

DESARROLLO DE UN YACIMIENTO BAJO RECUPERACIÓN SECUNDARIA UTILIZANDO NUEVAS METODOLOGIAS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN EN LA FORMACIÓN COMODORO RIVADAVIA, YACIMIENTO CERRO DRAGÓN, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Isabel Cano Frers, Pan American Energy SL, icanofrers@pan-energy.com
Laura Alonso, Pan American Energy SL, lcalonso@pan-energy.com
Juan Pablo García, Pan American Energy SL, jpgarcia@pan-energy.com
Diego Leandro Zurlo, Pan American Energy SL, dzurlo@pan-energy.com
Juan José Ramos, Pan American Energy SL, jjramos@pan-energy.com
Augusto Brennan, Pan American Energy SL, abrennan@pan-energy.com
Maximiliano Varela Muñoz, Pan American Energy SL, avarelamunoz@pan-energy.com

Palabras claves:

Golfo San Jorge, Comodoro Rivadavia, Water Flooding, Reservorios fluviales, Casing Drilling, Terminación rigless

Resumen

La perforación de tres pozos de avanzada entre los años 2013 y 2014 en el yacimiento Zorro/Oriental permitió la comprobación de la continuidad y de saturación de petróleo de reservorios estructuralmente más bajos, indicando que las acumulaciones de hidrocarburo se extendían más allá de la zona desarrollada.

A partir de 2015 comenzó el desarrollo de la zona que hoy se denomina Oriental V_VI y Zorro IX_X, donde los primeros pozos comprobaron que la zona tendría un alto potencial productivo, especialmente bajo recuperación secundaria. Con la constatación de la continuidad de capas y el bajo porcentaje de agua en estos reservorios se optó por perforar pozos inyectores en un estadio temprano del desarrollo.

Para lograr el objetivo de implementar los proyectos en el menor tiempo posible e incorporar reservas se debió acudir a nuevas metodologías de perforación y terminación, como ser perforación casing drilling, terminación de pozos rigless con fracturas directas, perfilaje a pozo entubado, limpieza de fracturas con BES y adquisición de datos PLT asistido por BES, entre otras.

La optimización de los tiempos de perforación y terminación permitieron perforar en 5 años 148 pozos sin afectar la productividad de los mismos, alcanzando un pico de producción de 1430 m³/d de petróleo a marzo de 2019, una producción acumulada superior al 1.000.000 m³ e incrementando las reservas de los bloques en un 440%.

Abstract

The drilling of three advanced wells between the years 2013 and 2014 in the Zorro / Oriental field permitted the verification of the continuity and oil saturation of structurally lower reservoirs, indicating that hydrocarbon accumulations extended beyond the developed zone.

As of 2015 the development of the zone that is now called Oriental V_VI and Zorro IX_X began, where the first wells proved that the area would have a high productive potential, especially under waterflooding recovery. With the verification of the continuity of layers and the low percentage of water in these reservoirs, it was decided to drill injection wells at an early stage of development.

To achieve the objective of implementing the projects in the shortest time possible and incorporate reserves, we had to resort to new drilling and completion methodologies, such as casing drilling, completion of rigless wells with fractures, cased-hole logging, cleaning of fractures with ESP and PLT data acquisition assisted by ESP, among others.

The optimization of drilling and completion times allowed to drill in 5 years 148 wells without affecting the productivity of the same, reaching a production peak of 1430 m³/d of oil to March 2019, a cumulative production of more than 1.000.000 m³ and increasing the reserves of the blocks by 440%.

Introducción

Cerro Dragón es un área madura de la Cuenca del Golfo de San Jorge, ubicada a 90 km al oeste de Comodoro Rivadavia, con una superficie de 3,480 km² y más de 6,500 pozos perforados. Prácticamente desde su descubrimiento en el año 1958 el área estuvo ligada al desarrollo de proyectos de recuperación secundaria, siendo el primer proyecto implementado en el año 1969.

En la actualidad más del 60% del campo se encuentra bajo recuperación secundaria con una inyección diaria de 214,000 m³/d distribuida entre 786 inyectores activos y con 2,706 pozos productores afectados.

