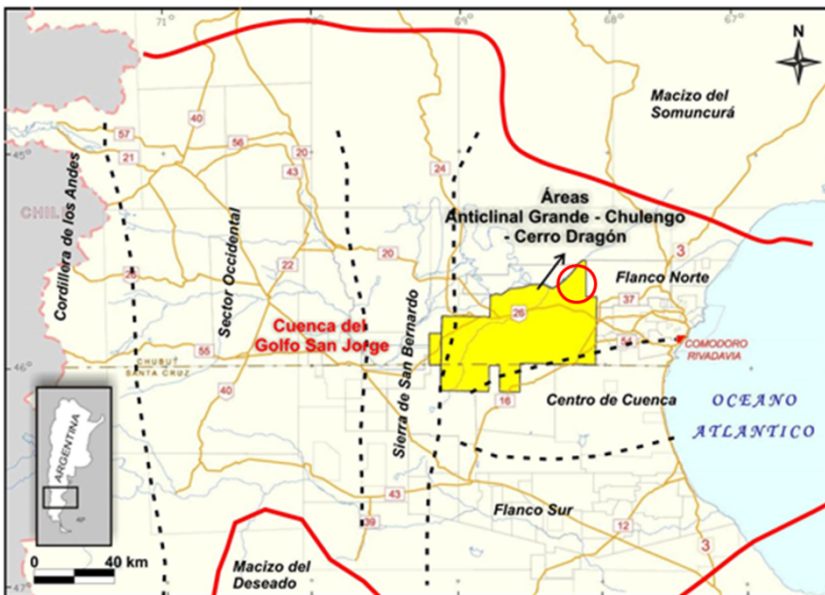
Dentro del distrito se encuentra el Yacimiento Cerro Tortuga (CT), explotado desde los años 60 y que posee 220 pozos. En él, la formación productora por excelencia ha sido Comodoro Rivadavia (CR). La producción del yacimiento comenzó en el año 1967 y el primer proyecto de secundaria fue implementado en el año 1998, acumulando así más de 50 años de historia de producción.

El yacimiento se encuentra subdividido en cuatro zonas de las cuales en tres se han desarrollado proyectos de Recuperación Secundaria. Originalmente, la producción poseía un Gas-Oil Ratio (GOR) entre 13 y 30 m³/m³, lo cual implicaba que la zona no poseía gas libre. Esta percepción junto al hecho de no disponer de puntos de venta de gas, hicieron que el desarrollo se focalizara en el petróleo.

A medida que se fue ampliando la actividad en la zona, se fue comprobando presencia de gas seco en reservorios pertenecientes a CR, fluido que hasta ese momento era indeseable. Acorde con la actualidad, necesitando aumentar la producción de gas del distrito por un aumento en la capacidad adicional de producción, en años más recientes se fueron evaluando nuevas zonas de interés gasífero llegando a estudiar las zonas pertenecientes al yacimiento Cerro Tortuga.

De dicha revisión surge un grupo inicial de reparaciones de pozos, seleccionados por su bajo potencial de petróleo o bien pozos que se encontraban sin producción.

Características geológicas del Bloque Cerro Tortuga Sur (CT Sur)



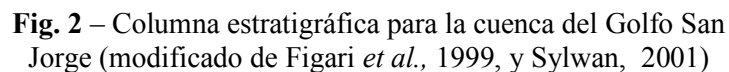
El bloque CT Sur se encuentra localizado dentro del yacimiento Cerro Tortuga, al norte del área de concesión Cerro Dragón, hacia el borde del flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge (Figura 1). Dicho bloque se encuentra limitado al norte por una falla normal de aproximadamente 30 m de rechazo, al oeste por un dique ígneo subvertical, al sur con un yacimiento denominado Padre Corti y al este por el límite de concesión.

Fig. 1 – Ubicación del área de estudio y de la Cuenca del Golfo San Jorge, con el yacimiento Cerro Tortuga señalado en rojo (Acuña *et al.* 2011)

Los reservorios con hidrocarburos comprobados en el bloque se encuentran casi exclusivamente en el Grupo Chubut, en las formaciones Mina el Carmen (Lesta, 1968), Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968) y Yacimiento el Trébol (Lesta, 1968). La Formación Mina el Carmen (MEC) está conformada por areniscas, conglomerados y tobas de origen fluviolacustre, presentado cuerpos arenosos dispersos y con alto contenido de material piroclástico. Los reservorios con mayor presión y calidad litológica

Se posee información estratigráfica detallada de las formaciones CR y Yacimiento El Trébol debido a que estos niveles estratigráficos han sido atravesados por una mayor cantidad de pozos. La profundidad final de los mismos varía entre 1650 a 2500 metros bajo boca de pozo (mbbp), alcanzando los más profundos el tope de la Formación Pozo D-129.

Estructuralmente, la zona de estudio no es compleja. Las fallas principales son fallas normales de rumbo oeste-este y de rechazo variable. Se observa la presencia de diques ígneos subverticales, entre ellos uno de gran extensión ubicado al oeste del bloque. El cierre estructural que permite el entrapamiento y la acumulación de hidrocarburos localmente, está dado por la intersección de dicho dique ígneo con la falla normal que se encuentra al norte del bloque. La figura 3 es un mapa estructural del tope de la Formación, una tendencia estructural general



estructural del tope de la Formación MEC. Siguiendo los principales marcadores sísmicos, se observa una tendencia estructural general de crecimiento de la estructura en dirección noroeste.

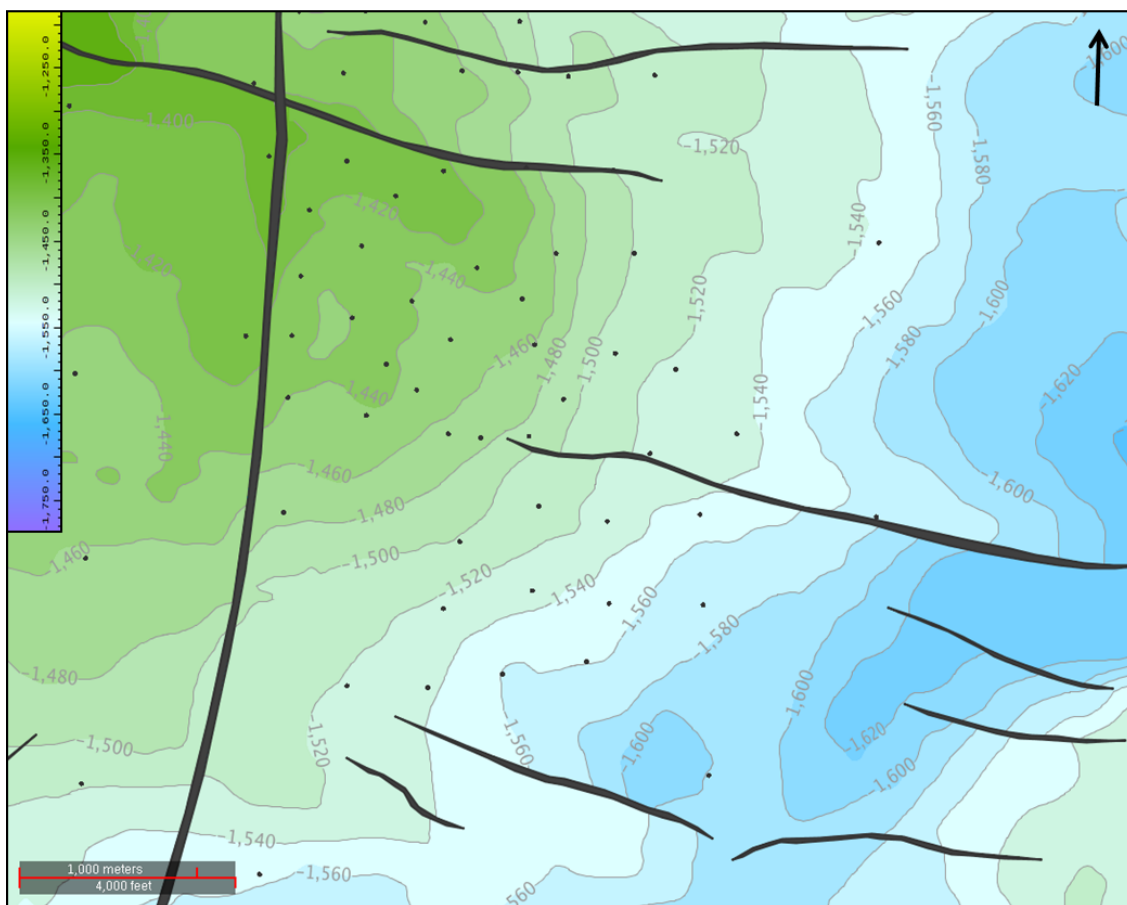


Fig. 3 – Mapa estructural del tope de la Formación MEC (TVDss)

I Etapa. Reparaciones e intervenciones de pozos. Principio de adecuación de red de captación.

Inicialmente se realizó un listado de pozos que hubiesen mostrado ensayos de gas válidos en capas cementadas y que pudieran ser intervenidos económica y técnicamente sin mayores complicaciones. De este listado surgió un ranking de pozos tomando en consideración factores como: espesores permeables con gas comprobado, posición estructural de pozos, estado de madurez del reservorio como consecuencia de puntos de drenaje, estimación de presiones, potencial petrolero del pozo y además el estado físico del mismo.

Se corrieron análisis económicos considerando el gasto operativo de las reparaciones, constatándose que las mismas poseían un índice de rentabilidad aceptable.

Se procedió entonces en el año 2012 con la campaña de reparaciones, la cual se extendió hasta el año 2016, abarcando 20 pozos del yacimiento distribuidos de la siguiente forma:

- 11 pozos en estadio de producción primaria
- 9 pozos pertenecientes a proyectos de recuperación secundaria

A la vez, se trató de abarcar pozos de todos los bloques pertenecientes al yacimiento para lograr estudiar el potencial gasífero de la mayor extensión areal posible (Fig 4).

