



Cerro Dragón: exploración en áreas maduras

Por **Alejandro López Angriman**

Gerente de Desarrollo de Reservas del Golfo San Jorge
Pan American Energy

El área Cerro Dragón se encuentra en el flanco norte de la cuenca Golfo San Jorge y abarca una superficie de 3400 kilómetros cuadrados entre las provincias de Chubut y Santa Cruz.

Esta zona comprende varios yacimientos de petróleo y gas que producen de múltiples reservorios –principalmente, de origen fluvio-deltaico– y se encuentran en diferentes estados de madurez y depleción. Inicialmente el área Cerro Dragón fue operada por YPF. A partir de 1958 pasó a manos de Amoco y desde 1997, a Pan American Energy (PAE).

La historia de Cerro Dragón muestra un pico de producción de petróleo de 9000 metros cúbicos diarios en 1974 y, desde ese momento, un nivel de producción estabilizado en aproximadamente 7800.

A diciembre de 2009, la producción promedio de petróleo anual de Cerro Dragón era de 15695 metros cúbicos por día, muy por encima del pico de producción alcanzado en 1974 y dos veces el nivel de producción que mantuvo el área durante la década de los setenta.

Desde 2007 en adelante, y a partir de la extensión por diez años de la concesión de Cerro Dragón –el contrato que vence en 2017 fue prorrogado por los gobiernos de las provincias de Chubut y Santa Cruz hasta 2027– PAE ha reforzado esta estrategia de crecimiento.

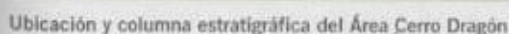
Hasta la década de los noventa, la exploración en Cerro Dragón, como en la mayoría de las áreas en el Golfo de San Jorge, estuvo enfocada en aumentar las reservas de petróleo del sistema integrado por los reservorios fluvio-deltaicos de la formación (Fm) Comodoro Rivadavia y subordinadamente la Fm. Mina El Carmen y la Fm. Pozo D-129 como roca generadora.

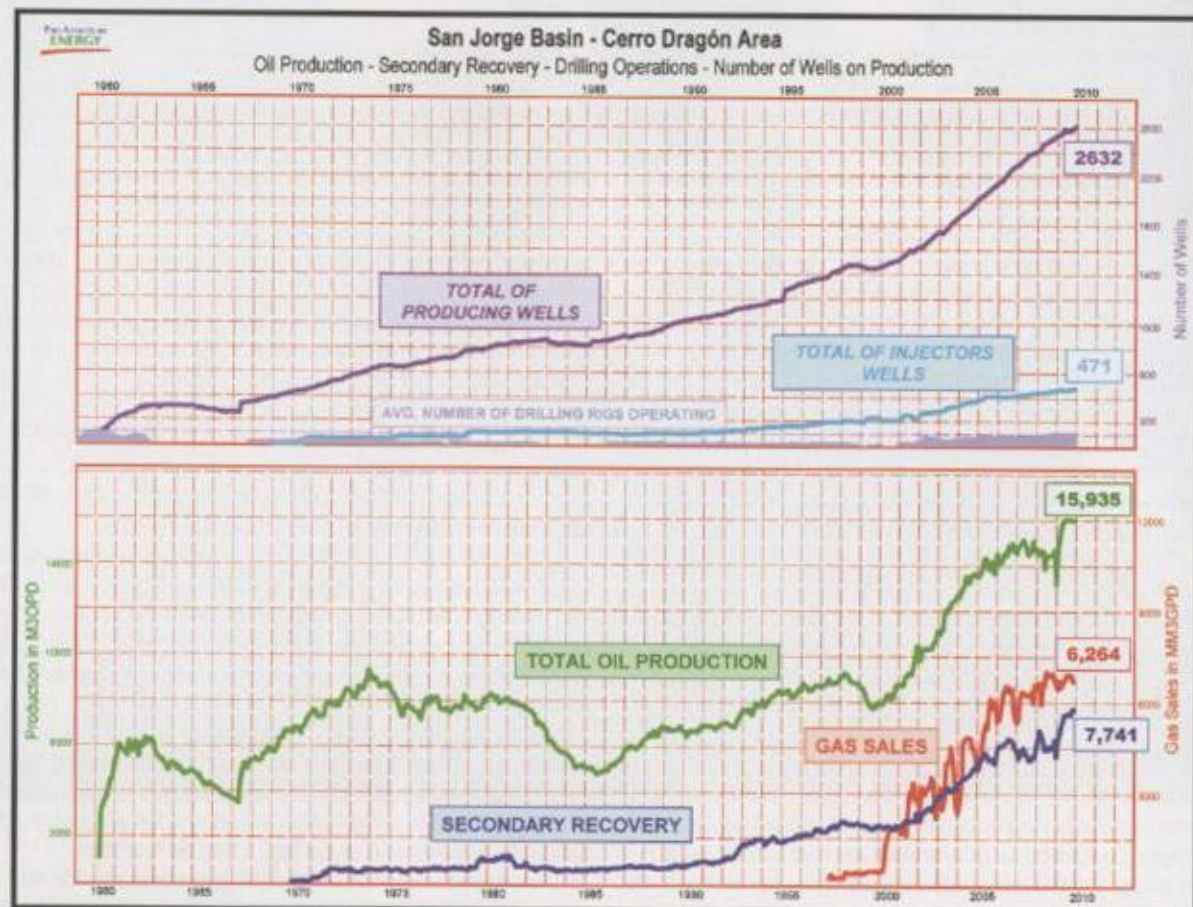
Hacia fines de esa década y con el comienzo de la operación de PAE, se aceleró la adquisición de sísmica 3D para esa área.