Esta cuenca de origen fluvial genera un desafío en cuanto al desarrollo del campo por la multiplicidad de capas y sus respectivos contactos agua-petróleo, y la escasa información disponible.

El área del presente estudio se centra en los yacimientos denominados Oriental y Zorro. Los mismos constituyen un reservorio en conjunto sin mayores diferencias geológicas entre ellos.

En los últimos años se adoptaron técnicas, tanto de perforación como de completación, que permitieron la implementación de los proyectos de inyección de agua en el menor tiempo posible.

Esta nueva forma de desarrollar un campo permitió, no solo alcanzar los niveles de producción previstos, sino también incrementar las reservas asociadas con el menor costo posible y haciendo un uso eficiente de los recursos disponibles.

Antecedentes de la zona

En el año 2013 se perfora un pozo de avanzada. Los buenos resultados del mismo impulsan en el año 2014 la perforación de otros dos pozos, ambos estructuralmente más bajos y con muy buena producción de petróleo (Fig. 1). La comprobación de la continuidad y la saturación de petróleo de los reservorios de estos pozos indicaban que no se estaba cerca del límite del yacimiento.

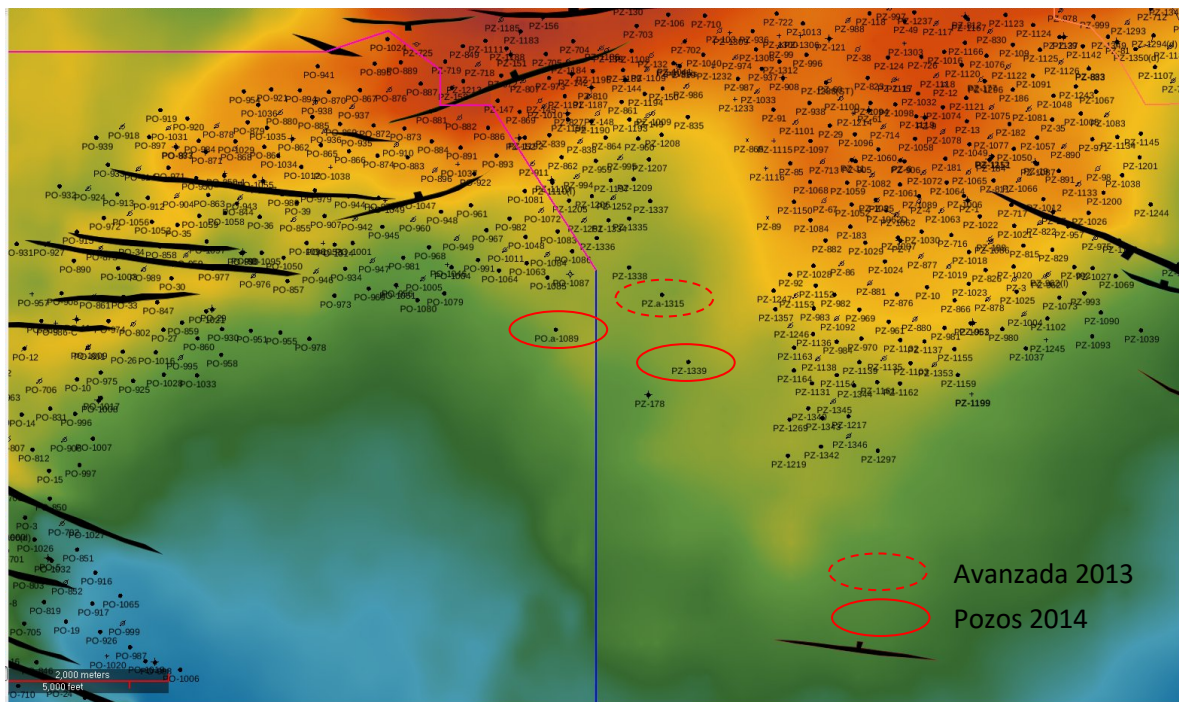


Fig. 1 – Mapa estructural yacimientos Zorro / Oriental (Año 2014)

A partir del año 2015 comenzó el desarrollo de la zona que hoy se denomina Oriental V & VI y Zorro IX & X, donde los primeros pozos ya mostraron que la zona tendría un alto potencial productivo, especialmente bajo recuperación secundaria. Con la constatación de la continuidad de capa y el bajo porcentaje de agua en estos reservorios se optó por perforar pozos inyectores en un estadio temprano del desarrollo.

