

La producción costa afuera

Del total de la producción de hidrocarburos, alrededor del 4% es extraído costa afuera.

La producción costa afuera en nuestro país 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, ¿quiénes son los operadores? ¿cuáles son las características de las instalaciones? ¿hacia dónde va la producción?

La presente nota trata de hacer un repaso sobre esta área de producción con el fin de responder a cada una de las preguntas mencionadas y, en recuadro, transcribimos una entrevista con Alain Lehner, Gerente de Desarrollo y Planeamiento de Total Austral S.A. sobre nuevos programas de reactivación y mejoramiento de la productividad en la Cuenca Austral.

EN LA CUENCA AUSTRAL

La firma **Total Austral** opera en la Cuenca Austral costa afuera en Tierra del Fuego desde 1978 cuando obtiene el permiso de exploración en una superficie de 10.500 kilómetros cuadrados. La producción de petróleo de Hidra se inicia en 1989 convirtiéndose en la operación más austral del mundo. Luego, en 1990 obtiene el permiso de exploración de Río Chico (CAM-1) que cubre una superficie de 43.800 kilómetros cuadrados y posteriormente en 1994 se inicia el área CAA-35 operada por la firma Norcen.

La superficie total asciende a 59000 kilómetros cuadrados y operan los siguientes consorcios: **Cuenca Austral**, CMA-1 (Total Austral 37,5% como operadora, Deminex Argentina 37,5% y Bidas SAPI 25%); **Río Chico**, CAM-1 (Total Austral 70% como operadora y Agip 30%); y **CAA-35** (Norcen 65%, como operadora y Total Austral 35%).

El yacimiento de petróleo de Hidra, descubierto en 1982, está ubicado a 13 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego entre el Estrecho de Magallanes y la Bahía de San Sebastián.

Las condiciones climáticas de la región son rigurosas: temperaturas que varían entre -20° C en invierno y 25° C en verano con un promedio anual de 6° C y fuertes vientos del oeste que superan los 180 kilómetros por hora. El estado del mar es similar al sur del Mar del Norte con mareas de más de once metros y con olas que pueden alcanzar los 12,5 metros.

La estructura Hidra forma parte del flanco este de la Cuenca Austral. Los trabajos de sísmica y siete pozos de exploración y de delineación permitieron delimitar un anticlinal de 16 kilómetros cuadrados con dos reservorios de hidrocarburos. Produce petróleo de

buena calidad de 38° API habiéndose identificado en el sur una acumulación secundaria.

La producción de 5000 metros cúbicos por día se inició en 1989 y se obtiene por medio de dos plataformas deshabitadas (Hidra Norte e Hidra Centro) que están conectadas entre sí y con las instalaciones de Río Cullen de tratamiento en tierra a través de conductos submarinos.

Las plataformas constan de cuatro pilares, con 12 posiciones de perforación, un helipuerto y equipos auxiliares. Los sistemas anti-incendio y de seguridad son accionados por control remoto desde tierra. Los ductos submarinos están compuestos por una línea difásica de 13 kilómetros, un acueducto para la inyección de agua y un gasoducto para la activación de los pozos.

Las instalaciones en tierra

Las instalaciones de la terminal de Río Cullen comprenden la separación de los efluentes y tres tanques de almacenamiento de petróleo de 20.000 metros cúbicos cada uno. El gas asociado es comprimido, deshidratado y enviado parte a las plataformas para aumentar la productividad de los pozos y parte a la planta de Cañadón Alfa para luego incorporarse al gasoducto. El agua de formación es procesada para reducir al máximo el porcentaje de petróleo que contiene (4 ppm). El petróleo es enviado a los centros de consumo a través de buques a partir de una bodega de carga situada a 13 kilómetros de la costa y conectada a los tanques de almacenamiento por medio de un oleoducto submarino.

ARA - Cañadón Alfa

El primer descubrimiento comercial de hidrocarburos en el mar argentino se concretó en 1981 con el pozo ARA x-1, perforado a 8 kilómetros de la costa de Tierra del

Fuego. Luego se prosiguió la campaña de exploración con la perforación de cinco pozos y la adquisición de sísmica, lo que permitió definir la extensión y característica del yacimiento y confirmar su comunicación geológica a tierra con el yacimiento de Cañadón Alfa.