La mejora en la identificación de fluidos no se reflejó en un inmediato acceso a nuevas reservas, ya que fue necesario cambiar la metodología de terminación de los pozos y desarrollar métodos de fractura hidráulica eficaces, que permitiesen acceder a dichas reservas

Como prueba de ello se volvieron a desarrollar campos como Valle Hermoso, mediante campañas de profundización *infill*, con el objetivo de incorporar las reservas localizadas en los paleovalles identificados por medio de cubos de coherencia, en la Fm. Mina El Carmen.

De esta manera, con el apoyo de investigadores de la





Historia de producción del Área Cerro Dragón y de la actividad de desarrollo

Historia de producción del Área Cerro Dragón y de la actividad de desarrollo

Universidad San Juan Bosco de Comodoro Rivadavia, se han desarrollado modelos paleogeográficos que permiten identificar los lugares más propicios para la exploración de trampas estratigráficas en reservorios volcánoclasticos.

Asimismo, ha sido necesario fortalecer el conocimiento sobre los distintos procesos diagenéticos que afectan a las potenciales rocas reservorio del Grupo Chubut, en particular, las espesas secuencias volcánoclasticas de la base de la Fm. Mina El Carmen.

En este sentido, se ha intensificado la obtención de coronas y testigos laterales rotados, que permitieron la caracterización petrofísica y diagenética de estos reservorios.

Como resultado, se han incorporado reservas de hidrocarburos alojados en reservorios volcánoclasticos con porosidad secundaria, que en los cubos de sísmica 3D se caracterizan por marcar una "anomalía" de alta amplitud en los reflectores de la zona "alterada". Este es un claro ejemplo en el cual el equipo de trabajo de PAE ha reconocido una "anomalía" sísmica que se traduce en nuevas reservas. Cuando ello sucede, de inmediato el equipo asume el desafío de obtener información que permita interpretar los procesos que originaron dicha acumulación y predecir dónde pueden localizarse prospectos exploratorios similares.

Cada año, PAE perfora entre 150 y 200 pozos en Cerro Dragón. Este *portfolio* ha estado integrado por un 30% de locaciones no probadas; de esta forma, los pozos de avanzada, profundizaciones *infill* y de exploración han permitido crecer en el volumen de reservas probadas del yacimiento.

Crecimiento con mejora continua

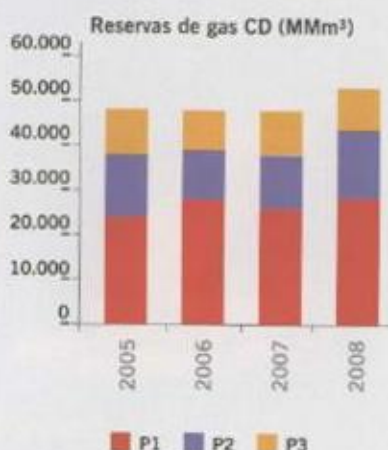
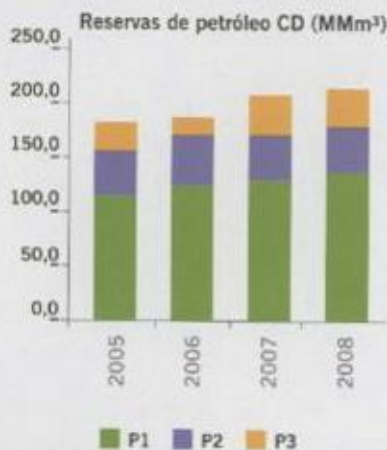
Hasta aquí he intentado describir los lineamientos exploratorios que aplica PAE en su plan de inversiones en Cerro Dragón.

Ahora bien, esto no representaría un incremento de reservas sin el gran esfuerzo que se realiza para gerenciar adecuadamente la declinación de la producción base. La continua atención para mejorar el rendimiento de los proyectos de inyección de agua (que actualmente representan el 47% de la producción de petróleo de Cerro Dragón) ha llevado a desarrollar un proceso común y a redactar las prácticas recomendadas para la gestión de un proyecto de inyección de agua.

En líneas generales, este proceso hace foco en la calidad necesaria requerida de los modelos estáticos, que luego serán simulados analíticamente, para estudiar cómo se les dará prioridad a las diferentes oportunidades, de qué manera se implementará el proyecto, cómo se operará y qué herramientas se utilizarán para evaluar su eficiencia.

La aplicación de este proceso común permitió mantener enfocados a los grupos multidisciplinarios, integrados por geocientistas, ingenieros de reservorio y de producción, que son responsables de cada proyecto de inyección en el manejo de la declinación. En 2009 se logró así disminuir la declinación de la producción base de Cerro Dragón del 10% al 8,5%.