Se contaba con los recursos básicos (agua de inyección, capacidad en baterías) para encarar el desarrollo hacia el sur, por lo que se decidió acelerar la implementación de un proyecto bajo recuperación secundaria.

Metodología utilizada

El nuevo enfoque que se planteó para este desarrollo se orientó en considerar cómo podría optimizarse el uso del recurso escaso de equipos de torres, tanto de perforación como de terminación.

Para ello se cambió la **estrategia de desarrollo** con la que se venía tradicionalmente implementando los bloques. La metodología utilizada consistía en perforar primero todos los pozos como productores, luego se realizaba el modelo geológico y, con la información de los ensayos de pistoneo de capas y los perfiles a pozo abierto, se seleccionaban los mejores candidatos para convertirlos en pozos inyectores de agua. Luego de implementado el proyecto se detectaban oportunidades de perforación de pozos productores para completar patterns o mejorar el barrido de las capas.

La **nueva estrategia** consistió en perforar primero los productores de la malla e inmediatamente después el inyector asociado. Esta estrategia apuntaba a múltiples objetivos; Por un lado se evitaban las complicaciones durante la perforación y/o completación asociadas al cross flow de los reservorios bajo recuperación secundaria, con los que se encontraban muy por debajo de la presión hidrostática. Por otro lado, se buscaba minimizar la despresurización de los reservorios a inyectar; Y desde el punto de vista operativo, se simplificaban las instalaciones selectivas de los inyectores, ya que no era necesario realizar conversiones y solo se punzaban las capas a ser inyectadas.

Con respecto a la optimización de los recursos de equipos, específicamente con los equipos de perforación, se seleccionaron algunos pozos para ser perforados mediante la tecnología de *casing while drilling* (CWD) (Fig. 2), que permitió atravesar y entubar zonas problemáticas como formaciones inestables y zonas depletadas con pérdida de circulación. No obstante, para no perder calidad de información que pudiera repercutir en la productividad de los pozos, fue necesario contar con *pozos entrenadores*, los cuales fueron perfilados open-hole y cased-hole para luego generar los perfiles emulados en aquellos pozos perforados con CWD.

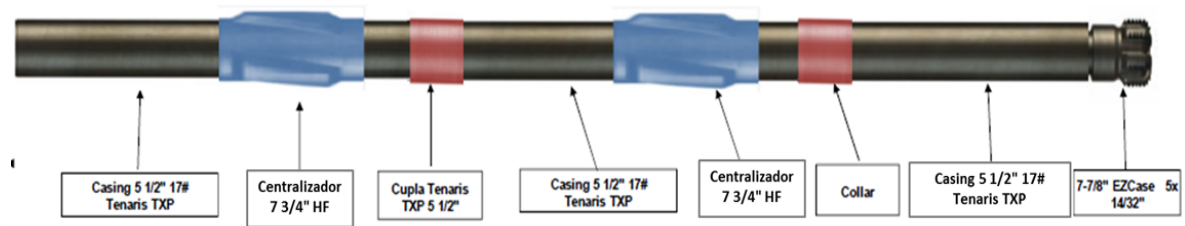


Fig. 2 – Sondeo de CWD

Adicionalmente, se *optimizó la terminación* realizando la primera etapa de punzados de manera rigless (Fig. 3), realizando fracturas directas sin ensayos previos y, preferentemente, con straddle packer (Fig. 4), que básicamente consiste en una herramienta de doble packer con un puerto de fractura entre ellos. Esto permite ir ensayando y luego fracturar sin necesidad de fijar tapón, lo cual agiliza las maniobras reduciendo los tiempos de completación.



