

Exploración offshore en el Atlántico Sur: la nueva frontera energética

> SEBASTIÁN ARISMENDI. LIC. EN CIENCIAS GEOLÓGICAS, CONSULTOR EN EXPLORACIÓN OFFSHORE.

Durante la última década, el Atlántico Sur volvió a posicionarse como un espacio de alta expectativa para la exploración de hidrocarburos. Del lado sudamericano, la Ronda Argentina Costa Afuera 1 (2018), junto con las licencias otorgadas en los últimos años en el *offshore* de Uruguay y sur de Brasil, impulsaron una nueva etapa de exploración de frontera (Figura 1).

Por otra parte, en el margen africano, el gran avance exploratorio registrado en el *offshore* profundo de Namibia consolidó el interés internacional por este sistema conjugado. En conjunto, ambos márgenes conforman un corredor geológico de gran potencial, aunque con desarrollos y niveles de madurez distintos.

1. Etapa exploratoria reciente en Argentina (2019–2025)

Desde la adjudicación de los bloques costa afuera en Argentina (2019), la actividad se concentró en la adquisición y procesamiento de grandes extensiones de sísmica 2D y 3D. Entre 2019 y 2025 se relevaron cerca de 35.000 km de sísmica 2D y más de 40.000 km² de 3D, distribuidos en las cuencas de Austral (AUS), Malvinas Oeste (MLO), y Argentina Norte (CAN).

Empresas contratistas como TGS, PXGeo y BGP realizaron la mayor

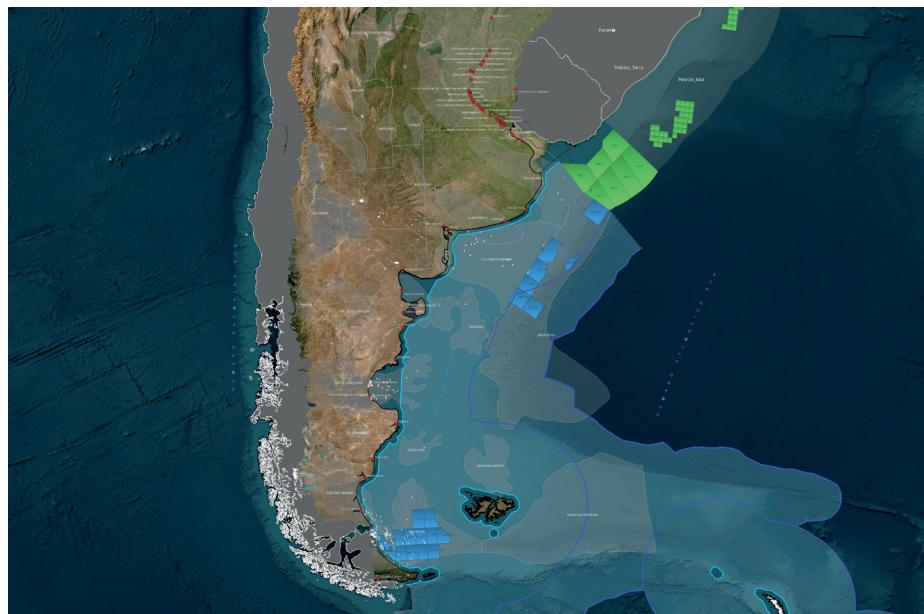


Figura 1: Mapa regional con bloques exploratorios licitados en Argentina (azul), Uruguay y sur de Brasil (verde). También se observan los límites de la plataforma continental argentina (ZEE y extensión COPLA) y sus cuencas sedimentarias marinas.

parte de las adquisiciones sísmicas en favor de operadoras como Exxon-Mobil, TotalEnergies, Eni, Shell, Equinor, YPF y Tullow Oil. TGS ejecutó las principales campañas multicliente en las cuencas MLO y CAN, mientras que PXGeo y BGP desarrollaron programas propietarios para Shell, Equinor e YPF en CAN y AUS.

Por otro lado, en cuanto a la actividad de perforación, el pozo exploratorio Argerich.x-1, operado por Equinor y sus socios YPF y Shell fue ejecutado en 2024 y representó el primer sondeo en aguas ultraprofundas de la Argen-

tina, con 1.500 m de profundidad de agua y 4.000 m de profundidad total, utilizando el drillship Valaris DS-17. Aunque sin resultados comerciales positivos, la operación fue impecable y eficiente, aportando información geológica de valor inestimable para la calibración del área. Esta experiencia obliga a reevaluar el potencial de hidrocarburos de la zona en particular, pero de ninguna manera a descartarla. Es el primer pozo de una cuenca enorme y en gran medida desconocida.