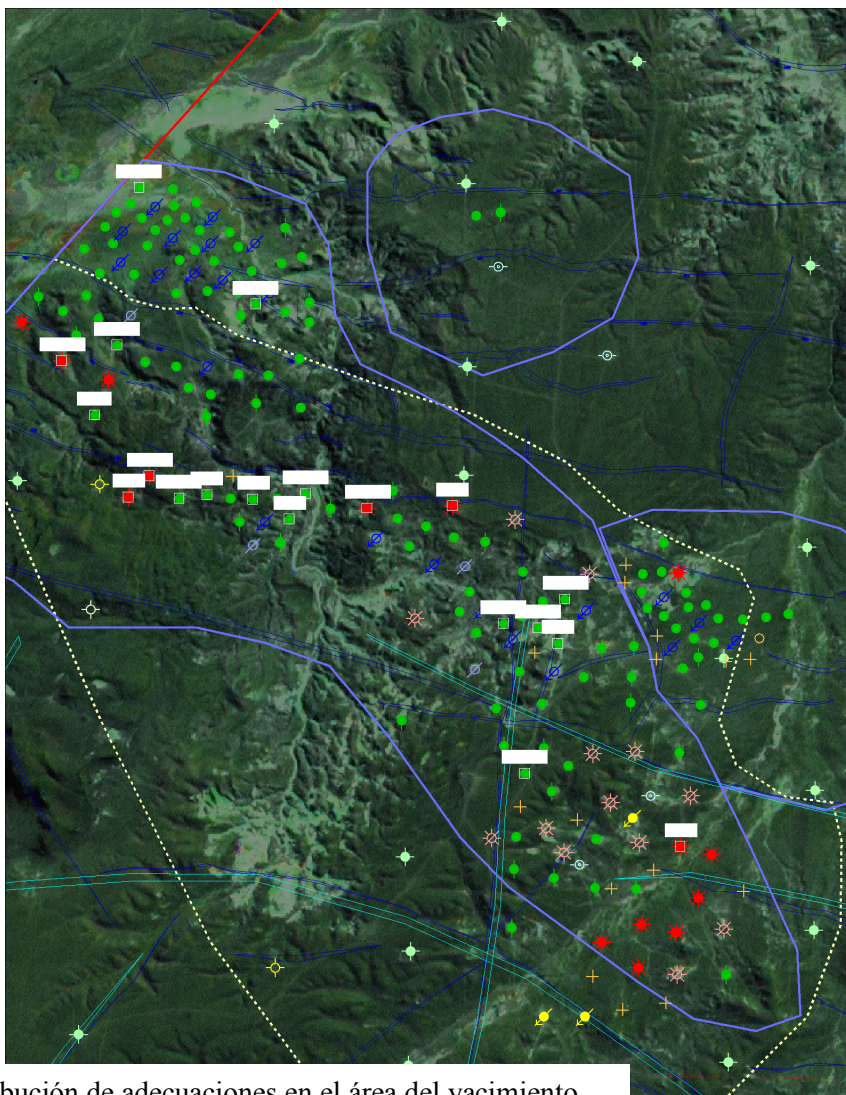
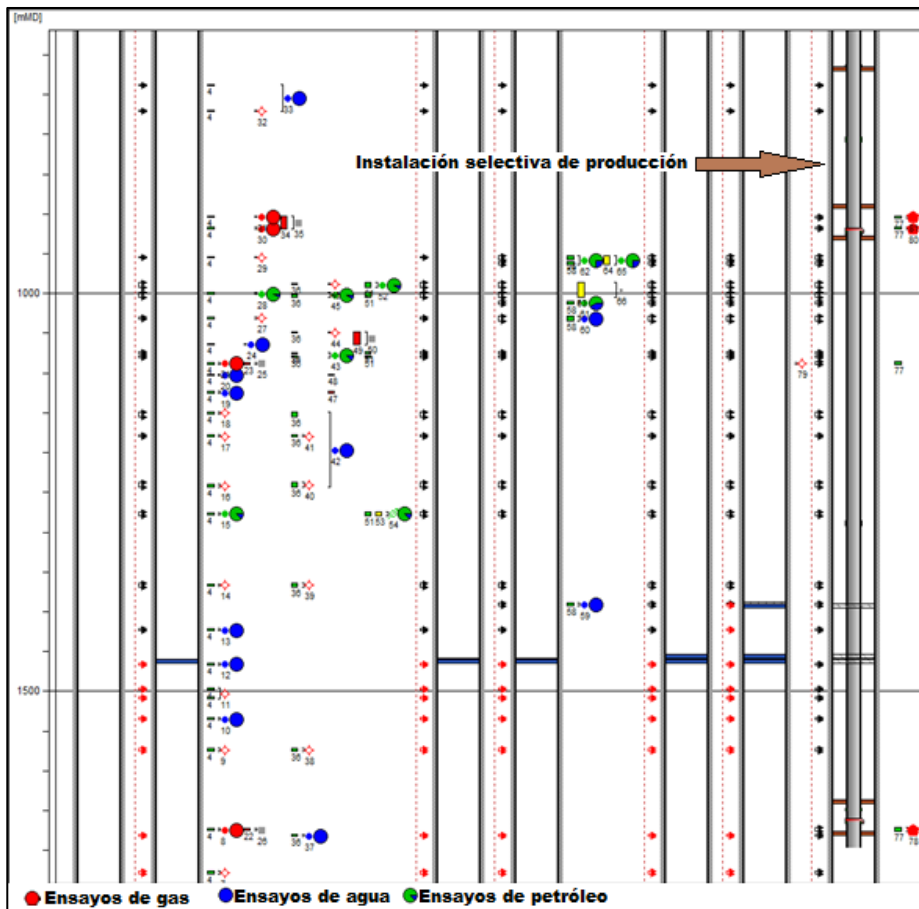


Fig. 4 – Distribución de adecuaciones en el área del yacimiento Cerro Tortuga marcadas en blanco.

En pozos que evidenciaban la presencia de gas seco surgente, surgió la necesidad de aislar zonas productivas de petróleo así como también zonas que habían comprobado la presencia de agua. En dichos casos se utilizaron instalaciones selectivas con mandriles de producción, tratando de agrupar los reservorios con presiones similares, y que permitieron un mejor drenaje y control de depletación de los mismos.

A continuación se puede observar un caso típico de utilización de una instalación selectiva de gas (Fig. 5).



El pozo muestra la presencia de capas con petróleo comprobado, gas comprobado o sólo productoras de agua. Al utilizar una instalación selectiva de gas nos aseguramos de manera rápida y económica el producir en forma surgente solo los reservorios de gas y a su vez, aseguramos la condición previa del pozo, para una vez depletado el gas volver a su condición de pozo productor de petróleo.

Fig. 5 – Caso típico de un pozo productor con presencia de capas con petróleo, gas y agua y el uso de la instalación selectiva de gas.

Las adecuaciones trajeron como resultado un incremental máximo neto de producción de hasta 159000 m³/d para el 2016, como se puede observar en la figura 6. También se pudo corroborar la existencia aún de gas libre en algunos reservorios.

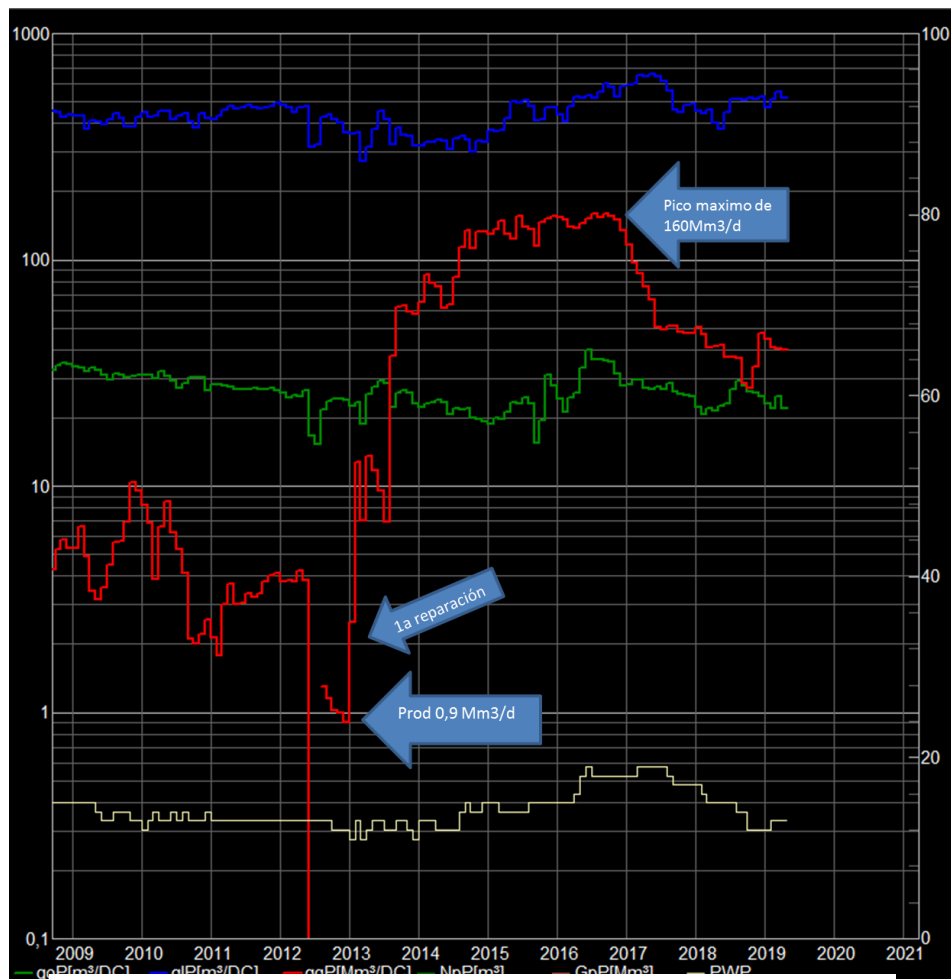


Fig. 6 – Incremental de producción de gas gracias a adecuaciones

Entre los casos más notorios tenemos los pozos mencionados en la Tabla 1, junto con la acumulada producida luego de ser adecuados:

II Etapa. Re estudio del área y primeras perforaciones.

