

Las empresas y el offshore en la Argentina

La producción costa afuera en la Argentina se realiza exclusivamente en el mar del sur frente a las costas de Tierra del Fuego y en la boca del Estrecho de Magallanes.

En este sentido, la redacción de *Petrotecnia* envió un cuestionario a un grupo de empresas vinculadas con este tipo de operaciones. Respondieron: Bernardo Bergmann, gerente general de Sipetrol Argentina S.A.; Javier Rielo, gerente de Estrategias de Total Austral S.A. y Hugo O. Sivori, analista Gestión de Reservas de Repsol YPF.

- 1) ¿En qué áreas están desarrollando actividades *offshore* y cuáles son las principales características que tiene la operación (superficie, equipos, producción, instalaciones, de su empresa, etc.)?
- 2) ¿Qué planes de desarrollo tienen para los próximos años?
- 3) ¿Qué tecnologías están utilizando y cuáles piensan incorporar? En este aspecto, ¿cuáles son los desarrollos tecnológicos para el *offshore* que estima se incorporarán en un futuro?
- 4) ¿Considera que el país debe incentivar el desarrollo de sus operaciones *offshore*? ¿Qué ventajas debería ofrecer?

Sipetrol Argentina S.A.

Bernardo Bergmann,
Gerente General



Bernardo Bergmann

1 Sipetrol Argentina S.A., asociada en un *joint venture* con Repsol YPF actúa como Operador en el Área Magallanes, situada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes desde el año 1993.

Se han instalado cinco plataformas de producción hasta la fecha, de las cuales dos incorporan además parte del pro-

ceso de separación y compresión de gas y bombeo de petróleo y agua a tierra.

La producción se envía a tierra mediante un gasoducto de 10" y 22 km de extensión y un oleoducto de 8" y 21 km de extensión.

Las plataformas están unidas entre sí mediante un sistema de colectores y gasoductos tendidos en el fondo marino, de diámetros variables entre 4" y 10" y una extensión total de alrededor de 43 km.

Todos los caños tendidos en el mar cuentan con varias capas de recubrimiento anticorrosivo, térmico y una cubierta de cemento para darle peso suficiente y evitar su flotabilidad.

En tierra la producción se recibe en una batería de paso donde se acondiciona el Punto de Rocío y se separa el agua del petróleo.

La producción de petróleo se exporta a Chile mediante un oleoducto en tierra de 16 km y en el caso del gas una parte es exportado mediante un gasoducto de 1,2 km y el resto se comercializa en el mercado local.

Se están desarrollando tareas de exploración en el bloque CAM2A – Sur, vecino del bloque Área Magallanes previéndose la perforación de dos pozos exploratorios y el consecuente desarrollo en cuatro pozos. Para ello se instaló una plataforma, desde donde se conducirá la perforación y, posteriormente, la producción, que será enviada a Tierra del Fuego para ser exportada a Chile.

También se están realizando estudios sísmicos en el bloque CAM-3, situado al norte de los anteriores. La interpretación sísmica se lleva a cabo para definir las perspectivas del bloque.

2 Durante el corriente año y el año próximo se completará la perforación exploratoria y de acuerdo con sus resultados se iniciaría el desarrollo y puesta en producción del bloque CAM2A – Sur. Si surgieran datos promisorios de los pozos exploratorios podría encararse la instalación de una nueva plataforma, lo cual nos llevaría unos dos años de trabajos.

En el bloque Área Magallanes ya se han desarrollado los pozos posibles y el yacimiento progresa en su maduración por lo que se prevé adecuar las instalaciones de compresión de acuerdo con la evolución del yacimiento. Esto implica una inversión importante en la modificación o cambio de los compresores.

3 El desarrollo de los proyectos que encara Sipetrol demanda un control riguroso del nivel de gasto. En tal sentido se utiliza tecnología probada y robusta.

Durante el año próximo se completará la automatización de una plataforma y se comenzará con otra. En la medida en que los sistemas prueben ser confiables, y se evalúen certeramente los costos resultantes, se puede proseguir con la automatización de otras plataformas.