El notable aumento de la actividad en el norte y sur del Mar Argentino, en

el marco de la implementación de los mecanismos de participación pública, donde se debatió mucho sobre la actividad, hizo que estallara un boom informativo de noticias relacionadas al *offshore*, tanto en sitios especializados como no especializados y en algunos medios de comunicación masiva. Sin embargo, de manera súbita, luego de la perforación del pozo Argerich hacia mediados del año pasado y la terminación de las últimas sísmicas comprometidas, la información relacionada a la actividad exploratoria en el mar prácticamente cesó.

Existen varios motivos que lo pueden explicar. Uno de ellos fue el resultado “negativo” de Argerich, luego de la enorme expectativa generada. Por otro lado, las empresas que adquirieron datos exploratorios (sísmica y pozos) durante esta etapa, entraron hoy en una fase de interpretación de la información. Esto lleva

tiempo y rigurosidad, ya que a partir de lo que se visualice se deben tomar decisiones importantes, tanto estratégicas como económicas.

Adicionalmente, el debate público generado durante casi 3 años sumado a la difusión de la actividad en diferentes ámbitos fue decisivo en la aparición de una sociedad más informada y en consecuencia más receptiva a la actividad. Lo anteriormente expuesto explica en parte la actual pausa informativa: estamos transitando una etapa de maduración técnica más que de inactividad.

Antes de fines de 2026 terminan los primeros períodos exploratorios de la Ronda y, tanto las empresas operadoras como sus socios, deberán decidir si continúan con la exploración en sus bloques, esta vez comprometiéndose en un segundo periodo, o bien revirtiendo los mismos.

2. Gobernanza ambiental y participación pública

El nuevo marco regulatorio, establecido por la Resolución Conjunta 3/2019 de la Secretaría de Energía y el ex Ministerio de Ambiente, marcó un punto de inflexión. A partir de esta norma se implementó un proceso sistemático de Consulta Pública Temprana, Audiencia Pública y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) como paso previo a cada proyecto *offshore*.

Entre 2021 y 2024 se realizaron 7 consultas tempranas y 8 audiencias públicas, además de una audiencia consultiva no vinculante convocada por el Concejo Deliberante de Mar del Plata (Tabla 1). Estas instancias contaron con la participación de operadoras, ONGs, cámaras empresariales, centros de ciencia y técnica, universidades, y ciudadanos en general, »

Fecha	Área	Instancia	Proponente	Resultado/Opinión	AP/DIA
Jul 21	CAN 100/108/114	Audiencia pública (sísmica 3D)	Equinor	Taquigráfica publicada (sin % oficial)	Aprobada luego amparos.
May 22	CAN 102	CPT (sísmica 3D)	YPF	42% descripción suficiente; 42% línea de base Suficiente; 56,8% evaluación impactos suficientes 58%	Pasa a AP
May 22	CAN 100	CPT (pozo Argerich)	Equinor	45% descripción suficiente; 47% línea de base Suficiente; 56,8% considerar gestión impactos 58%	Pasa a AP
May 22	Litoral marítimo bonaerense	Audiencia consultiva (HCD MdP)	HCD local	47% favor, 49% contra	Consultiva
Oct 22	CAN 100	Audiencia pública (pozo Argerich)	Equinor	69% favor, 31% contra	Aprobada
Oct 22	MLO 122	CPT (sísmica 3D)	Tullow	72% descripción suficiente; 70,9% línea de base Suficiente; 56,8% evaluación impactos suficientes 71%	Indefinida
Dic 22	CAN 102	Audiencia pública (sísmica 3D)	YPF	57% favor, 43% contra	Aprobada
Apr 23	CMA-1	Audiencia pública (desarrollo gasífero Fénix)	TotalEnergies	sin % informado	Aprobada
May 23	MLO 123/124	CPT (sísmica 3D)	TGS/NOPEC	57% impactos positivos; 73% línea de base Suficiente; 56,8% evaluación impactos suficientes 71%	Pasa a AP
jun 23	CAN 107/109	CPT (sísmica 3D)	Shell	67% impactos positivos; 78% línea de base Suficiente; 56,8% evaluación impactos suficientes 74%	Pasa a AP
Ago 23	AUS 105/106 + MLO 121	CPT (sísmica 3D)	Equinor	52% impactos positivos; 74% línea de base Suficiente; 56,8% evaluación impactos suficientes 70%	Pasa a AP
Nov 23	AUS 105/106 + MLO 121	Audiencia pública (sísmica 3D)	Equinor	60% favor, 40% contra	Aprobada
Jun 24	MLO 123/124	Audiencia pública (sísmica 3D)	TGS/NOPEC	72% favor, 28% contra	Aprobada
Jun 24	CAN 107/109	Audiencia pública (sísmica 3D)	Shell	60% favor, 40% contra	Aprobada