En 1993 una nueva planta de compresión y procesamiento de gas fue incorporada, la que permitió aumentar la capacidad de entrega a 7 Mm³/día. El yacimiento ARA-Cañadón Alfa tiene una superficie de más de 100 kilómetros cuadrados y produce 6,3 Mm³/día de gas y 1100 m³/día de petróleo y condensados.

El gas es enviado al gasoducto San Martín que une Tierra del Fuego con Buenos Aires atravesando el Estrecho de Magallanes. El petróleo y los condensados son enviados a la terminal de Río Cullen (a 30 kilómetros al sur) desde donde se los exporta con el crudo del yacimiento Hidra.

Alrededor de 180 personas trabajan en Tierra del Fuego. La seguridad y el medio ambiente están regidos por las exigentes normas y compromisos que el grupo Total se ha impuesto. En este sentido se realizan estudios periódicos de los medios sensibles alrededor de las explotaciones con el fin de comprender el medio ambiente y adecuar los posibles casos de incidentes que se produjeran.

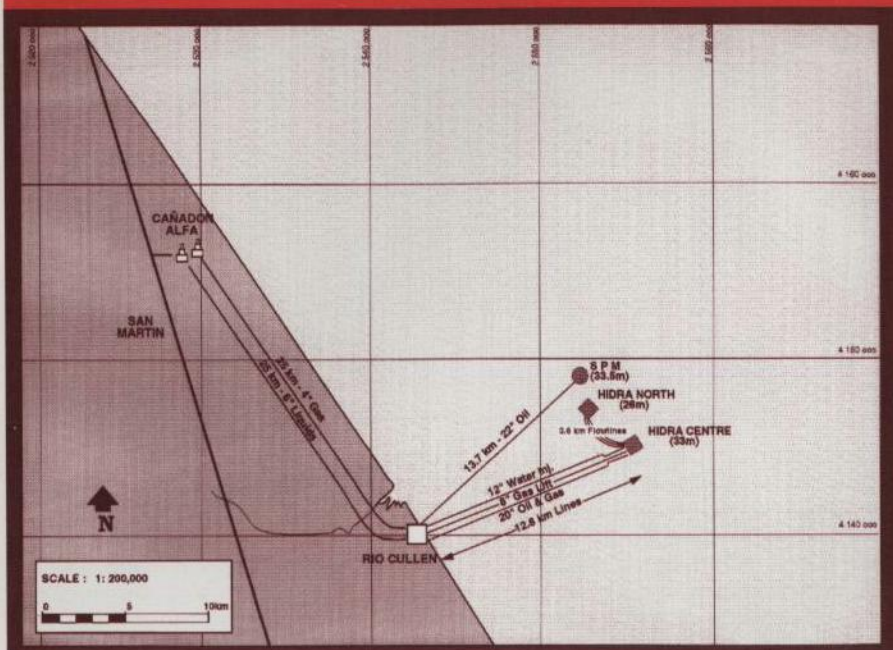
Nueva campaña de perforación

El consorcio de la Cuenca Austral inició una nueva campaña de perforación costa afuera en Tierra del Fuego, para delinear las estructuras del área Cuenca Marina Austral 1 (CMA-1).

El primer pozo de esta campaña confirmó la presencia de arenas gasíferas en el reservorio Springhill. El Aries.e-2 fue perforado en la estructura ARIES, a 30 kilóme-



Foto: Total Austral / N. Petotot



tros de la costa y a profundidades de agua de 85 metros. Los ensayos de producción probaron un flujo acumulado de 1.640.000 m³/día de gas y 120 m³/día de condensado, obtenidos a partir de tres niveles productivos del reservorio. También se efectuó la perforación del pozo Argo e-5 con resultado positivo ya que se encontró gas y los ensayos determinaron 1.185.000 m³/día de gas y 70 m³/día de petróleo. Para estos dos pozos (Aries y Argo) la producción fue limitada por la cañería, ya que con una cañería adecuada cada uno de ellos tiene un potencial mucho más alto. Estos resultados prueban la existencia en este yacimiento de reservas importantes de gas con alto potencial de producción y confirman, además, que la Cuenca Marina Austral está destinada a desempeñar un papel cada vez más importante en el abastecimiento del país.

