



La exploración en el margen continental y sus perspectivas

Por **Mateo Turic**

Introducción

Tomando como referencia el Pie del Talud, el margen continental argentino se extiende por unos tres millones de km², de los cuales un millón está por encima de la isobata de 200 metros.

Esta gran superficie fue estudiada con variable intensidad a lo largo del tiempo, registrándose algo más de 350.000 km de sísmica 2D y unos 10.000 km² de 3D. Se perforaron 176 pozos de exploración a marzo de 2009. Para lo que resta de este año está prevista la perforación de otros tres pozos de exploración; dos en la cuenca del Golfo de San Jorge y uno en la Austral.

Cabe destacar que, con excepción de algunos pozos perforados en Malvinas Norte, todos lo fueron en profundidades de agua de menos de 150 metros.

La figura 1 muestra las cuencas costa afuera de la Argentina, así como el número de pozos perforados en cada una de ellas.

Estudios iniciales

Los primeros estudios para definir las características geológicas de la plataforma continental fueron realizados entre los años 1957 y 1961, mediante una tarea conjunta del Lamont Geological Observatory de la Universidad de Columbia y el Servicio de Hidrografía Naval de la Armada Argentina (buques *Vema* de la Universidad de Columbia y *Bahía Blanca*, *Sanavirón* y *Capitán Canepa* de la Armada Argentina).

Se realizaron 250 pruebas de refracción sísmica, las que permitieron demostrar la continuación costa afuera de algunas de las cuencas, así como sus límites y configuración aproximada, obtener datos de los espesores sedimentarios y rasgos estructurales mayores.

Los resultados obtenidos fueron publicados en diversos medios científicos entre 1963 y 1968.

Actividades petroleras desarrolladas

A partir de 1968, bajo las normas dictadas por la Ley de Hidrocarburos (17.319) comenzaron actividades espe-

cíficas con el objeto de localizar acumulaciones explotables de hidrocarburos.

El primer esfuerzo exploratorio de perforación se desarrolló entre fines de 1968 y 1971, lapso en el cual se perforaron 32 pozos en las cuencas del Golfo de San Jorge (17); Colorado (12) y Salado (3). Las compañías participantes fueron Kerr Mc Gee, Union Oil y Sun Oil en la Cuenca del Salado. AGIP y Hunt en la del Colorado, y Sinclair, AGIP y Tenneco en la del Golfo de San Jorge.

En las cuencas del Salado y Colorado los pozos atravesaron una columna estratigráfica con nula capacidad de generación de hidrocarburos, por lo que se descartaron entonces grandes extensiones de su mitad occidental.

En la de San Jorge, tres pozos comprobaron petróleo: Marta x-1 y x-2 y Petrel x-1. Otros nueve tuvieron buenas manifestaciones de petróleo y los cinco restantes sin indicio alguno. Al ser considerados subcomerciales, los descubrimientos no fueron desarrollados.

El segundo esfuerzo exploratorio fue más importante y se desarrolló por un tiempo algo más prolongado: entre 1977 y 1985. Se perforaron 73 pozos de exploración, con una importante concentración de la actividad en la Cuenca Austral y en la de Malvinas y algo menos en la de San Jorge y Colorado.

Este segundo período registra la participación por primera vez en la perforación de YPF, la que mediante la plataforma semisumergible General Mosconi perfora dos pozos en la Cuenca del Colorado, siete en la de San Jorge y el pozo pionero en la de Malvinas (Ciclón es-1). Las otras empresas que contribuyeron a este significativo esfuerzo fueron Shell y Total en la Cuenca Austral y Exxon en la de Malvinas.

Las actividades de este segundo período fueron muy

Pozos de exploración
Cuencas no productivas y costa afuera

Cuenca	Pozos	
	ON	OFF
1 Chacoparanense	36	
2 Del Salado	8	4
3 Del Colorado	9	18
4 Niriuhau	5	
5 Península Valdés	1	
6 Rawson		1
7 Golfo San Jorge		26
8 Malvinas		18
9 Malvinas Norte		6
10 Austral		99
11 San Julián		1
12 Cañadón Asfalto	2	
13 El Tranquilo	1	
TOTAL	62	173



Figura 1.