Tabla 1: Resumen de proyectos, operadores o compañías ejecutoras, etapas de consulta y aprobación.

convirtiéndose en un ejercicio inédito de deliberación y transparencia.

Los resultados de este debate público reflejaron una polarización entre las entidades que estaban a favor de los proyectos *offshore* (operadoras de petróleo y gas, sindicatos petroleros, navales y marítimos, cámaras empresarias, conglomerados industriales/portuarios y ciertos ámbitos académicos y técnicos) y las que se encontraban mayormente en contra (ONGs y organizaciones socio-ambientales, sectores de la pesca artesanal y comercial, agrupaciones vecinales y turísticas, algunos investigadores y científicos independientes).

Para los ciudadanos o representantes de estas entidades que formaron parte de las consultas y audiencias, los principales impactos positivos que podrían acompañar a la actividad serían la generación de empleo, la creación de valor, el ingreso de divisas por exportaciones, un mayor desarrollo tecnológico y en C&T, el desarrollo industrial en general, un gran empuje a la industria naval y el ejercicio de la soberanía energética. Entre los negativos, se destacaron la posibilidad de que existan impactos ambientales y sociales asociados principalmente a la actividad sísmica, potenciales derrames de crudo, interferencia con la pesca, desconfianza en la capacidad de monitoreo de operadoras y autoridades, el potencial incumplimiento de pactos y medidas de reducción de emisiones, la interferencia con el turismo, incredulidad respecto al destino de la rentabilidad obtenida y dudas sobre los beneficios que traería a las comunidades locales.

La emisión de las DIA permitió vializar las actividades exploratorias y de desarrollo bajo un marco ambiental homogéneo.

Además de los proyectos aprobados, persisten casos pendientes en la Cuenca Malvinas Oeste, como el blo-

que MLO-122 operado por Tullow Oil, que realizó su consulta pública pero no avanzaron a audiencia ni cuentan con DIA. Según pudo relevar este autor, al cierre de esta edición no se hallan actos administrativos publicados que confirmen una renuncia formal de Tullow a sus áreas en MLO. En contraste, en marzo de 2024 se formalizó la devolución de las áreas MLO-113, MLO-117 y MLO-118 por parte de ExxonMobil y Qatar Petroleum, mediante las resoluciones 27/2024, 28/2024 y 32/2024 de la Secretaría de Energía.

3. El desafío por venir

Mientras se desarrollaba la intensa actividad exploratoria asociada a los bloques adjudicados en la última ronda, en la Cuenca Austral Marina, frente a las costas de Tierra del Fuego, el proyecto Fénix, operado por TotalEnergies, marcó un nuevo impulso a la producción *offshore* en el país. Entre 2023 y 2024 se perforaron tres pozos de desarrollo de gas en aguas someras. El primero de ellos inició su producción en septiembre de 2024, y en conjunto aportan cerca de 10 Mm³ de gas por día al sistema nacional. Este desarrollo reafirma la capacidad técnica y logística del país, después de casi una década sin proyectos offshore de magnitud.

Recordemos que en esta zona, yacimientos *offshore* como Carina y Vega Pléyade, descubiertos en la década de 1980 y en producción desde 2005 y 2016, respectivamente, ya producían más de 20 Mm³ de gas al mercado, lo que representaba el 15% de la producción de gas del país. Con Fénix, ese porcentaje llega aproximadamente al 20%.

Aun así, pese a contar con producción *offshore* en su extremo sur, Argentina no dispone aún de una cadena de suministros y servicios específicamente desarrollada para abastecer proyectos marinos, especialmente si llegan los tan anhelados descubrimientos de magnitud en la cuenca Argentina Norte o en Malvi-

nas. Este es uno de los principales desafíos hacia adelante: construir infraestructura logística e industrial que permita capitalizar trabajo local, atraer inversiones y reducir costos. En la fase exploratoria, inevitablemente, la operación dependerá en buena medida de una supply chain importada, con participación local solo en aquellos segmentos que lo permitan. Avanzar hacia una mayor integración regional y nacional será clave para el desarrollo sostenible del *offshore* argentino.