Una vez terminada la campaña de adecuaciones en el 2016 se actualizó el modelo geológico del área. También se propuso un nuevo pozo tipo que representara el comportamiento de producción de los pozos reparados, con un Gp de 36443000 m³ de gas. El análisis se muestra en la figura 7.

Tabla 1 – Pozos reparados con mayor producción acum de gas post reparación.	
POZO	ACUMULADA
	<i>Miles m3 de gas</i>
RP1	46685
RP2	29433
RP3	20362
RP4	16494
RP5	15535
RP6	12636
RP7	12579

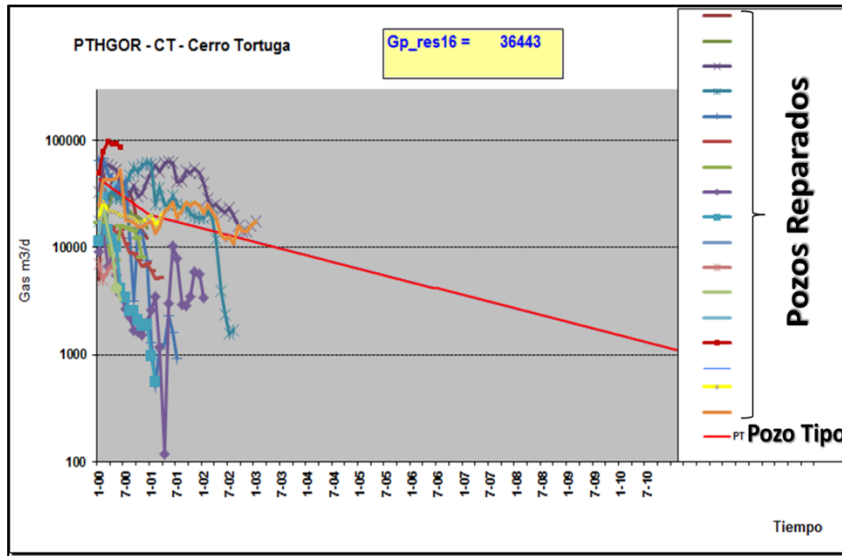


Fig. 7 – Análisis de pozo tipo post reparaciones

bloque (figuras 8 y 9).

Posteriormente se propuso la perforación de 3 pozos, dos para desarrollar objetivos de gas en bloques al noroeste, y uno, POZO A, para evaluar el potencial de gas en la zona sur del yacimiento, la denominada CT Sur.

La ubicación de este último pozo surgió como resultado del análisis de la estructura de la zona y de la sumatoria de espesores permeables del

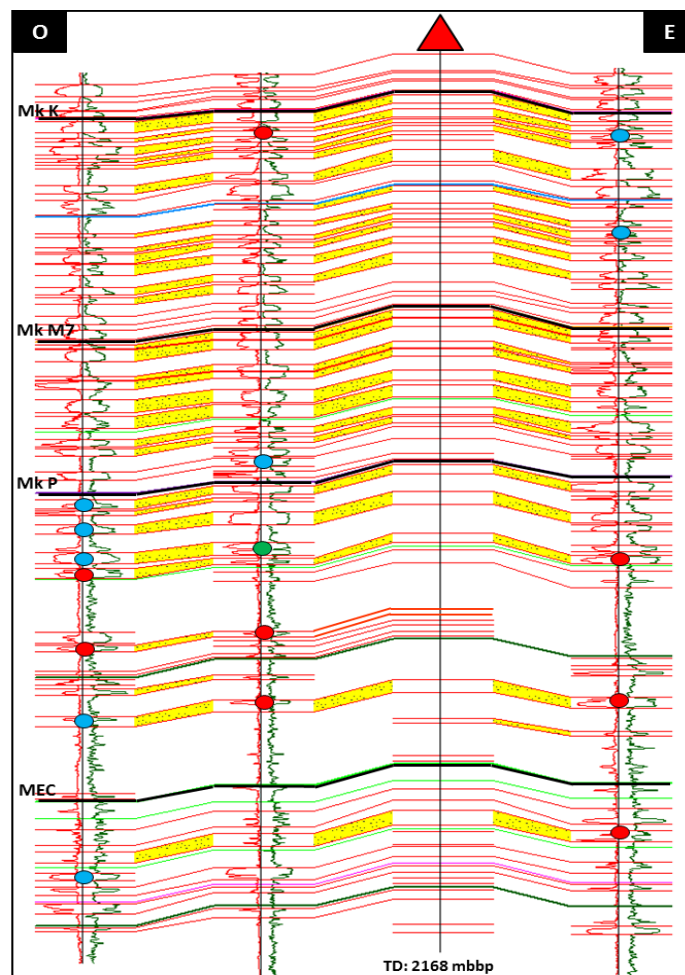


Fig. 8 – Estructura de la zona perteneciente al pozo A

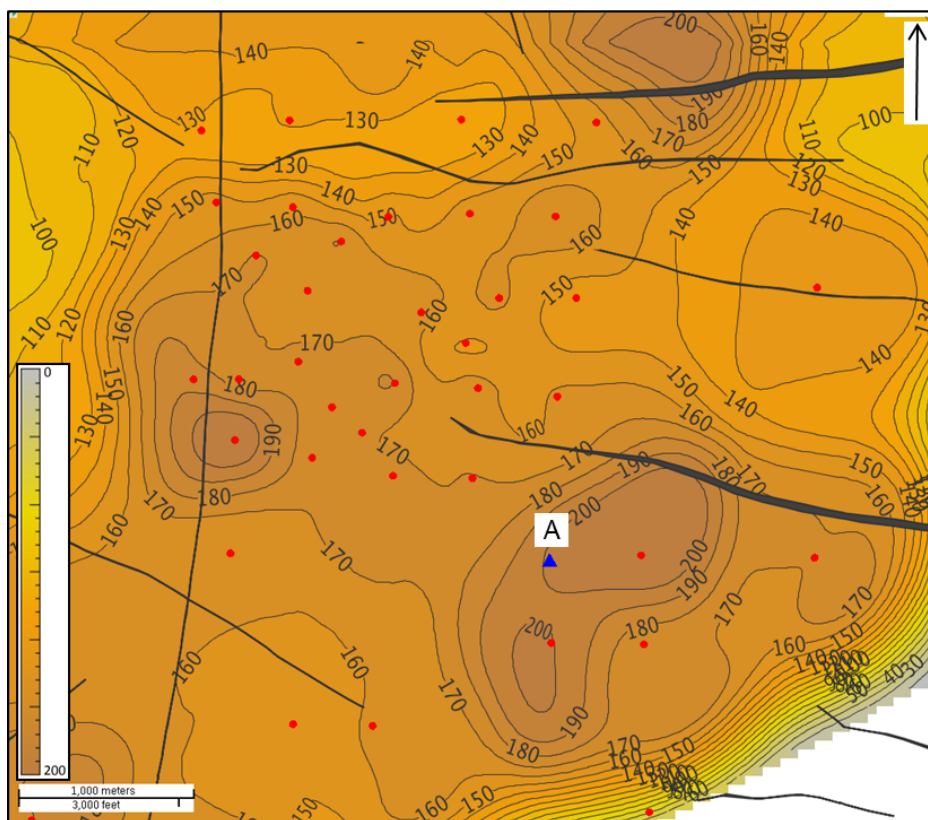


Fig. 9 – Mapa de sumatoria de espesores permeables del bloque

Primera Campaña de perforación (2017).

El pozo fue perforado en febrero del 2017 hasta una profundidad de 2168 mbbp, abarcando la zona de la Formación CR y parte de la Formación MEC, específicamente MEC C y parte de MEC B (Cayo *et al.* 2011).

Los ensayos de terminación nos permitieron comprobar gas en la Formación CR y la zona más somera de MEC. EL pozo fue terminado con una instalación selectiva para gas con mandriles de producción.

Fue puesto en producción en marzo del 2017 arrancando con un caudal inicial choqueado de 56000 m3/d de gas. Inicialmente toda la producción provenía del Mandril 2 que selectivizaba las capas

pertenecientes a la Formación Comodoro Rivadavia, ya que un gradiente de fluido detectó el nivel del mismo justo por debajo del Mandril 2. Posteriormente en el 2019 se realizó una reparación para poder producir gas de la Formación MEC (Ver figura 10 y 11).

Tabla 2 - Ensayos de terminación y puntos de presión en pozo A						
CAPAS CON GAS SECO						
Etapa Fractura	Punzado (m)	SFT	%PO	FM	PD 12MM	PE
		Presión (psi)	%		Presión (psi)	Presión (psi)
1	1473-1475,5	1378	64%	Comodoro Rivadavia	1060	1220
1	1650-1653	1821	75%		1220	1600
1	1727-1729	1897	75%		390	650
1	1830-1832	2146	80%		1200	2000
1	2094-2096	3202	104%	MEC	130	1050
1	2104,5-2106	SE				
1	2108-2110	SE				
1	2112-2114	SE				
1	2144-2147,5				DRY	