Por otra parte, este consorcio apoyando la estrategia de desarrollo e integración energética en el Cono Sur, proseguirá de inmediato con la delineación de la zona de CARINA, a 70 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego, donde se ubican las reservas de gas más significativas de la Cuenca Austral.

EN EL AREA MAGALLANES

La firma **Sipetrol (Sociedad Internacional Petrolera S.A.)**, filial internacional de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, es la operadora del consorcio integrado por partes iguales (50% cada una) con YPF S.A. y está operando en *offshore* en el área Magallanes, en la boca oriental del Estrecho de Magallanes.

La participación de Sipetrol asegura, sin duda, el acceso a toda la tecnología, experiencia y equipos (opera en más de 45 plataformas) de ENAP en el área, factor fundamental

para la factibilidad económica del proyecto.

A la fecha tienen dos plataformas en producción e iniciaron la perforación del segundo pozo en una tercera plataforma.

La primera plataforma tiene ocho pozos en producción sobre diez pozos terminados y la segunda, once pozos terminados de los cuales no todos están en producción. Esto se debe al problema de poder manejar el gas ya que el volumen de éste es mayor que la capacidad actual instalada de compresión.

Actualmente se están acondicionando en los astilleros de la empresa ENAP en Chile (a 200 kilómetros) los compresores definitivos para instalarlos en la segunda plataforma y de esta forma poder manejar la producción tanto sea de petróleo como de gas. En estos astilleros se construyen las plataformas con todo el equipamiento, las que son llevadas con embarcaciones y equipos especiales y ubicadas en el mar.

Esta es la razón por la cual la producción de gas es restringida. Está previsto que los compresores estarán trabajando a pleno régimen en noviembre próximo.

Si bien es un yacimiento gasífero importante, todavía no puede ser explotado porque la producción de crudo está ligada a la energía del casquete de gas.

La producción ha ido variando en el tiempo. Se llegó a un *peak* en diciembre/enero de 2.000 m³/día y actualmente está en 1.550 m³/día, que permite disponer del gas y no tener que quemarlo.

Con este volumen no existen problemas de flujo dadas las bajas temperaturas de la línea que va bajo el agua ya que requieren un cierto volumen para que el petróleo no se enfríe y tenga la fluidez necesaria que permita su desplazamiento.

Hoy se está operando un único compresor arrendado que da la capacidad máxima de manejo del gas. Una vez en funcionamiento

los dos compresores mencionados permitirán el buen manejo de la producción que estará en alrededor de 2.200 metros cúbicos diarios de petróleo.

A partir de marzo de 1996 se iniciará la perforación de la cuarta plataforma, lo que permitirá aumentar la producción a los 2.800 m³/día. Además, está en estudio la posibilidad de una quinta plataforma.

Las plataformas están ubicadas a 20/25 kilómetros de la costa y con una columna de agua de 70 metros. La profundidad de los pozos es de alrededor de 1.600 metros en vertical aunque en general son todos pozos dirigidos de profundidades totales del orden de los 2.500/2.600 metros.

Las plataformas son autosoportantes. Tienen un peso de 2.600 toneladas (las principales) y 2.100 toneladas (las satélites), y están enterradas en el fondo. Se hace todo un pilotaje a través de la estructura que las fija en el fondo y una vez que se consiguen las condiciones de sustento, se dejan de hincar los pilotes. Hay toda una tecnología de control para ver qué sustentación está dando cada pilote.

El área es una zona bastante complicada porque tiene tendencia a derrumbarse, lo cual requiere de un trabajo del lodo de perforación muy delicado y un entubamiento con tuberías intermedias para que no se produzca el colapso del pozo.