En este contexto, Uruguay muestra un ejemplo interesante de planificación a largo plazo. Con todos sus bloques licenciados a compañías majors o NOCs y compromisos de perforación ya asumidos, el país logró consolidar un marco regulatorio estable, una gestión ambiental moderna y una red técnica que integra sísmica 2D y 3D reprocesada, estudios electromagnéticos y modelos regionales. Este proceso lo coloca en una posición avanzada dentro del margen atlántico sudamericano en términos de preparación para la exploración de frontera.

La compañía APA Corporation asumió la operación del bloque OFF-6, con el compromiso de perforar un pozo exploratorio entre 2026 y 2027, luego de completar la fase de estudios sísmicos 3D. Por su parte, Chevron asumió recientemente la operación del área OFF-1, donde se cree que iniciará la adquisición sísmica a fines de 2025, con vistas a una eventual perforación exploratoria hacia 2026. Estos movimientos confirman el interés sostenido en el margen uruguayo y anticipan un ciclo exploratorio activo en los próximos 2 o 3 años.

Hacia el norte, en el sur de Brasil, la Cuenca de Pelotas también comenzó a reactivarse tras varios años de escasa actividad. La Agencia Nacional do Petróleo (ANP) incluyó esa cuenca en varias de sus rondas licitatorias de los últimos años (especialmente las rondas permanentes de 2022 y 2023), pro-