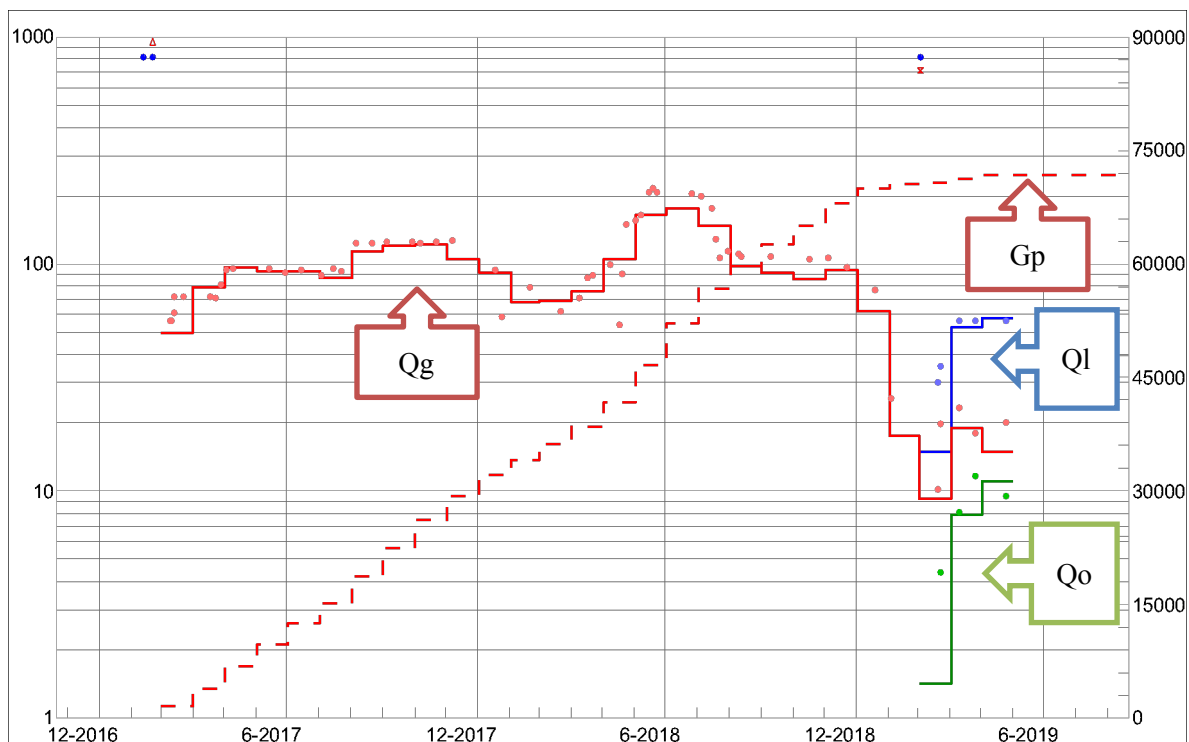


Fig. 10 – Gráfico de producción de pozo A

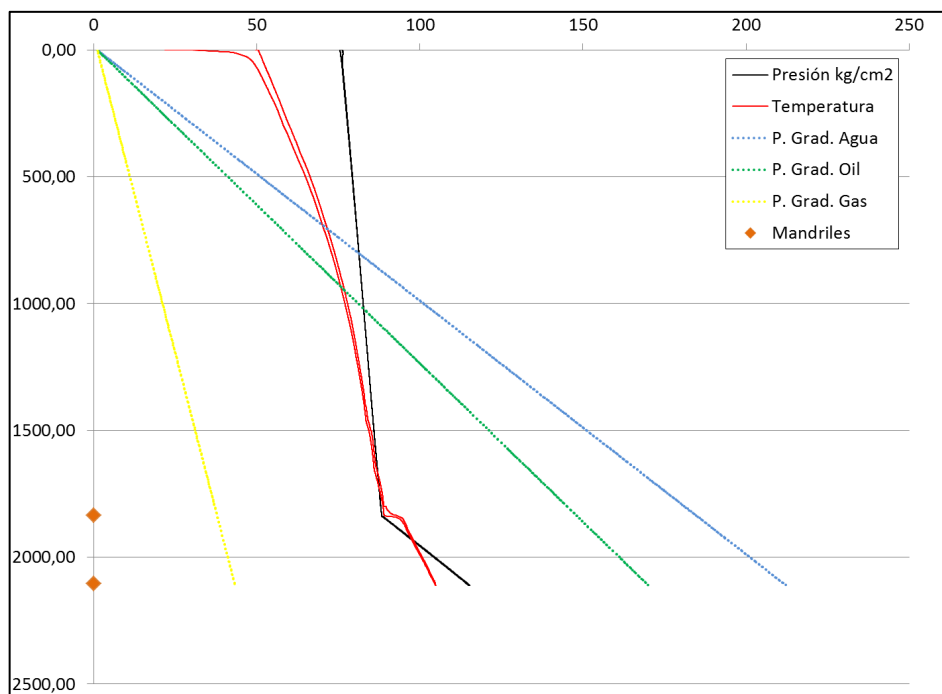


Fig. 11 – Gradiente dinámico de pozo A al momento de su terminación

Desde entonces este pozo ha estado en producción de acuerdo a las capacidades instaladas y a las necesidades de gas del distrito, acumulando en el periodo de 24 meses de producción (algunas veces choqueada) la suma de 71.325.000 m³ de gas.

III Etapa. Primera revisión de volumetrías y segunda campaña de perforación

Luego de los exitosos resultados del pozo A, se propuso una revisión de las volumetrías que involucraban la zona, específicamente una actualización de área, espesores y parámetros en base a resultados del pozo.

En la zona de estudio no se contaba con datos para realizar un análisis petrofísico, ya que se disponía de perfiles en un solo pozo en el que se había corrido un perfil de densidad en el año 1983. A partir de este pozo, y con los datos de pozos de otras zonas dentro del mismo yacimiento, se habían obtenido porosidades y saturaciones promedio para calcular volumetrías genéricas. Por otra parte no se contaba con mucha información de la Formación MEC, debido a que la gran mayoría de los pozos habían sido perforados con el objetivo de alcanzar los reservorios de Comodoro Rivadavia.

El parámetro de porosidad se actualizó de un 27% a un 24%, y en el área que involucraba al pozo A (Área X3), el Original Gas In Place (OGIP) pasó de ser en el año 2016 89,3 millones de m³, a ser para el año 2017 de unos 228,4 millones de m³, un incremento de un 255%, esto como consecuencia directa del aumento de valores de área y espesores permeables de reservorios de gas.

Se muestran en la Tabla 3 una comparación entre algunos de los parámetros utilizados en el cálculo volumétrico en los años 2016 y 2017. En fuente azul se encuentran resaltados los parámetros modificados.

Tabla 3 - Comparación entre cálculos de volumétricos de gas en la zona F entre los años 2016 y 2017,											
FIELD	Average Depth (mbkb)	Area Km ²			Gas Initially In Place			Gas Ultimately Recoverable	GAS RESERVES		
		1P	2P	3P	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)
					1P	2P	3P	1P	1P	2P	3P
CERRO TORTUGA 2016	1160,0	0,78	0,78	1,17	89,3	89,3	133,9	71,4	62	67	105
CERRO TORTUGA 2017	1160,0	1,91	2,29	2,29	228,4	273,8	273,8	182,7	147	197	197

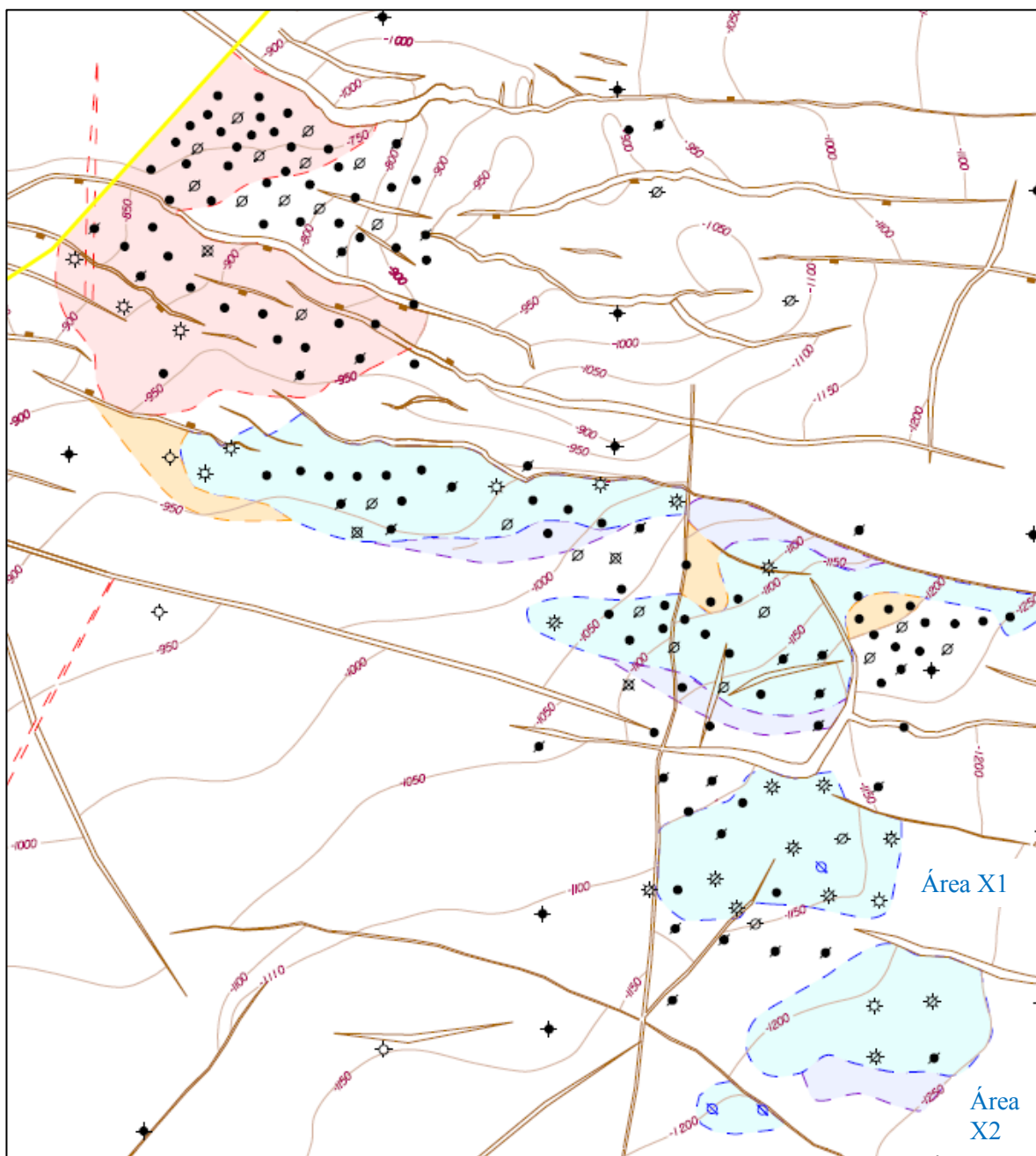


Fig. 12 – Distribución de zonas dentro del yacimiento Cerro Tortugas. El Área X2 es donde se encuentra el pozo A

Además, alentados por estos resultados se realizan 3 nuevas propuestas: pozos B, C y D, siendo perforados en el 2018. Estos 3 pozos además atravesarían en su totalidad la Formación MEC, y no de manera parcial como en el pozo A, para poder evaluar así todo potencial gasífero.