4 El país ha mantenido abierto un proceso de licitación de áreas, incluidas las *offshore*.

Para la gran extensión del litoral marítimo argentino se registra una baja densidad de exploración petrolera.

La gran demanda de capital requerido para estos proyectos y los resultados logrados por algunas compañías que han intentado este desafío han sido poco alentadores.

Frente a la competencia de otros lugares con una esperanza de yacimientos más grandes y prolíficos o de menor costo de inversión de riesgo es difícil fijar incentivos. En el caso argentino actual a lo anterior se adicionan las complicaciones producidas por los cambios económicos, impositivos y legales introducidos.

Total Austral S.A.

Javier Rielo,
Gerente de Estrategias

1 La actividad *offshore* de Total Austral se desarrolla básicamente en el mar territorial argentino de la Cuenca Austral, en la cual opera varios lotes de explotación dentro del área CMA-1, así como también los permisos de exploración CAM-1 y CAA-35. En calidad de socio no operador Total Austral también participa, desde no hace mucho tiempo, en los permisos de exploración CAM-2A Norte, también en la Cuenca Austral, y CAA-39, CAA-40 y CAA-46, en la Cuenca de Malvinas (gráfico 1).

Los orígenes de la actividad *offshore* de Total Austral en la Argentina se

remontan al año 1978 cuando obtuvo el permiso de exploración de la Cuenca Austral CMA-1, en Tierra del Fuego, que cubría una superficie original de 10.500 km². Desde ese entonces ha desarrollado una intensa actividad exploratoria en el permiso con excelentes resultados. Entre 1981 y 1987 se perforaron 46 pozos *offshore* de exploración con un porcentaje de éxito superior al 80% (recordemos que la media internacional raramente supera el 10%). Los yacimientos de hidrocarburos descubiertos fueron: Ara, Antares, Argo, Aries, Hidra, Kaus, Vega-Pleyade, Carina, Spica y Lobo, donde cada uno de ellos presenta una problemática diferente para su desarrollo. La actividad *offshore* de Total Austral de exploración y de delineación de yacimientos ha sido intensa en todos los permisos: siete campañas de perforación con 51 pozos perforados y quince campañas sísmicas (diez campañas 2D con 28.000 km relevados y cinco campañas 3D con 3.500 km² relevados).

En lo que se refiere a las actividades de desarrollo y explotación *offshore*, las mismas comenzaron con el yacimiento Hidra, ubicado a 13 km de la costa de Tierra del Fuego y con una profundidad de agua de 30 metros. Este yacimiento se convirtió en el primer desarrollo *offshore* de la Argentina, el cual además cuenta con el récord de ser el más austral del mundo; inició su producción en el año 1989. El desarrollo implicó la instalación de 2 plataformas fijas de producción inhabitadas (Hidra Norte e Hidra Centro), el tendido de los oleoductos, gasoductos y acueductos correspondientes, la construcción de las instalaciones en tierra (planta de Río Cullen) para la recepción y tratamiento de los fluidos producidos y para el almacenamiento del petróleo y una boya de cargamento de buques ubicada a 14 km mar adentro. La producción de crudo y gas asociado proviene de dos horizontes diferentes por lo que su desarrollo requirió de pozos dirigidos con *casing* de 9”^{5/8} y terminados con dos cañerías de 3”^{1/2}.



Javier Rielo

Cuenca Austral Marina. Ubicación de plataformas de Sipetrol.