Fig. 3 – Operación de rigless

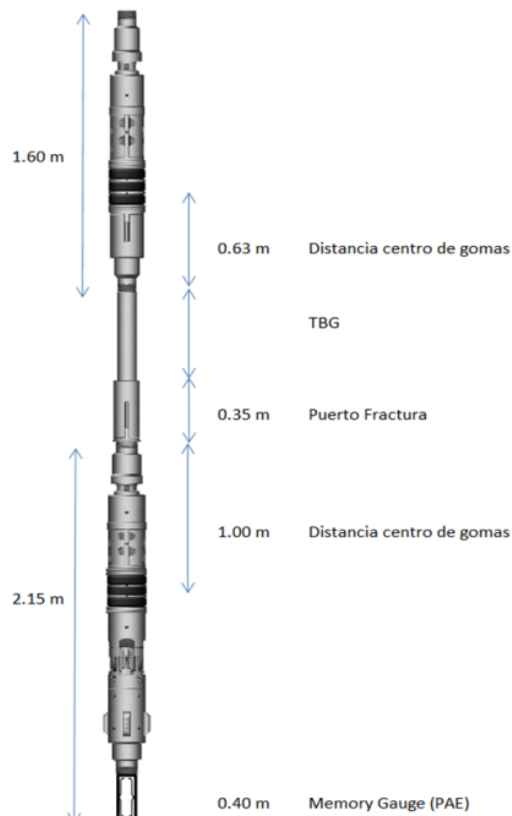


Fig. 4 – Straddle Packer

También se hicieron algunas terminaciones con Target TT*Logging (TTL) (Fig. 5) a fin de tener información completa de los reservorios con petróleo y el perfil de producción de la zona (Fig. 6), eliminándose posteriormente los ensayos de capas en futuras terminaciones.