Plays de frontera exploratoria

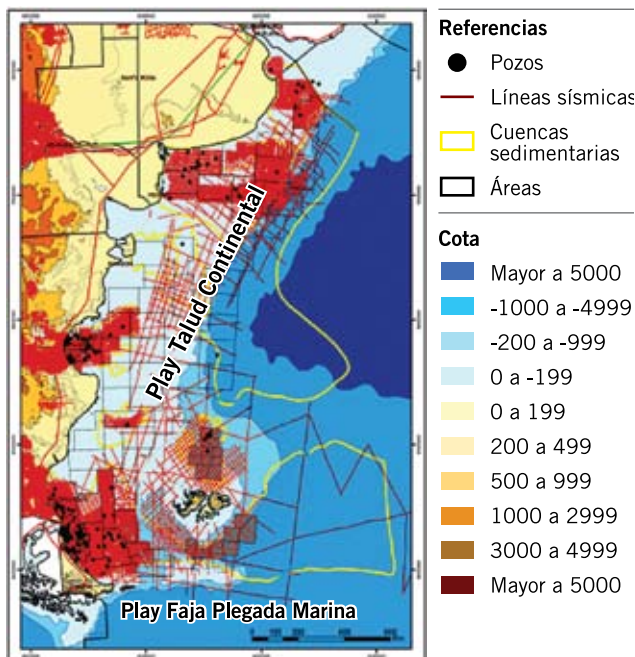


Figura 2.

fructíferas y dieron como resultado hallazgos comerciales, que fueron puestos en producción en los bloques asignados a Total, frente a las costas de Tierra del Fuego, y a Shell frente a la desembocadura del estrecho de Magallanes, este último operado hoy en día por Sipetrol.

En la Cuenca de Malvinas, dos de los 13 pozos perforados por Exxon con la semisumergible General Mosconi fueron descubridores: Calamar x-1 con 500 m³/d de petróleo y Salmón x-1 con 600.000 m³/d de gas y algo de condensado. Las reservas calculadas fueron demasiado pequeñas para un desarrollo comercial dentro de un entorno donde la distancia a la costa, y las condiciones meteorológicas, entre otros factores, tuvieron un peso decisivo en las decisiones finales.

Tres de los pozos perforados por YPF en la Cuenca del Golfo de San Jorge fueron descubrimientos considerados no comerciales en su momento. En el Flanco Norte Tehuelche x-1 con 200 m³/d y Mapuche con 10m³/d. En el Flanco Sur Flamenco x-1 con 100 m³/d. En los tres casos, los hallazgos fueron en reservorios de la Formación Mina El Carmen.

La tercera etapa, definida entre 1986 y 1999, se caracteriza por una actividad geográficamente más distribuida.

En efecto, todas las cuencas costa afuera fueron objeto, en mayor o menor grado, de actividad perforatoria, con la excepción de la del Golfo de San Jorge (recuérdese el bajo precio del petróleo en ese período).

Se perforó un pozo en cada una de las cuencas del Salado; Rawson y San Julián; cuatro en la del Colorado; tres en Malvinas y seis en Malvinas Norte. Sin embargo, la mayor parte de la actividad perforatoria de exploración continuó verificándose en la Cuenca Austral, donde Total

perforó 29 pozos de exploración y otros cinco Sipetrol. Ésta es una circunstancia normal en cuencas con producción establecida y con potencial adicional en las que la exploración se va realimentando a medida que se van sucediendo éxitos y nuevos datos y estudios.

Lo más destacado de este período es el alto riesgo asumido en las cuencas no productivas y el caudal aportado de información relevante, que permite redireccionar la exploración hacia otros ámbitos geológicos y geográficos, valorizando desde el punto de vista prospectivo extensos sectores de nuestro margen continental.

El resultado más relevante a destacar se dio en la Cuenca del Colorado. Los 18 pozos fueron perforados en aguas someras y mayormente en la mitad occidental de la cuenca. Sin embargo, el primer y hasta ahora único petróleo recuperado allí en un ensayo en el pozo Cruz del Sur (Consorcio Union Texas; YPF; Perez Companc) permite comprobar la presencia de rocas generadoras de petróleo, valorizando el sector más oriental de la cuenca. Sobre este punto volveremos al tratar las perspectivas exploratorias del costa afuera argentino.

El lapso más reciente, entre el año 2000 y la actualidad, se puede calificar como de pausa y reflexión en la actividad exploratoria. El número de pozos perforados ha sido muy bajo por lo que sumando los cuatro pozos anunciados por YPF en el Golfo de San Jorge y los dos de Sipetrol en la Cuenca Austral (proyectos Aurora y Helix respectivamente) se llegaría a fines de 2009 con un total de ocho pozos de exploración para el período comentado.