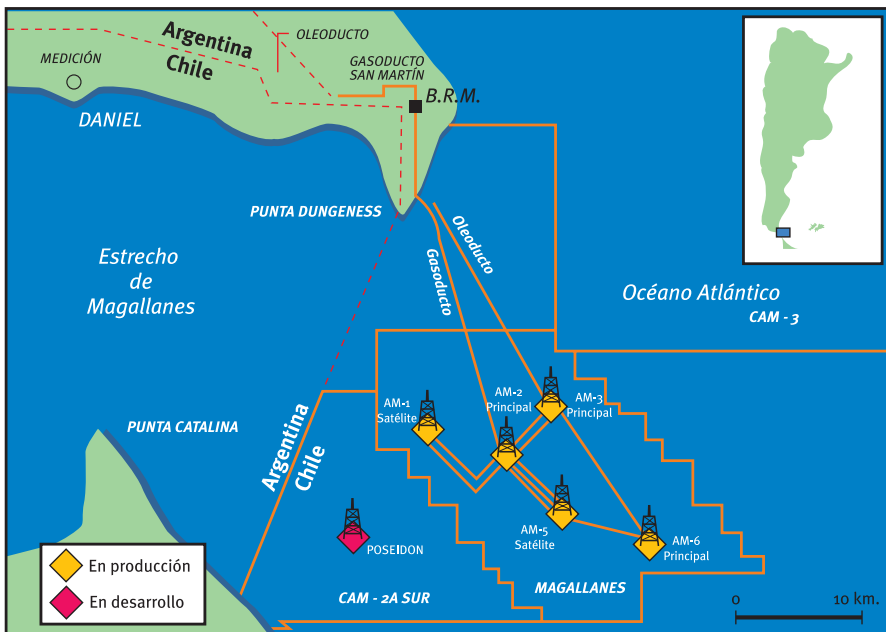
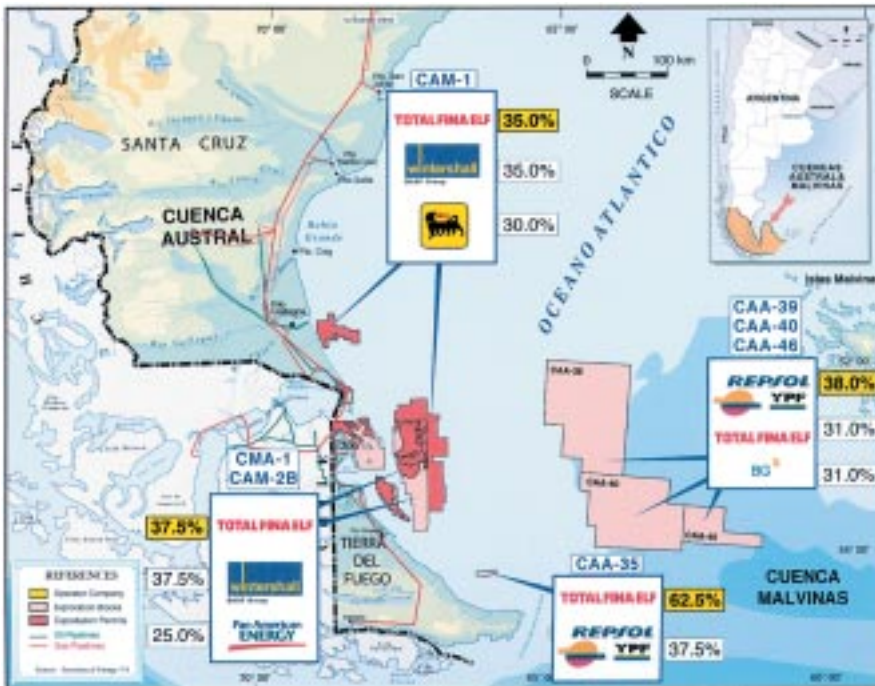


Gráfico 1. Actividad offshore de Total Austral.