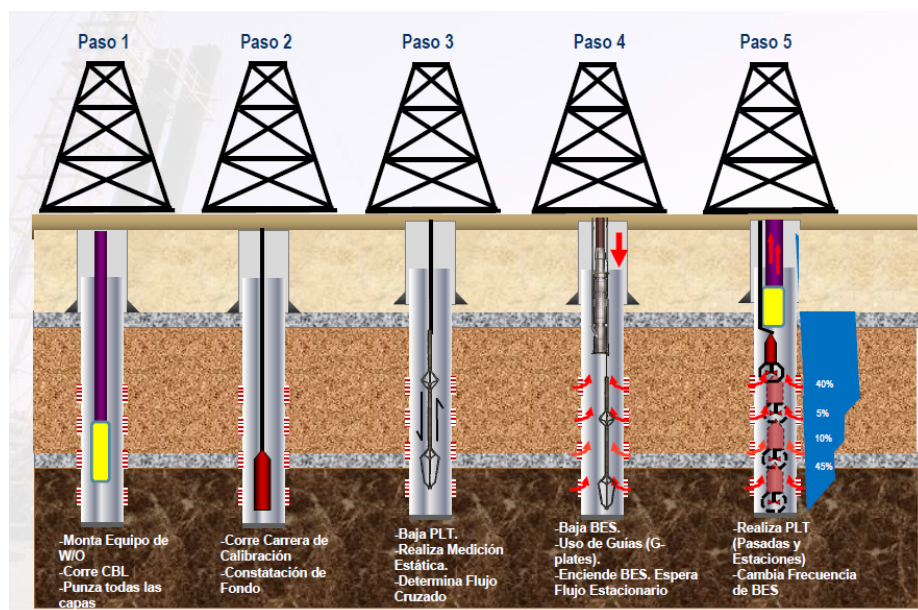


Fig. 5 – Target TT*Logging

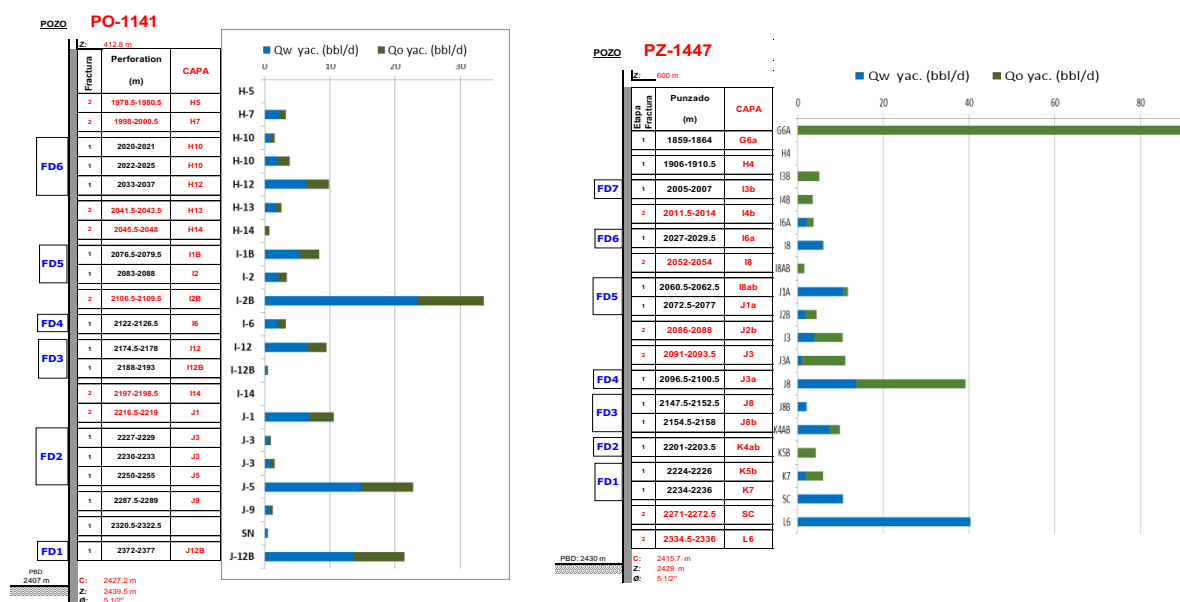


Fig. 6 – Resultados de Target TT*Logging

Resultados

El hecho de perforar primero los productores de la malla y por último el inyector implicó no tener excedente de agua en la planta por paro de inyectores, asegurar presiones por debajo de la hidrostática en los reservorios, disponer de la información completa de correlaciones para definir la configuración más óptima del pozo inyector y minimizar la pérdida de presión del reservorio.

La perforación con CWD permitió reducir los tiempos de perforación un 34%, equivalente a un ahorro de 4,9 días promedio por pozo perforado, minimizó las complicaciones por pérdidas de lodo por admisión y se redujeron los tiempos de exposición y daño a la formación. El uso de esta tecnología permitió un ahorro de U\$S 75.000 promedio por pozo perforado.

Las terminaciones en modo Rigless (punzados y perfiles entubados con pluma) y las fracturas directas permitieron un ahorro en tiempos del 15%, lo que representa 2,6 días menos de uso de equipo de torres por completación. El ahorro generado fue de U\$S 34.000 promedio por pozo.

La realización de perfiles de producción con TTL en zonas bajas de la estructura permitió obtener información útil para descartar ensayos de formación en posteriores terminaciones y definir polígonos de espesor útil en el modelo estático.

Por último, se bajaron bombas electrosumergibles de amplio rango para disminuir las intervenciones por adecuaciones en productores asociados a las futuras respuestas de inyección.

Entre productores e inyectores se perforaron 61 pozos CWD con un tiempo promedio de perforación de 9,6 días, y se perforaron 69 pozos en forma convencional con un tiempo promedio de perforación de 14,5 días. Los pozos fueron completados en 15 días, lo que nos permitió alcanzar un pico de producción de 1430 m³/d (Fig. 7), un caudal de inyección de 12.300 m³/d, y una acumulada de 1.300.000 m³ de petróleo a junio de 2019.

La implementación total de estos proyectos involucrará 245 pozos, de los cuales 134 pozos (55%) se perforarán en la modalidad CWD, y el 57% de los productores serán terminados con fracturas directas sin ensayo previo (Fig. 8).