Para la ubicación de este pozo se construyen los mapas isopáquicos correspondientes a la sumatoria de capas en producción en el pozo A, así como también aquellas con pronosis de gas y petróleo. El resultado se puede observar en la figura 13.

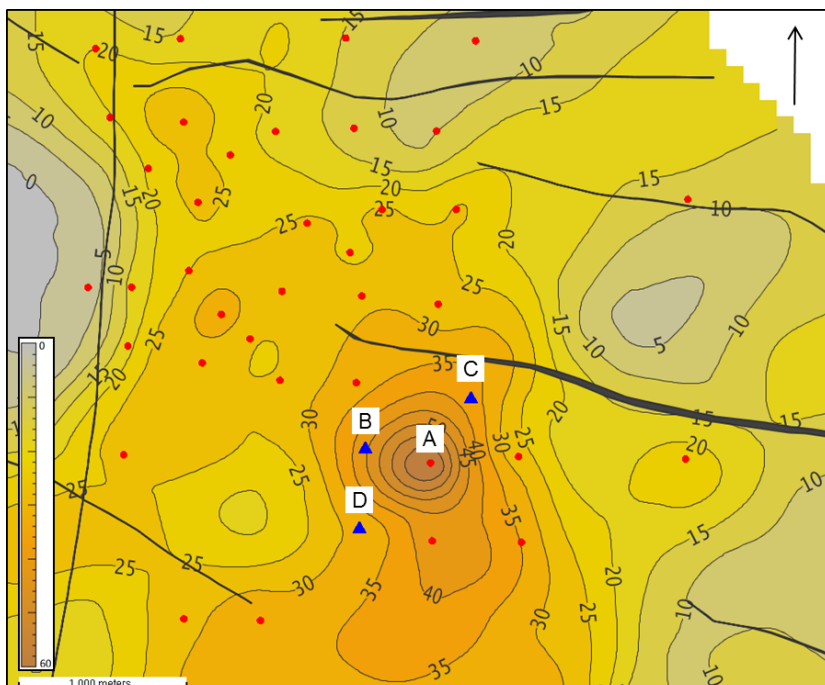


Fig. 13 – Mapa Isopáquico correspondiente a la sumatoria de capas en producción del pozo A, y aquellas con buena prognosis de gas - petróleo

Además, también se construyeron mapas para observar la estructura y tendencias de la formación en ese bloque del yacimiento. Los mapas isopáquicos que se muestran a continuación corresponderían al intervalo entre markers C y P, Formación Comodoro Rivadavia (Fig 14) y al intervalo entre markers P y Marker 4 (MEC-B), Formación MEC (Fig 15). En los mismos puede observarse una clara tendencia deposicional para cada una de las formaciones.

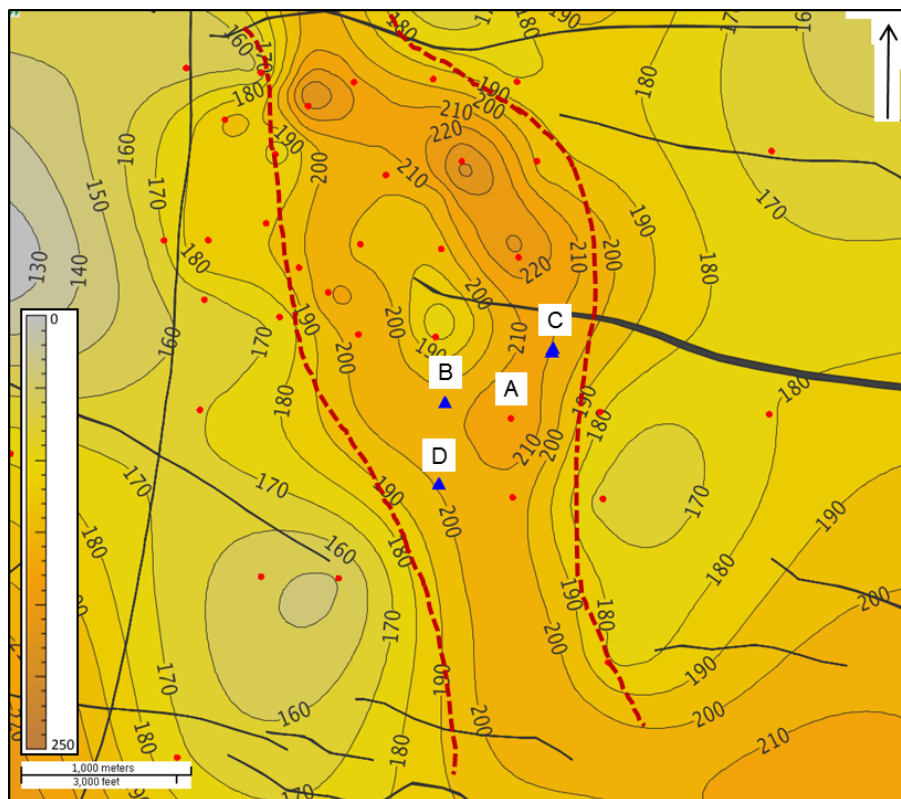


Fig. 14 – Mapa Isopáquico correspondiente al intervalo entre markers C y P, Formación Comodoro Rivadavia

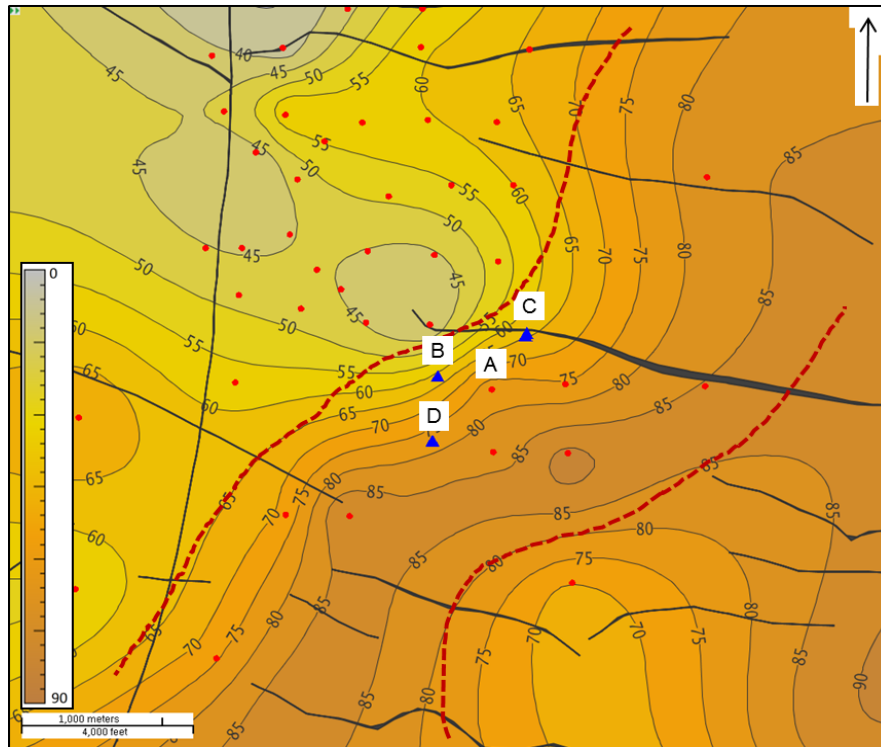


Fig. 15 – Mapa Isopáquico correspondiente al intervalo entre markers P y Marker 4 (MEC-B, Formación MEC)

Segunda Campaña de perforación (2018).

El primero en ser perforado fue el pozo B, iniciando su producción con un caudal de 90 mil m³/d de gas aproximadamente, con un pico máximo de 108 mil m³/d. En este pozo se decidió hacer foco en la Formación MEC para evaluar su potencial gasífero, por lo que sólo se lo completó en dicha formación.

Posteriormente se perforó el pozo C, que al ser intersectado por una falla atravesaba un sub-bloque de CT Sur. Y finalmente se perfora el pozo D, ambos comprobando gas en las formaciones CR y MEC. Para estos pozos (habiéndose ya comprobado gas en la Formación MEC en el pozo B) se optó por completarlos en su totalidad para la zona de interés gasífera, siendo regulada su producción con la instalación selectiva de gas mencionada anteriormente, además de ser regulada también en superficie a través de *chokes*. La curva de producción de la campaña 2018 puede observarse en la figura 16.