Posteriormente se desarrolló el yacimiento Argo, el cual se ubica a 20 km de la costa de Tierra del Fuego y bajo 80 metros de agua. Dado el contexto de su posición geográfica y tamaño de reservas, el diseño que justificó el desarrollo económico de este yacimiento fue el de perforar dos pozos submarinos vertical-horizontal con tramos horizontales de 1.107 metros uno y 2.360 metros el otro, donde la profundidad vertical es de aproximadamente 1.800 metros. Estos pozos utilizan cabezas y *manifolds* submarinos que se operan a control remoto electrohidráulico desde la plataforma de Hidra Centro y telemetría desde la sala de control de la planta Río Cullen (en Tierra del Fuego). La producción es transportada hasta la plataforma de Hidra Centro, distante a 13 km por medio de una cañería de 8"; siendo la producción asistida por *gas lift*. La producción de estos pozos se inició en 1999, constituyéndose así en los primeros pozos submarinos en aguas argentinas.

El yacimiento Ara, que se extiende desde la costa hacia el mar fue desarrollado en dos etapas con metodologías distintas: la primera con pozos dirigidos desde la plataforma de Hidra Norte (en 1996) y la segunda con pozos de

largo alcance desde la costa (entre 1998 y 1999).

Finalmente, el desarrollo del yacimiento Kaus, que se ubica a 8 km de la costa de Tierra del Fuego, fue realizado a través de dos pozos dirigidos de largo alcance desde la costa, en 1998.

La producción de todos estos yacimientos es enviada al complejo Río Cu-

llen en Tierra del Fuego, donde es tratada. El petróleo es almacenado en los tanques de almacenaje, mientras que el gas asociado se reinyecta como *gas lift* y el remanente se envía por un gasoducto hacia el norte, a la planta que Total Austral posee en Cañadón Alfa, para su tratamiento e inyección al gasoducto San Martín. La producción promedio diaria del año 2001 ascendió a cerca de 2.000 m³ diarios de petróleo y 1 millón de m³ diarios de gas, de los cuales el 50% se reinyectó al yacimiento y el 50% restante se ingresó al gasoducto San Martín (gráfico 2).

2 Hoy hablar de planes de desarrollo futuros, dentro de la actual crisis en que vive el país en general, y el sector gasífero en particular (con devaluación del peso y precios de venta pesificados uno a uno), resulta poco realista. Sin embargo, podemos afirmar que nuestra empresa tenía planes agresivos de inversión para desarrollar las grandes reservas de gas que había descubierto en el *offshore*, que comprendían el desarrollo de los yacimientos Carina, Aries, Vega Pleyade y Fenix (gráfico 3).

La primera fase de este plan, cuya inversión rondaba los 400 millones de dólares, se lanzó oficialmente en el último

Gráfico 2. Cuenca Austral. Desarrollos offshore realizados.