Adicionalmente, PAE ha invertido en la expansión del sistema de producción del yacimiento: actualmente, los



Evolución de las reservas de petróleo y gas del área Cerro Dragón.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

16.100 metros cúbicos diarios de petróleo se producen con 136.000 metros cúbicos diarios de agua, utilizados en 50 proyectos de inyección.

La calidad del tratamiento del agua de inyección, como así también la distribución de inyección en cada uno de los más de 25 reservorios presentes en cada inyector, han sido analizados en profundidad. Las mejoras obtenidas en estos parámetros han resultado en un mejor barrido de los reservorios, como así también en la incorporación de reservas de mallas conformadas por reservorios de baja permeabilidad.

Producción de todos los hidrocarburos

Otro pilar fundamental que ha permitido el aumento de las reservas de Cerro Dragón ha sido enfrentar el paradigma de que la cuenca Golfo San Jorge es una cuenca petrolífera; si bien no hay duda de que este es su principal producto, dadas la naturaleza e historia térmica de la roca generadora, PAE asumió el desafío de explorar y producir todo tipo de hidrocarburos, con incorporación del gas.

Durante gran parte de la historia de producción del área, el gas asociado fue utilizado como gas combustible, principalmente en calentadores y como alimentación de los equipos de bombeo mecánico.

A fines de 1997, durante el desarrollo del yacimiento Bayo, se instaló una pequeña planta de gas, con capacidad de 0,4 MM metros cúbicos diarios; de esta forma, PAE comenzó a vender 0,2 MM metros cúbicos diarios de gas.

En el año 2000 se sancionó el plan de electrificación y automatización del yacimiento, para lo cual fue necesario iniciar la instalación de usinas de generación térmica. Ese mismo año se instaló la primera planta de gas en el área Zorro (Zorro Fase I) y se la conectó directamente al Gasoducto General San Martín, operado por TGS.

Esta planta permitió incrementar las ventas de gas a 1,5 MM metros cúbicos por día y fue alimentada por un intenso plan de *workovers* en pozos que habían identificado reservorios de gas en la Fm. Comodoro Rivadavia.

Un año después la planta se expandió en otros 2 MM metros cúbicos diarios (conocida como Zorro Fase II) y fue abastecida por la perforación de pozos de alta rela-

ción gas/petróleo (HGOR), identificados mediante la interpretación de sísmica 3D. De esta forma, se logró que las ventas de gas alcanzaran los 3,4 MM metros cúbicos por día.

A partir de encontrarse el yacimiento de gas en reservorios alterados de MEC en 2001 y de su desarrollo, la planta Zorro fue expandida nuevamente (Fase III) durante 2003 y alcanzó su capacidad actual de 8 MM metros cúbicos por día.

Finalmente, durante 2009, las ventas promedio de gas alcanzaron los 6,32 MM de metros cúbicos diarios; además, se destinaron otros 2,36 MM al consumo interno de usinas de generación eléctrica y calentadores.

Durante el año pasado se realizaron modificaciones en la red de gas para expandir su capacidad de manejo de gas del campo a 9,1 MM metros cúbicos diarios, mediante la instalación de una planta de membranas para el tratamiento de 1 MM metro cúbico por día de gas con dióxido de carbono.

La fuerte expansión y flexibilidad del sistema de captación de gas permitió incorporar reservas de los reservorios de MEC y del tope de D-129. De esta forma, se logró incorporar a la producción reservorios de menor porosidad y permeabilidad que los clásicos de la Fm. Comodoro Rivadavia, con una mayor relación gas/petróleo que estos últimos. Esto se puso de manifiesto en la inclusión, durante los últimos 5 años, de 40 pozos de alta relación gas/petróleo (HGOR) en proyectos de profundización *infill* con objetivo en paleovalles de MEC.

El futuro

Los distintos lineamientos exploratorios que se han descripto anteriormente se hallan en diferente estado de madurez en Cerro Dragón.

El acceso a reservas en paleovalles en MEC ha generado el re desarrollo de los yacimientos de la zona central del área, que deberá ser expandida hacia la zona oeste, donde la compresión Andina agrega una variable más a considerar en la definición de un prospecto.

Además, existen oportunidades en los yacimientos de la zona este, donde las múltiples intrusiones de diques ígneos dificultan el análisis de atributos sísmicos y, a su vez, generan compartimentalización y posibilidades de pequeños entrapamientos.

El reproceso conjunto de toda la sísmica 3D del área ha permitido avanzar en los estudios regionales, con el objetivo de entender con mayor profundidad la evolución de la cuenca Golfo San Jorge y considerar el potencial exploratorio de los diferentes sistemas petroleros del Grupo Chubut y del Neocomiano.

El adecuado manejo de la producción básica, la continua inversión en la expansión de las instalaciones de tratamiento e inyección de agua y del sistema de captación de gas, en conjunto con el análisis creativo de las posibilidades de hallar nuevas acumulaciones de hidrocarburos, permitirán a PAE seguir reemplazando reservas en el área Cerro Dragón. ■