Lo anterior no es extensivo a los estudios geológicos que llevan a cabo diversas empresas, ni a las tareas de registración sísmica, tanto en lo que se refiere a 3D para detallar prospectos, como a 2D de carácter regional y semirregional para habilitar nuevas áreas prospectables.

Perspectivas exploratorias

Parece conveniente no pasar por alto una breve referencia a la experiencia brasileña a la luz de los espectaculares éxitos de los últimos tiempos en la exploración del llamado *subsalt* en la cuenca de Santos.

Es evidente que hay condiciones geológicas muy distintas a las que se presentan en nuestras cuencas. Por empezar, debido al proceso de fragmentación del supercontinente Gondwana, desde la cuenca de Santos hacia el Norte se desarrolla una serie de cuencas que se caracterizan por tener un importante espesor de sal. Son las cuencas de Santos, Campos, Espirito Santo, Jequitinhonha y Camamu/Almada.

Al sur de la cuenca de Santos desaparecen los importantes espesores de sal que juegan un papel significativo en los prolíficos yacimientos Campos y Santos (ver figura 2).

Es decir, las cuencas costa afuera de la Argentina se diferencian de las brasileñas en varios aspectos particulares, principalmente en no tener un desarrollo salino que por movilidad genere trampas, tanto en las secuencias sedimentarias suprayacentes como en el *subsalt*. También hay diferencias en las rocas generadoras de hidrocarburos y en la calidad de los reservorios.

Sobre esta base debemos generar otras hipótesis de trabajo, así como otras expectativas. Podemos pensar y esperar configuraciones geológicas distintas a las de las cuencas brasileñas mencionadas más arriba, que brinden resultados que permitan incorporar al mapa petrolero argentino sectores hoy totalmente vírgenes de perforaciones.

Nuestro margen continental constituye una promisoría frontera exploratoria ya que, a pesar de la falta de éxitos iniciales de relevancia, hay sectores que a la luz de las exploraciones pasadas se pueden calificar hoy como razonablemente prospectivos. No obstante, debe enfáticamente aclararse que lo expresado se inscribe dentro de un marco de muy alto riesgo. Puede ser algo grande o nada.

Tomando como base los resultados de la actividad exploratoria ya realizada, una primera acción es distinguir entre la exploración en áreas conocidas de cuencas productivas o subeconómicas, de la de verdaderas fronteras exploratorias en aguas profundas y ultraprofundas.

El primer escenario corresponde a las cuencas Austral, Golfo de San Jorge y mitad occidental de la de Malvinas. Se trata de aguas someras, con tallas de yacimientos a descubrir relacionadas con lo ya conocido.

El segundo escenario se puede dividir en dos dominios: el *Play Talud Continental* por un lado y el *Play Faja Plegada Marina* por el otro (figura 3).



Figura 3.

Tendencias exploratorias futuras en costa afuera de la Argentina

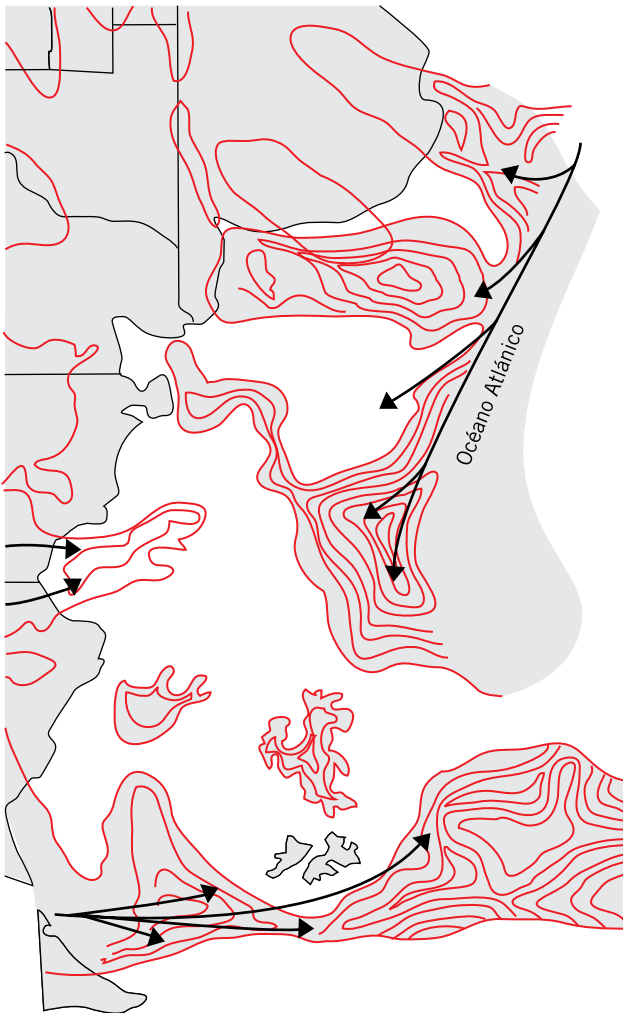


Figura 4.