Las tecnologías utilizadas son las desarrolladas por ENAP en todo el desarrollo de sus plataformas (más de 45 instaladas), que ha ido adquiriendo fundamentalmente del mercado americano.

Cuando se efectúan las perforaciones se dispone de un equipo modular que se monta arriba de estas plataformas ya que son estructuras que se construyen, se utilizan durante la perforación y luego quedan definitivamente para la producción. Por supuesto, durante la etapas de perforación hay muchísima más actividad: personal de perforación, auxiliar y con una mayor demanda de la logística (remolcadores, helicópteros, etcétera).

La producción se separa en las plataformas en líquidos y gases y se envía a tierra por medio de un oleoducto y un gasoducto a las plantas de tratamiento para su posterior comercialización.

Las instalaciones en tierra

Las instalaciones en tierra están ubicadas en Punta Dungeness, a dos horas de Río Gallegos. El petróleo recibido desde las plataformas es tratado -deshidratado- y luego es enviado en su totalidad a Chile por medio del antiguo oleoducto El Cóndor. La empresa ENAP adquiere el crudo puesto en frontera. Por otra parte, el gas que proviene de las plataformas es tratado en una planta de Ajuste de Punto de Rocío (*Dew Point*) y acondicionado para su inyección en el gasoducto San Martín para su consumo. También, hay una planta de tratamiento de agua de purga.

Fig. 2

UBICACION AREA MAGALLANES



El petróleo producido es de muy buena calidad (38° API), sin azufre y no presenta ningún tipo de inconveniente. Es muy interesante para toda la industria petroquímica.

El personal

Las plataformas son operadas por personal que vive allí. Hay dos personas en cada una de las plataformas y permanecen a bordo durante catorce días. Tienen un régimen de 14 días de trabajo por 14 de descanso y son asistidos a través de helicópteros y remolcadores. Toda una logística bastante complicada.

Utilizan la misma flota de remolcadores de la empresa chilena ENAP, lo que permite una utilización mayor de la misma y como consecuencia, una reducción de los costos.

Cuando en una de las plataformas se in-

corporen los compresores, se incrementará el personal para atenderlos, ya que son, por su envergadura, de una importancia especial.

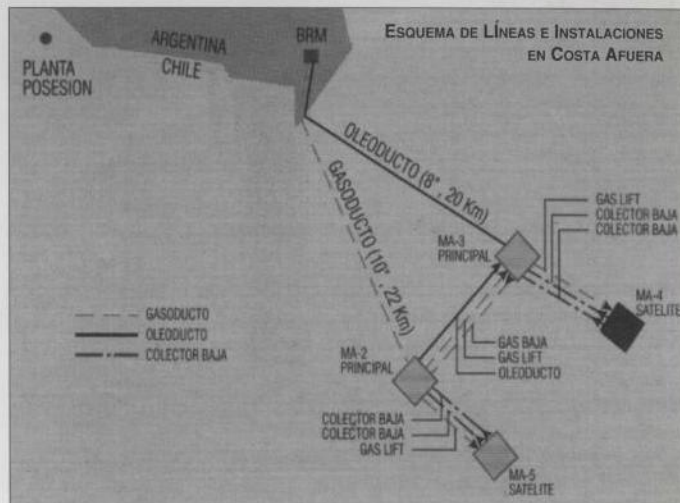
El medio ambiente y la seguridad

El cuidado del medio ambiente es un tema prioritario ya que las operaciones tienen lugar en una zona de alta sensibilidad ecológica muy cercanas a la pingüinera. Precisamente, en contacto con las autoridades pertinentes, se definió el trazado para los ductos submarinos y una ubicación para la batería de recepción, que aseguran una adecuada protección a la fauna local.