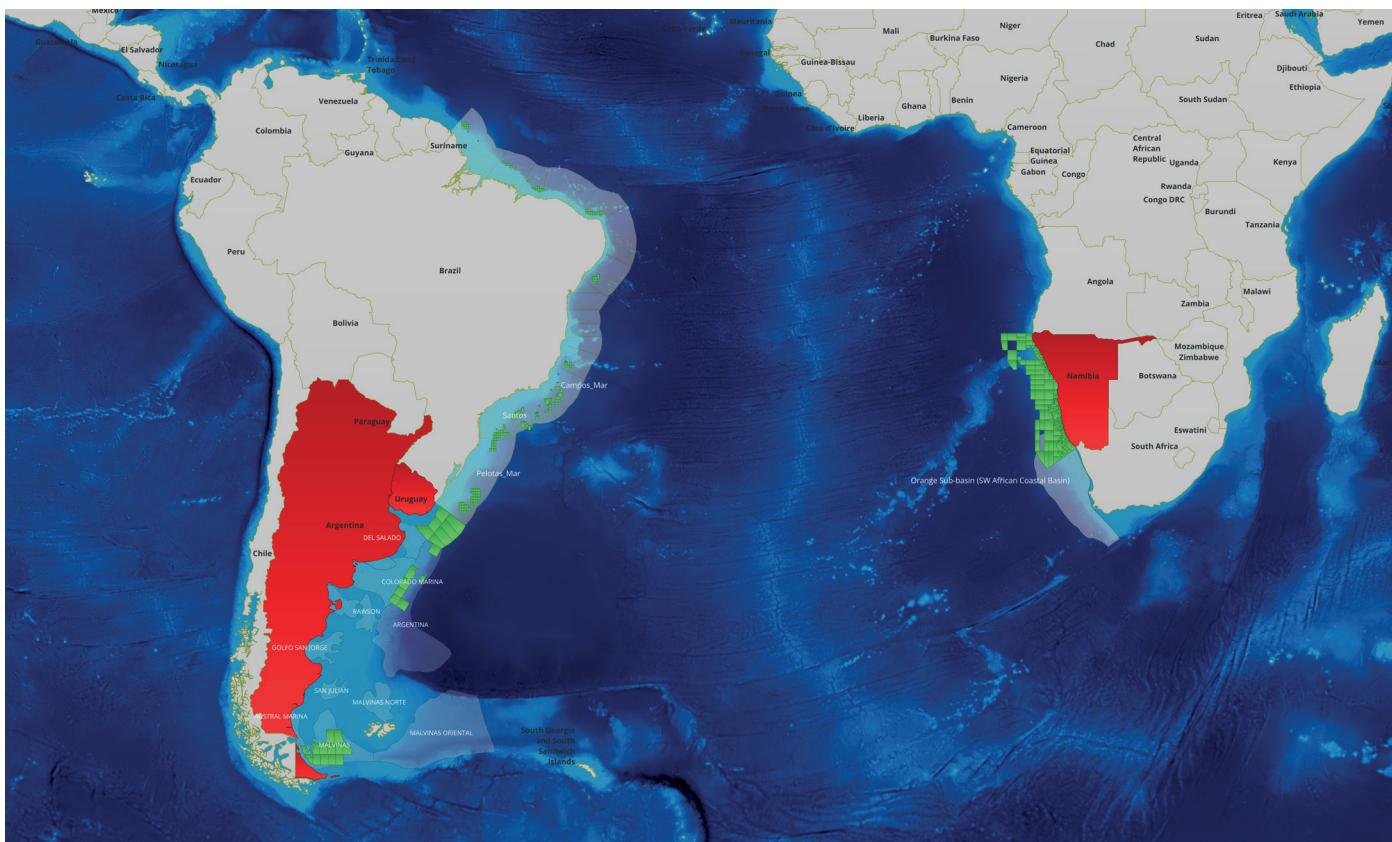


Figura 2: Esquema de márgenes conjugados Sudamérica-África (en rojo se marcan Argentina, Uruguay y Namibia, aunque es valido también para el extremo sur de Brasil) con la ubicación de bloques licitados (en verde) y las principales cuencas sedimentarias.

moviendo nuevas ofertas. Si bien hasta ahora no se registran nuevos pozos en la porción brasileña de Pelotas, la adjudicación de bloques y la actualización del marco de exploración *offshore* brasileño refuerzan el potencial del margen atlántico meridional como corredor geológico y energético regional.

Por su parte, del otro lado del Atlántico, Namibia atraviesa una etapa distinta, pero inspiradora. Desde los descubrimientos de Venus y Graff (Total y Shell) en 2022 y 2023, seguidos por hallazgos de Galp, Namcor y otras operadoras, el país pasó de la exploración inicial a un escenario de múltiples pozos descubridores con potencial comercial. Estos avances se dan sobre el margen africano-occidental, tectónicamente conjugado con el segmento sur del margen sudamericano (Argentina, Uruguay y sur de Brasil). Ambos márgenes comparten una historia geológica común desde el Jurásico, con evolución sincrónica durante la apertura del Atlántico Sur, cuando se consolidan definitivamente las cuencas del margen pasivo (Figura 2).

4. Conclusión: una frontera que exige continuidad exploratoria

El potencial energético del *offshore* argentino permanece intacto. La evidencia geológica, la información sísmica y de pozos acumulada, y los avances regulatorios sientan bases sólidas para una nueva etapa exploratoria. Sin embargo, la sustentabilidad de este proceso requiere continuidad institucional, planificación a

largo plazo y políticas de Estado que trasciendan coyunturas.

Explorar el Atlántico Sur no es solo una apuesta energética: es una oportunidad para fortalecer la soberanía energética, científica, tecnológica e industrial del país. La ventana está abierta y aprovecharla dependerá de mantener la decisión y la visión necesarias para convertir el conocimiento acumulado en un verdadero progreso para el País. 



Sebastián Arismendi

BIO: Sebastián Arismendi es Licenciado en Ciencias Geológicas por la UBA y fue distinguido con el Premio Presidencia de la Nación 1999 al mejor promedio del País en Ciencias de la Tierra. Comienza su carrera profesional en TotalEnergies en 1998, donde permaneció 11 años, principalmente como intérprete sísmico. Cuenta con más de 26 años de trayectoria en exploración y producción de hidrocarburos, tanto *onshore* como *offshore*. Entre 2018 y 2024 desarrolló su labor en la exploración costa afuera de YPF, primero como Líder Técnico de Geología y Geofísica para el Offshore Norte Argentino y luego como Gerente de Exploración Offshore, a cargo de los estudios exploratorios del Atlántico Sur Suroccidental. En ese período integró el comité de decisión y acompañó la perforación del pozo Argerich-x-1, el primer pozo en aguas ultraprofundas de la Argentina, además de liderar la adquisición de sísmica marina 2D y 3D, la participación en rondas licitatorias y dilución de dominio minero, y la negociación de alianzas y acciones de gestión de licencia social. Asimismo, trabajó en numerosos proyectos estratégicos en distintas cuencas del país, tanto en exploración como en desarrollo. Es autor y coautor de más de veinte trabajos y presentaciones técnicas en revistas, congresos nacionales e internacionales. Actualmente colabora con diferentes instituciones universitarias con miras a fortalecer la oferta académica en carreras vinculadas a la energía en el País.