La porción del *Play* Talud Continental mejor conocida, y que reúne por ese motivo las mayores expectativas, es la localizada en la parte más oriental de la cuenca del Colorado, en profundidades de agua de entre 1000 y 1500 metros.

Esta mayor expectativa proviene del hecho de que YPF, en los bloques de exploración CAA-44 y CAA-7 (hoy E-1), ha llevado a cabo una intensa actividad de registración sísmica 2D y 3D, con sus correspondientes estudios conexos. Entre éstos son de destacar modelados estratigráficos numéricos, detección de gases termogénicos en muestras de fondo marino, detección de *oil seeps* mediante imágenes de radar. YPF ha publicado varios artículos comentando y detallando algunos de los resultados derivados de sus estudios de la información sísmica y de pozos.

En resumen, en este sector se han mapeado trampas estructurales con áreas de cierre de cientos de km², conformadas sobre altos de basamento. Los recursos estimados son del orden de los 2000-3000 Mboe por estructura, es decir del orden de las reservas probadas de petróleo actuales de la Argentina.

Sin embargo, cabe destacar que este *Play* debe superar dos riesgos muy importantes. El primero y principal está relacionado con la presencia efectiva de una roca generadora lo suficientemente rica, espesa y madura capaz de expulsar los grandes volúmenes de hidrocarburos necesarios para un descubrimiento económico. El segundo factor de riesgo es que en esas posiciones de cuenca se encuentren reservorios de calidad y espesor suficientes.

Es indudable que un éxito económico en estos bloques tendrá necesariamente un muy fuerte impacto en situaciones de cuencas vecinas a la del Colorado y a la vez va a realzar el potencial exploratorio de vastos sectores aledaños.

En lo que respecta al *Play* Faja Plegada Marina, la generación de las grandes estructuras mapeadas se debe, al contrario del *Play* Talud Continental, a movimientos tectónicos que dieron lugar a grandes trampas estructurales con áreas de cierre de cientos de km². La presencia de rocas generadoras de hidrocarburos de edades jurásicas y cretácicas es conocida por pozos relativamente próximos a la faja plegada.

Otras evidencias directas de la existencia de rocas generadoras de hidrocarburos están dadas por gases termogénicos recuperados en testigos de fondo marino. Evidencias indirectas son las observables en las secciones sísmicas, en las que son claras las "chimeneas de gas y puntos brillantes", que llevan a suponer una alta participación del gas en los potenciales yacimientos a descubrir.

Como todo proyecto exploratorio el *Play* Faja Plegada Marina también tiene sus riesgos. En este caso son dos: uno geológico y otro económico.

El riesgo geológico principal es la calidad de los reservorios, que se pronostican como areniscas de edad terciaria depositadas en ambientes turbidíticos.

El riesgo económico se centraliza en la eventualidad de que los posibles hallazgos sean mayormente gasíferos, enmarcados en un ambiente de condiciones climáticas y marítimas severas y algo alejado de la costa de Tierra del Fuego. La profundidad del agua oscila entre los 400-600 metros.

Conclusiones

La Argentina cuenta en su costa afuera con dos importantes *plays* de frontera exploratoria: Talud Continental y Faja Plegada Marina.

El potencial estimado se ubica en los miles de millones de barriles equivalentes de petróleo.

Estos *plays* pueden producir un cambio importante en los recursos hidrocarbúferos de la Argentina. Su exploración representa un costo muy alto (60-70 millones de dólares por pozo). Los riesgos geológicos, tecnológicos y económicos a asumir son muy elevados.

Finalmente, en lo que se refiere al costa afuera de las cuencas del Golfo de San Jorge y Austral, el factor determinante es obtener producciones acumuladas por pozo que permitan el repago de las inversiones en tiempos lógicos, lo cual no depende solamente del precio internacional del petróleo.

La figura 4 es una visión de las tendencias exploratorias futuras, la que naturalmente puede verse enriquecida y modificada a medida que se disponga de más datos e ideas. ■