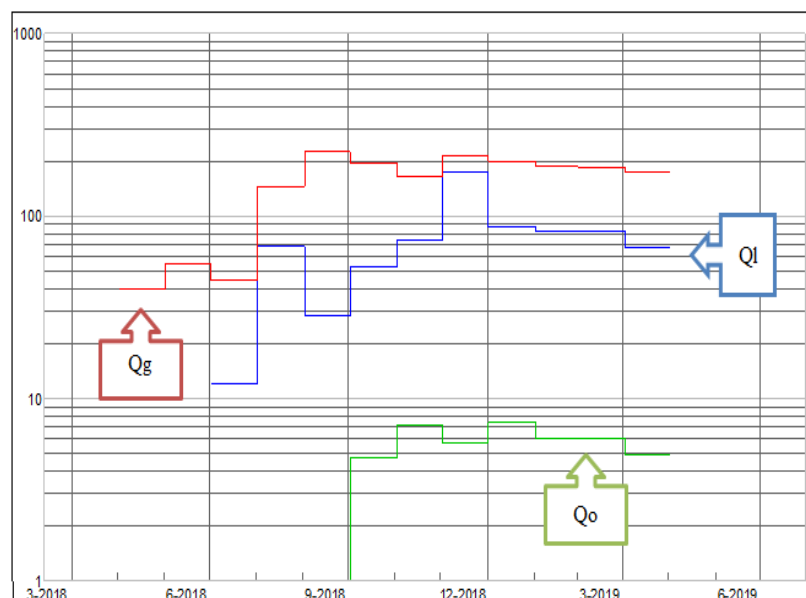


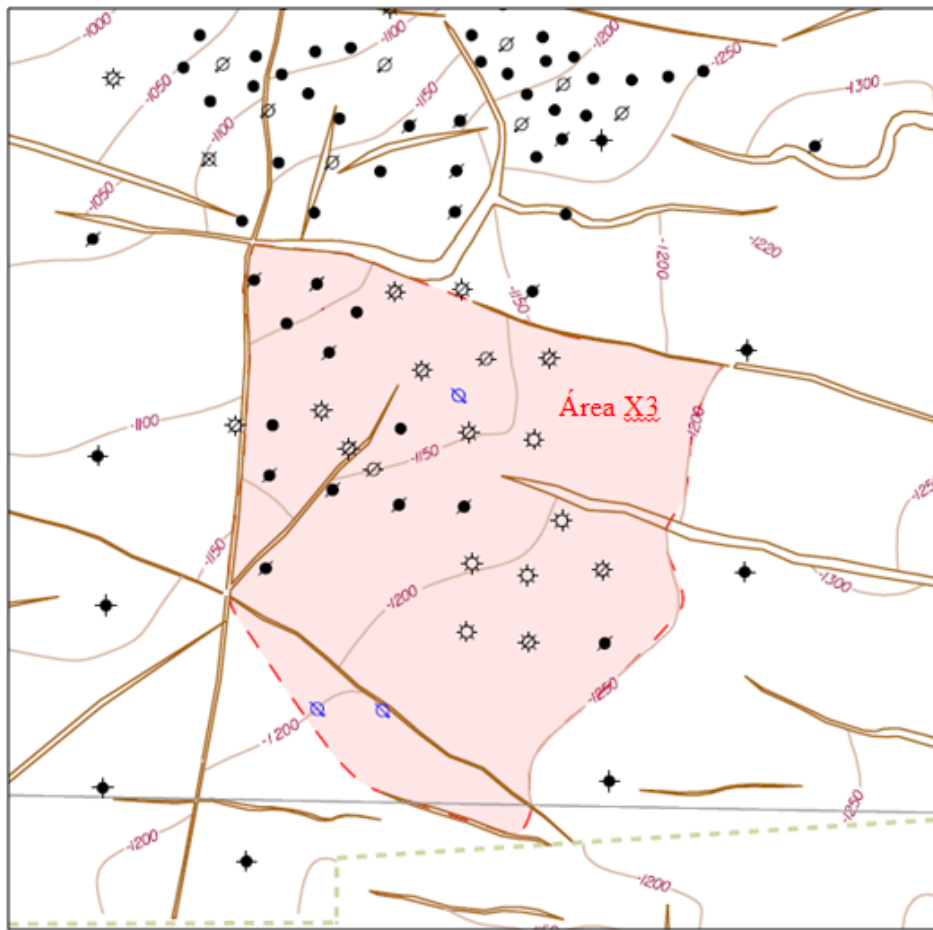
Fig. 16 – Gráfico de producción totalizada de pozos B, C y D

Estos pozos tuvieron excelentes resultados, comprobando gas en nuevos reservorios y llevando al límite la capacidad de producción de gas de la batería de este bloque (150Mm³/d). Dichos resultados nos permitió tener nuevas inversiones en el bloque de CT Sur posibilitando tener un nuevo separador de campo para aumentar la captación de gas y a su vez se aumentó la capacidad de transporte hacia la planta para que los ductos no pasen a ser un cuello de botella en la zona. Es por ello que los pozos estuvieron restringidos en un comienzo hasta que se obtuvieron las PEM de las obras en la zona.

IV Etapa. Segunda revisión de volumetrías y tercera campaña de perforación

Los perfiles de los pozos A, B, C y D permitieron obtener la información necesaria para proceder a la actualización del modelo estático del bloque y, consecuentemente, avanzar de una volumetría

general a una en detalle. Dicha actualización se realizó en el segundo semestre del año 2018. Para este momento se habían unificado las Área X1 y Área X2 por las perforaciones, por lo que en este ejercicio se consideraron ambas zonas como una sola, renombrándose como Área X3 (ver figura 17).



El primer paso fue realizar el análisis petrofísico, obteniéndose el volumen de arcilla (VCL),

Fig. 17 – Nueva zona Área X3 (en rojo), surgida a partir de la unificación de las antiguas Área X1 y Área X2.

porosidades efectivas y saturaciones de los pozos nuevos, incluyendo el pozo del año 1983. Con esta información se obtuvieron cutoffs de VCL, porosidad efectiva y saturación de agua. Luego, con el cutoff de VCL se obtuvo el espesor permeable en los pozos sin dato de porosidad.

La información obtenida de la evaluación petrofísica fue cotejada con datos de control geológico y de ensayos de pozo.

Se realizó una reinterpretación sísmica y geológica del bloque, y finalmente se mapearon capa a capa los parámetros petrofísicos. Esto se realizó para un total de 103 capas, abarcando mapas de espesor permeable y de porosidad efectiva; obteniendo así un modelo estático actualizado.

En resumen, el OGIP pasó de ser en el año 2017 228,4 millones de m³, a ser para el año 2018 991,5 millones de m³, un incremento de un 435%. Esto también vino acompañado de un incremento en el volumen de reservas de gas P1, las cuales pasaron de tener un valor para el 2017 de 258 millones de m³ a un valor de 632 millones de m³, un incremental de 244% con respecto al año anterior. Y si además, comparamos este número con el valor oficial de reservas P1 para el año 2016 (62 millones de m³) tenemos un incremental de más de 1000%.

Tercera Campaña de perforación (Futura, 2019).

Todo este nuevo volumen se planea desarrollar a futuro con una campaña más agresiva, que involucra la perforación de 8 pozos en el bloque CT Sur, además de extender los resultados del estudio a otras áreas del yacimiento (Ver figura 18 y 19).

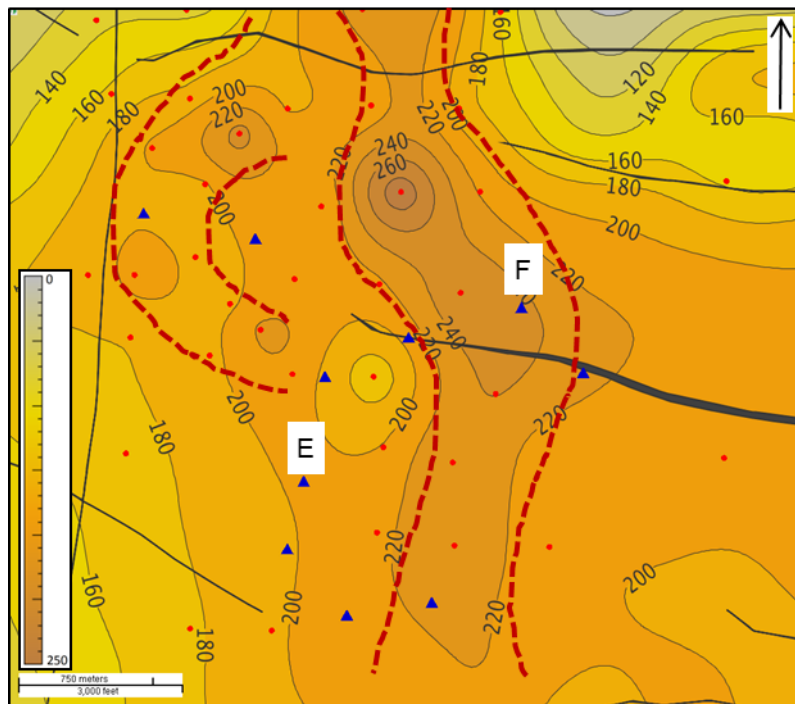


Fig. 18 – Mapa isopáquico correspondientes a la formación Comodoro Rivadavia con la tendencia principal, mostrando las propuestas para la nueva campaña de perforación en CT Sur

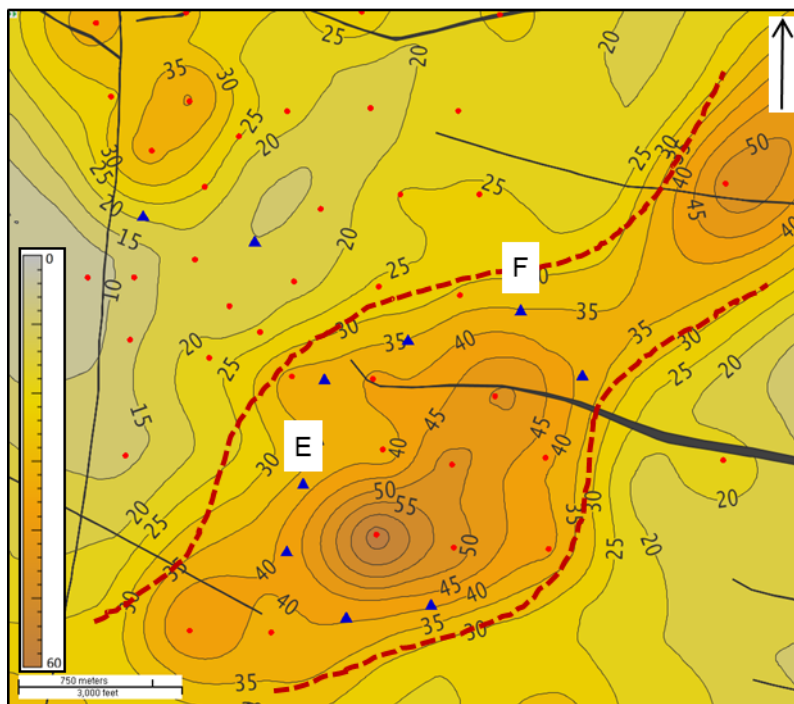


Fig. 19 – Mapa isopáquico correspondiente a la formación MEC con la tendencia principal, mostrando las propuestas para la nueva campaña de perforación en CT Sur

Esta nueva campaña de perforación involucra la perforación de 4 pozos en 2019 y 4 en 2020 todos atravesando en su totalidad la Formación MEC en la zona de CT Sur. También incluirá la perforación de 6 pozos en otras áreas del yacimiento, perforados atravesando toda la formación MEC, esto con el objetivo de ampliar el potencial gasífero a otros bloques de Cerro Tortuga. En resumen, la campaña abarca:

Tabla 4 - Tercera campaña de perforación			
BLOQUE	POZOS	AÑO	FORMACIÓN OBJETIVO
CT SUR	4	2019	MEC
CT SUR	4	2020	MEC
II	1	2020	MEC
IIE	3	2019	MEC
CT SUR PRIM	2	2019/2020	MEC

Adecuación de instalaciones de superficie en todas las etapas

Los pozos del bloque CT Sur producían a una batería con una capacidad de procesamiento de 150000 m³/d de gas, antes de comenzar la primera campaña de perforación. En esos momentos la producción de gas se encontraba muy por debajo de la capacidad máxima de procesamiento, además de no contar con un separador de ensayo apto para controlar pozos de alto caudal de gas.