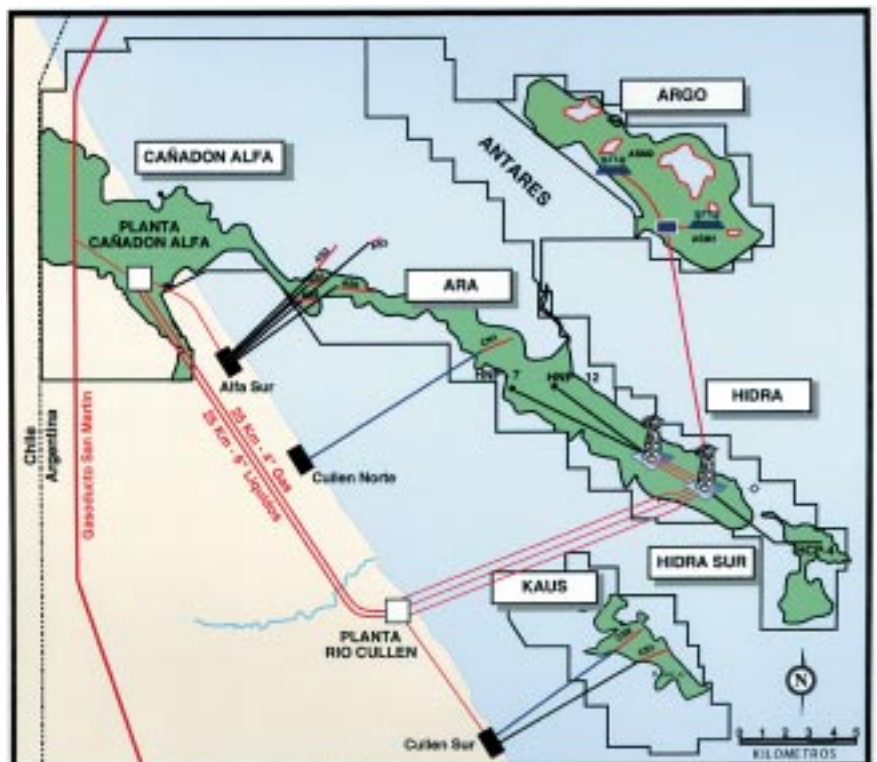


Gráfico 3. Cuenca Austral. Desarrollos offshore previstos.



trimestre del año pasado y abarcaba los yacimientos Carina y Aries (distantes a 80 y 40 km de la costa de Tierra del Fuego, respectivamente), previéndose originalmente el inicio de la producción de gas para mediados del año 2003. Esta fase comprendía la instalación de dos plataformas marinas inhabitadas (una en Carina y otra en Aries), la perforación de 7 pozos horizontales de producción, el tendido de las líneas submarinas para el transporte del gas húmedo y la adaptación de las instalaciones existentes en el complejo Río Cullen para el tratamiento del gas y para la extracción de los líquidos. Lamentablemente, los precios actuales del gas y la falta de un horizonte claro y estable a largo plazo para el sector gasífero nos obligaron a tomar la decisión de suspender el proyecto.

3 La búsqueda de mejores tecnologías en todos los campos de actividad es un objetivo permanente dentro del Grupo TotalFinaElf. Total Austral cuenta con

el respaldo y el “expertise” que le brinda su casa matriz en ese sentido, pero además apuesta a su propio desarrollo tecnológico, introduciendo avances tecnológicos en cada nuevo desarrollo offshore que efectúa. En la Argentina, comenzamos allá por el año 1989 con un esquema de desarrollo tradicional mediante plataformas marinas fijas. Posteriormente, pasamos al desarrollo de yacimientos mediante pozos dirigidos, horizontales y de largo alcance (8.000 metros aproximadamente), tecnología que fuimos perfeccionando hasta llegar a perforar en el año 1999 el pozo más largo del mundo (pozo CN-1 perforado desde la costa de Tierra del Fuego hasta el yacimiento Ara con una longitud de 11.184 metros). Los avances tecnológicos continuaron y nos permitieron desarrollar de una manera económica las reservas del yacimiento Argo (imposible de explotar de un modo clásico con instalación de plataformas), mediante la tecnología de pozos submarinos a control remoto, lo cual, debido a

las difíciles condiciones meteorológicas del mar austral (temperaturas de agua muy bajas, en la más completa oscuridad y con fuertes corrientes de fondo), constituyó un desafío tecnológico inédito en el país. En este caso, Total Austral también batió el récord mundial del Grupo TotalFinaElf en tramos horizontales perforados (pozo ASM-2 con 2.360 metros horizontales). Finalmente, para el desarrollo de los yacimientos Carina y Aries también habíamos previsto un esquema de desarrollo único en el mundo, consistente en el transporte húmedo submarino interconectado y pozos de producción dirigidos de 5.000 metros con 400 metros de drenaje horizontal terminados en 9^{5/8} sin tubing de producción (*big hole casing less completion*).

En lo que se refiere al futuro, el desarrollo tecnológico es una incógnita. Debemos tener presente que el contexto económico actual del país condiciona fuertemente la incorporación o desarrollo de tecnologías de última generación en la actividad offshore, debido a su costo. Por lo tanto, resulta difícil imaginarnos en estos días cuál será el escenario tecnológico futuro de la actividad offshore argentina. La realización de un proyecto con desafíos técnicos como los de Carina y Aries podría haber puesto a la actividad offshore de la Argentina en una posición de privilegio junto a otras tecnologías offshore internacionales como la del mar profundo (“deep offshore”) en África, Brasil o en el Golfo de México o la de alta presión alta temperatura (HPHT) en el Mar del Norte.