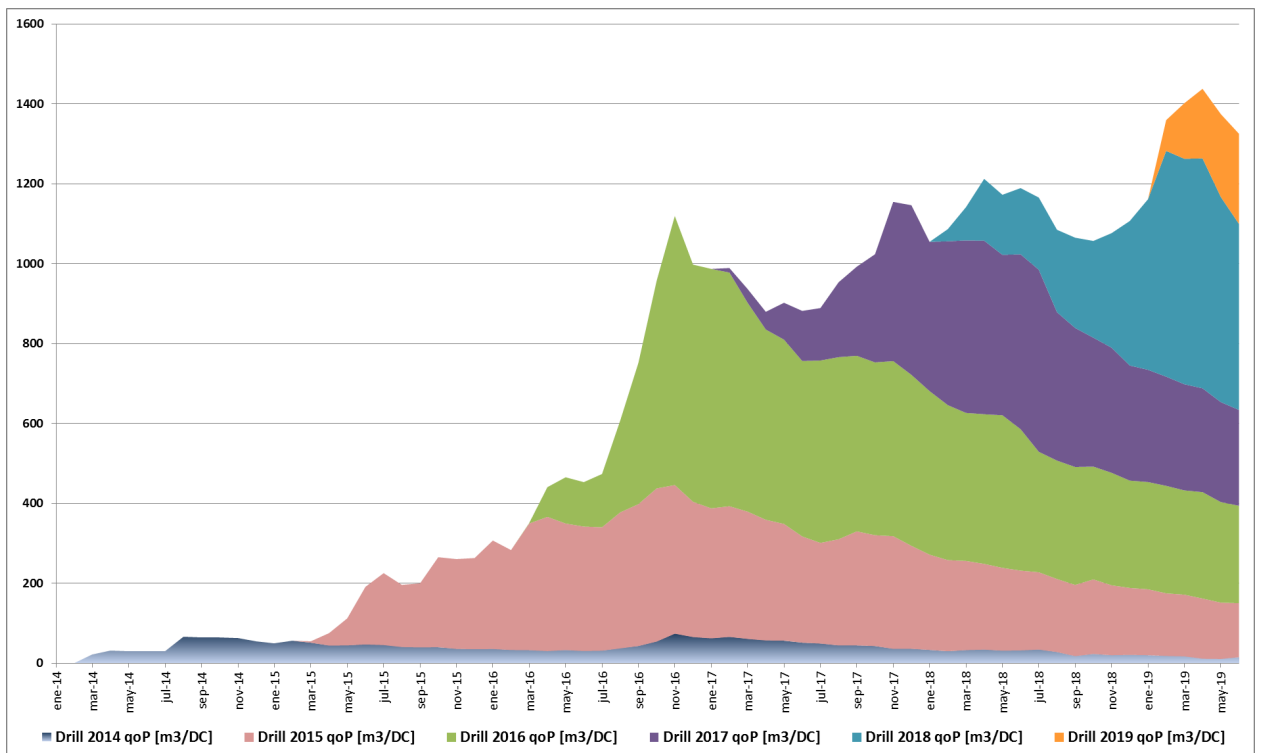


Fig. 7 – Producción de petróleo por campaña de perforación

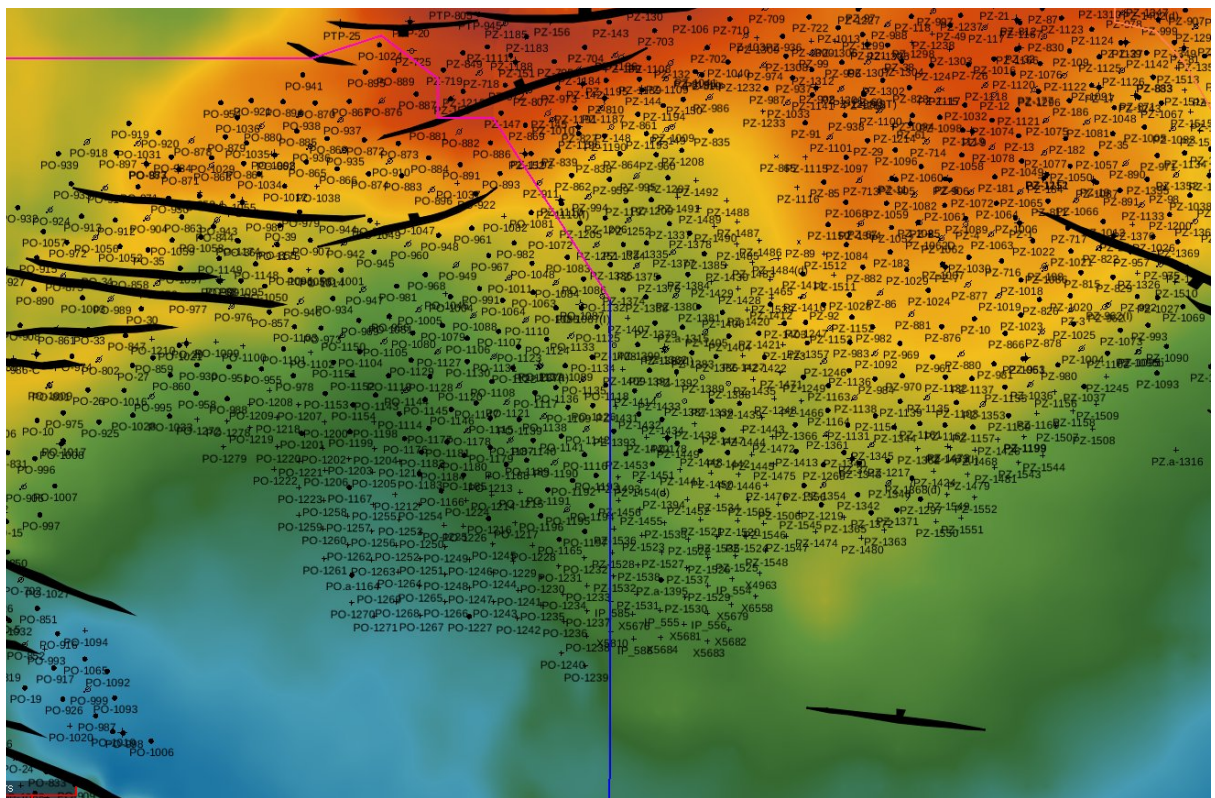


Fig. 8 – Mapa estructural yacimientos Zorro / Oriental (Año 2021)

Conclusiones

La implementación temprana de la recuperación secundaria implica una respuesta anticipada y una mejora en el cash flow del proyecto.

La utilización de nuevas tecnologías permitió hacer un uso eficiente de los recursos sin sacrificar información ni calidad de pozo, facilitando el rápido desarrollo de las reservas involucradas.

Se definió una estrategia de desarrollo de un campo integrando esfuerzos de diversas especialidades y sectores. Esta implementación sirvió como aprendizaje para ser extrapolado a otros campos y yacimientos de Cerro Dragón.

Se trabajó fuertemente en las problemáticas operativas para reducir tiempos de perforación y hacer más eficiente el uso de los equipos de perforación y terminación.

Este cambio de estrategia en el desarrollo permitió implementar los proyectos de secundaria un **30% más rápido** generando una aceleración de la producción, y de la incorporación y progresión de reservas; liberando recursos operativos para otros proyectos, y obteniendo un **ahorro promedio del 5%** en el costo por pozo.

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 Pan American 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.