Con los resultados del pozo A, puesto en producción a comienzos de 2017 se tuvo que idear una estrategia para adecuar las instalaciones, ya que se alcanzó rápidamente la máxima capacidad de procesamiento y transporte. Se planeó buscar una alternativa viable y eficiente a corto plazo para poder captar la mayor cantidad de gas posible, manteniendo los estándares de seguridad de procesos internos, intentando a su vez de llevar la contrapresión del sistema al mínimo posible.

Se consideraron los puntos críticos, analizando cuellos de botella en el proceso e inconvenientes que podrían surgir a futuro. Una vez identificados los puntos de mejora, se plantearon posibles soluciones enfocadas en resolver los dos principales problemas: **la capacidad de procesamiento de gas, y la capacidad de transporte de gas.**

Limitación en capacidad de procesamiento de gas.

Para este problema se inició instalando un separador general que permitiría procesar un caudal de gas de 500000 m³/d. Este separador se ideó para instalarse en campo, en cercanías de la nueva zona de desarrollo de pozos de alto GOR, reutilizando una instalación de gasoducto anteriormente usada para conectar un compresor de campo. Esto nos brindó la posibilidad de procesar la producción de todos los pozos conectados al nuevo manifold, y a su vez la medición del caudal instantáneo de procesamiento.

Limitación en capacidad de transporte de gas.

Con las instalaciones existentes, el aumento en la producción de gas traería consigo un incremento significativo en la pérdida de carga de la red, contrapresionando todo el sistema de captación, e incurriendo en la posibilidad de alcanzar el límite máximo de presión del gasoducto.

Analizando el problema, se observó que el principal limitante se encontraba en el gasoducto de salida de la batería, específicamente en un nodo del mismo donde converge la producción de las diferentes zonas. Por lo tanto, luego de barajar varias alternativas, se planteó la instalación de un ducto de 8 pulgadas en loop, desde este nodo hasta la vinculación del anillo de gas de Cerro Dragón., como se observa en la figura 20.

Esta obra, más la reubicación del compresor de campo que anteriormente se encontraba en la salida de la zona de Cerro Tortuga, nos permitió aumentar el caudal de producción que atraviesa el separador de gas de campo sin aumentar la contrapresión del sistema.

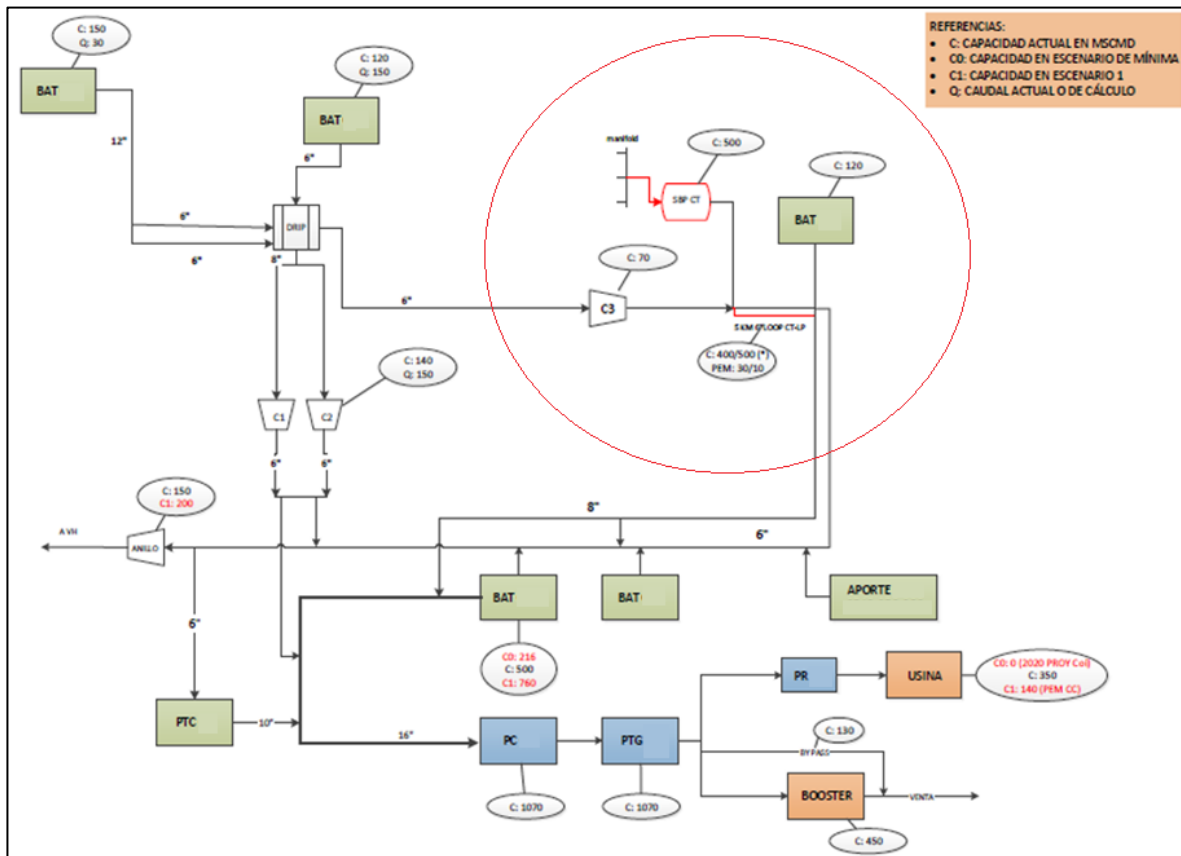


Fig. 20 – Diagrama de redes de captación de gas en Cerro Tortuga – Cerro Dragón

Conclusiones y actualizaciones.

- En base al análisis de los resultados obtenidos de los pozos perforados en el Yacimiento Cerro Tortuga, podemos asegurar sin duda el gran potencial gasífero que posee el yacimiento.
- Se pudo comprobar la presencia de gas libre y petróleo en la Formación MEC para el bloque CT Sur, además de comprobar gas en la Formación MEC en el bloque II-E.
- Se obtuvo un incremental en el volumen de reservas de gas P1 entre el año 2016 y 2018 de más del 1000%.
- Gracias a la experiencia adquirida en las campañas, se redujo el costo promedio total de pozo del año 2018 al año 2019 en un 18%.

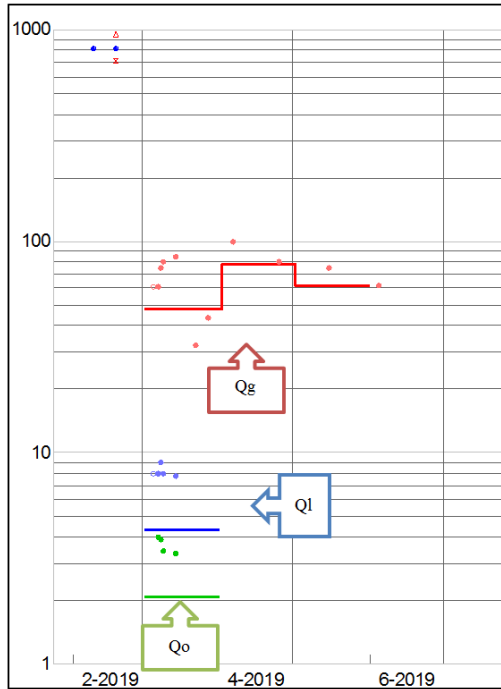


Fig. 21 – Gráfico de producción de pozo E

- Con respecto al año 2019, se logró perforar con éxito el pozo E, extendiendo el área de desarrollo en CT Sur hacia el oeste con excelentes resultados (figura 21).

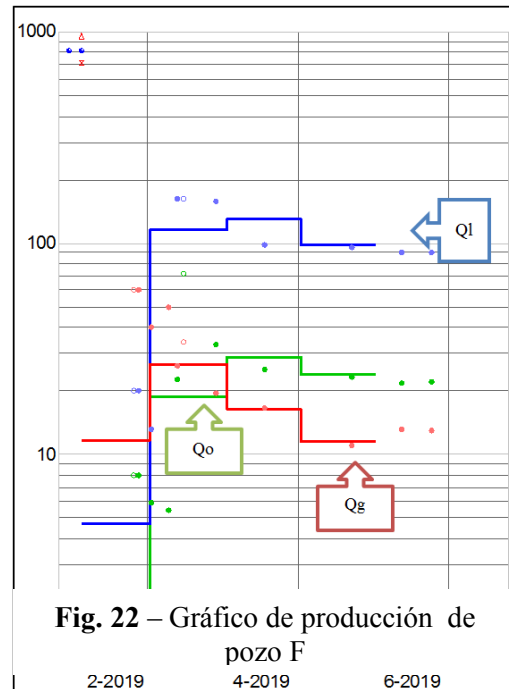


Fig. 22 – Gráfico de producción de pozo F

- Se perforó también el pozo F, que si bien comprobó gas, no fue posible el dejarlo en surgencia al momento de la terminación, por lo que fue terminado como pozo productor con sistema de bombeo mecánico (BM). Este pozo tuvo un caudal de gas aceptable para el sistema de extracción (60 mil m³/d aproximadamente), aunque lo más resaltante es que se pudo **comprobar la presencia de petróleo en la Formación MEC** gracias a su producción, la cual tuvo un caudal de petróleo máximo de 33 m³/d. Con este pozo se definió punzar unas capas de líquido para ajustar el pozo tipo y así poder capturar la reserva de petróleo y gas, generando un desafío a la gente de Ingeniería de producción para poderlo producir (figura 22).