4 Como principio general, toda actividad que genere riqueza para el país debe ser incentivada y la actividad offshore la genera a través de las reservas de hidrocarburos que aporta. En este sentido, el offshore argentino es el único lugar en el cual resta explorar el potencial hidrocarbúfero del país y la Cuenca de Malvinas representa la última cuenca virgen del Cono Sur. Sin embargo, bajo el actual contexto económico ninguna empresa se va a arriesgar a efectuar inversiones en exploración o desarrollo offshore en la Argentina, ya que difícilmente las pueda recuperar. Esas inver-

siones sin duda van a ser dirigidas hacia otros lugares que sean atractivos, siendo nuestro país el único perjudicado de esta situación, ya que va a ir viendo disminuir gradualmente sus reservas hidrocarburíferas.

También debemos aceptar que la actividad *offshore* argentina posee características especiales que la diferencian claramente de la actividad *onshore* tradicional o de la misma actividad *offshore* que se desarrolla en otras partes del mundo. Los costos involucrados en nuestra actividad son sin duda de los más caros del mundo. Un equipo de perforación tradicional para el mar austral cuesta aproximadamente 250.000 dólares por día contra 25.000 de un equipo *onshore*; los equipos para el *offshore* deben ser traídos desde el Mar del Norte o desde el Golfo de México, con un costo de movilización y desmovilización del orden de 13 millones de dólares; los costos de la actividad *offshore* tienen un alto componente en dólares (90% de los *capex* y 60% de los *opex*, en promedio). De la misma forma, los grandes desafíos técnicos y la especial infraestructura que requiere la actividad *offshore* hacen que disminuyan las oportunidades de poder lograr desarrollos económi-

cos exitosos para las empresas.

Como resultado de lo anterior, creemos que indudablemente se debe incentivar la actividad *offshore* del país para poder encontrar y monetizar las riquezas hidrocarburíferas que posee frente a los altos riesgos de éxito que presenta. Los mecanismos para ello pueden ser de variada naturaleza y dependerán de la visión a largo plazo que defina el gobierno para el mercado energético. Los incentivos pueden ir desde la elaboración de un marco tributario/legal (a nivel nacional y provincial) más favorable para la actividad hasta el fomento de proyectos industriales ligados a la cadena energética. Pero sin lugar a dudas, en este momento el aspecto más importante a resolver para favorecer a la actividad pasa por recomponer el mercado energético, y sobre todo el de gas. Para ello es imprescindible:

- Recomponer los precios energéticos que permitan repagar las inversiones necesarias.
- Fijar reglas claras, transparentes y estables (marco jurídico).
- Reguladores independientes.
- Privilegiar contratos a largo plazo.
- Garantizar la libre disponibilidad de los hidrocarburos.

Repsol YPF

Hugo O. Sivori,
Analista Gestión
de Reservas



Hugo O. Sivori

1 Repsol YPF no está realizando en la actualidad ninguna operación *offshore* en la Argentina. Sólo participa como socio (50%) en el Área Magallanes donde el operador es Sipetrol.

2 Los planes de exploración futura están centrados en la Cuenca Colorado Marina y en la evaluación el área Restinga Ali.

3 Para definir la tecnología a utilizar, en Repsol YPF se han creado grupos de trabajo con sede en Madrid, Houston y Brasil, que analizan fundamentalmente la aplicación de la tecnología disponible para aguas profundas (*Deep-water*). Sobre este aspecto se está adquiriendo experiencia mediante las asociaciones realizadas en las cuencas *offshore* de Brasil con participación de Petrobras.

4 Dadas las características de nuestra geografía, con amplias cuencas marinas, se considera fundamental incentivar el desarrollo *offshore* en nuestro país.

Las ventajas a ofrecer deben estar relacionadas con incentivos a la inversión, legislación que ofrezca garantías a largo plazo y regalías diferenciales. ●