Augusto Brennan es Ingeniero Geodesta – Geofísico de la Universidad de Buenos Aires. Inició su carrera profesional en YPF en Operaciones Geofísicas y luego como Geofísico de desarrollo. Desde 2008 se desempeña como Intérprete Geofísico de Exploración y Desarrollo en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Isabel Cano Frers es Ingeniera Química egresada de la Universidad Tecnológica de Buenos Aires. Comenzó su carrera en YPF donde trabajó como Ingeniera de Yacimiento en campos de las Cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina. A partir de 2005 se desempeña como Ingeniera de Reservorios en Pan American Energy. Actualmente es Líder de desarrollo de reservas para la cuenca del Golfo San Jorge.

Juan Pablo García es Ingeniero Electrónico egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, posee una Especialización en Ingeniería de Reservorios. Comenzó su carrera en YPF como Ingeniero de Recuperación Secundaria. Desde 2015 se desempeña como Ingeniero de Reservorios para Pan American Energy.

Juan José Ramos es Geólogo de la Universidad Nacional de Salta, tiene un Master en E&P y un posgrado en Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Inició su carrera profesional en YPF donde trabajó como geólogo de desarrollo para el yacimiento Manantiales Behr. Trabajó en Paradigm Geophysical en modelado para diferentes cuencas. Desde 2017 se desempeña como Geólogo de Reservorios en Pan American Energy.

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.