- Con respecto a los pozos a perforar en otras áreas, se perforaron los pozos G y H en el área II-E, ambos atravesando por completo la Formación MEC (por primera vez para ese bloque). El pozo G fue completado con un sistema de BM por el mismo motivo que el pozo F, mientras que el pozo H fue completado con una instalación surgente de gas. La producción de ambos pozos verifica el alto potencial de la Formación MEC también en otros bloques del yacimiento (ver figuras 23 y 24). Su ubicación puede observarse en la Figura 25.

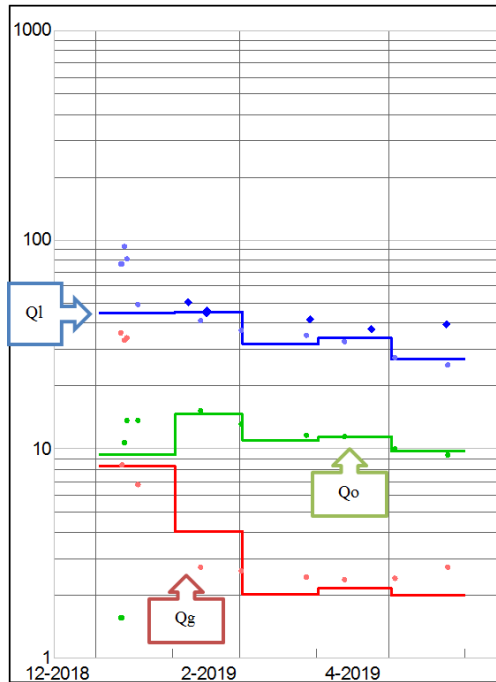


Fig. 23 – Gráfico de producción de pozo G

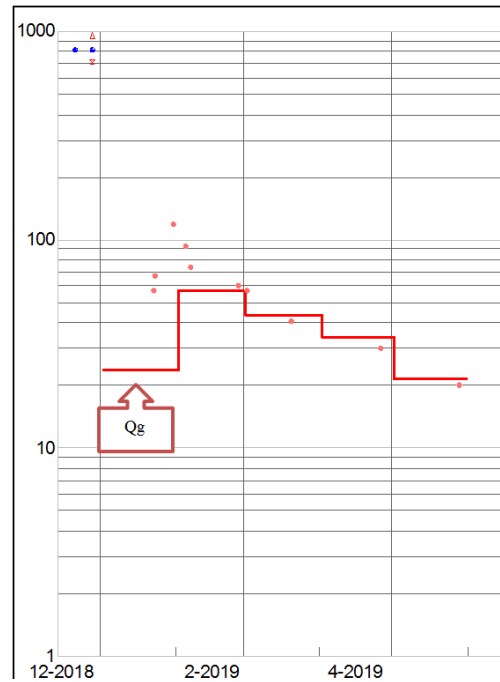


Fig. 24 – Gráfico de producción de pozo H

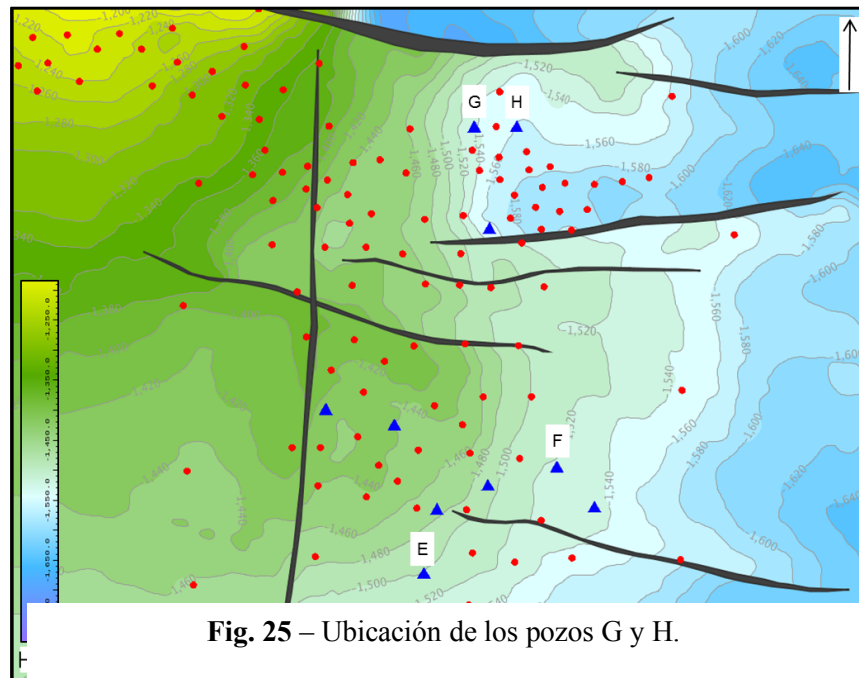


Fig. 25 – Ubicación de los pozos G y H.

- Una vez finalizadas las obras, y con la perforación de los nuevos pozos, se logró incrementar la producción de gas del bloque CT Sur en **un 800% en el primer año**, y **un 2000% en el segundo año** con respecto al mismo punto de referencia, además de contar actualmente con la posibilidad de realizar mediciones precisas de caudales de gas producido superiores a 30000 m3/d, y de presiones dinámicas por pozo, todo de manera online (ver figura 26).

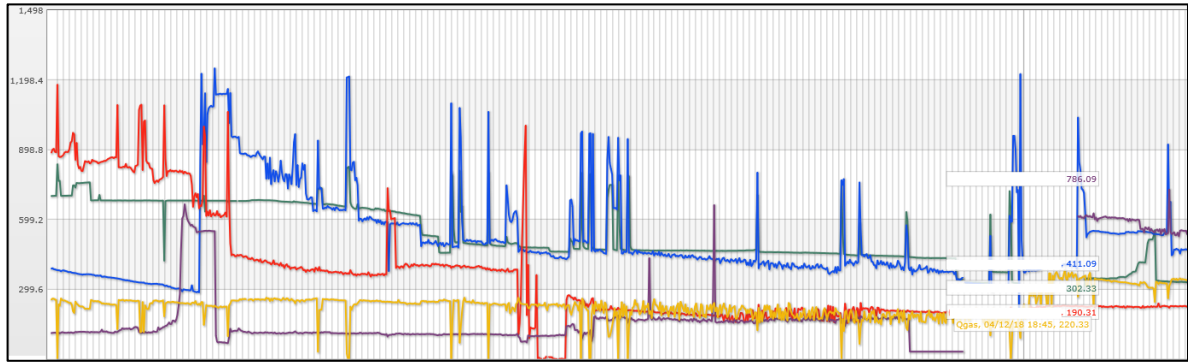


Fig. 26 – Visualizador de tendencias de presión dinámica de pozos y caudal de gas de salida de Separador

- Con todos estos resultados pudimos *reafirmar la actividad para la Campaña 2020 en el Área*, indicada en la Tabla 4.

Referencias:

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

Espina, Sarhan, Acuña, Plazibat, Vega, García J., García F., 2013. “*Desarrollo de proyectos de gas de baja presión en Distrito I, yacimiento Cerro Dragón*”, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos, Rosario, 21-24 Mayo.

De la Fuente, Muñoz, Cárdenas, Carolino, Sosa, Díaz, 2016. “*Evolución y mejoras en instalaciones de producción en pozos de gas del D1*” VI Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos. Bariloche, 24-27 Oct 2016.

Información relacionada a completaciones de pozos, como pueden ser ensayos de terminación y/o intervenciones, datos de presión de reservorios entre otros, para pozos perforados durante los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

Historia de producción de pozos actualizada.

Breve Cv's:

Mercedes Castellanos: Ingeniera Electrónica, Universidad EST.

Especialista en tecnología de la explotación de hidrocarburos del Instituto Tecnológico Buenos Aires. Trabajó Petrobras Energía como Ingeniera de Mantenimiento. Se ha desempeñado en Pan American Energy como Ingeniera de Workover en la cuenca del golfo por dos años, Ingeniera de desarrollo de reservas por cuatro años, y actualmente se desempeña como Líder de desarrollo de reservas desde hace siete años.

Marcos Rivas: Ingeniero de Petróleos, recibido en la Universidad Nacional de Cuyo.

Trabaja en Pan American Energy desde hace cinco años, actualmente se desempeña como Ingeniero de Producción para el Yacimiento Cerro Dragón.

Miled Sefair: Licenciado en Geofísica, recibido en la Universidad Nacional de San Juan.

Master en Geociencias Aplicadas de la Universidad de Edimburgo.

Desempeña sus funciones en Pan American Energy como Geofísico de Desarrollo de Reservas desde hace 5 años.

Omar Ortega: Ingeniero de Petróleo, recibido en la Universidad del Zulia.

Magister en Petróleo y Gas Natural de la Universidad de Buenos Aires.

Trabajó en YPF en el Yacimiento Los Perales como Ingeniero de reservorios operativo cuatro años. Se desempeña en Pan American Energy como Ingeniero de desarrollo de reservas para el Yacimiento Cerro Dragón desde hace cinco años.

Pablo Di Martino: Geólogo de la Universidad Nacional de Córdoba.

Trabaja en Pan American Energy desde hace cinco años, actualmente se desempeña como Geólogo de desarrollo de reservas para el Yacimiento Cerro Dragón.