Las tareas de perforación se realizan con equipos desarrollados teniendo en cuenta las normas americanas API referidas al tratamiento del ambiente. Ningún elemento se arroja al agua. Todo se descarga en contai-

Fig. 3

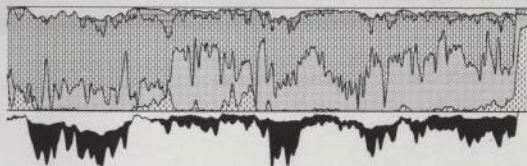
PROYECTO AREA MAGALLANES



ners especiales para ser transportados a tierra y seguir su proceso de eliminación en lugares especiales. Con respecto a los oleoductos y gasoductos, también están bajo las normas API con un control semestral de las condiciones de las líneas en el fondo. Se las somete a un monitoreo para observar si hubo algún desplazamiento o movimiento para evitar cualquier inconveniente.

Por otra parte todo lo que es tratamiento en tierra también está controlado. Un ejemplo es el agua de purga que sale al final del proceso prácticamente potable. Tiene menos de diez partes por millón de petróleo. Está bastante abajo de las especificaciones usadas internacionalmente para disponer de esa agua y mucho más abajo que las usadas en el Golfo de México y en el Mar del Norte.

Discover the Potential



with PETCOM petrophysical analysis software

PETCOM features include:

- Data input from industry standard formats
- Powerful interactive data editing
- Environmental corrections for major service companies
- User programming for custom models
- High quality log plotting from a variety of printers, plotters, and fax machines
- Sophisticated advanced interpretation models include Clay Volume, Complex Lithology, Multimineral, Shaly Sand and Dual Water Analysis
- Add-on modules include statistical lithology modeling (STATMIN) and neural network modeling

Representa en Argentina y Latinoamérica
GEOINFO S.R.L.

Reconquista 538 piso 5 B of 53
CP 1003 - Capital Federal - Argentina
Tel: (541) 3931998
Fax: (541) 3931349

PETCOM

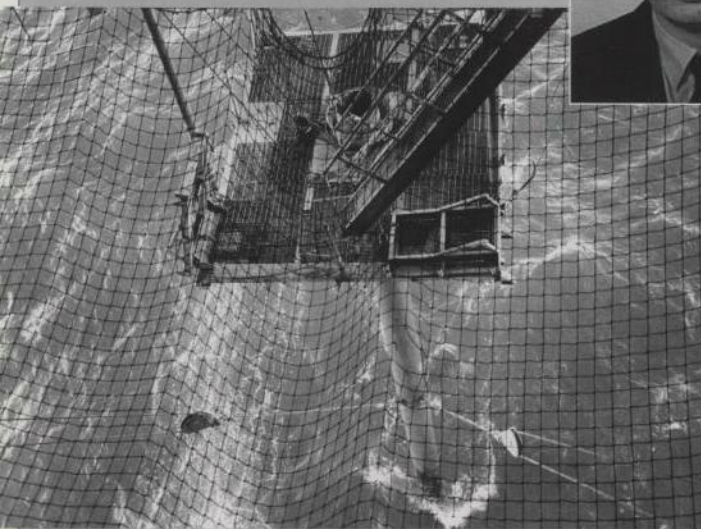
SOFTWARE & SERVICES

4925 Greenville Ave. • Suite 1359
Dallas, Texas 75206
Tel: (214) 368-2191
Fax: (214) 368-5281

Cuenca Austral: en búsqueda de mejorar la productividad

En una entrevista que mantuvimos con Alain Lehner, Gerente de Desarrollo y Planeamiento de Total Austral S.A., pudimos interiorizarnos de los nuevos programas de reactivación y mejoramiento de la productividad que están desarrollando en la Cuenca Austral. Los que siguen son los conceptos de Lehner.

"Con el último pozo que hicimos vimos que los yacimientos Argo y Cañadón Alfa están comunicados. La presión de estos está bajando y estudiamos la posibili-



dad de efectuar una inversión (prevista para 1997 y 1998) para mejorar la producción. Posiblemente, instalaremos una etapa adicional de compresión para continuar la explotación de gas en el mismo nivel hasta mediados de 1998. Luego, a partir de entonces, necesitaremos un nuevo plan de desarrollo de estos yacimientos u otros. Realizaremos un *screening study*, es decir, ver qué yacimiento desarrollaremos primero y determinar qué tipo de desarrollo será necesario hacer. Si tenemos un desarrollo económicamente viable vamos a desarrollar Argo/Antares o Aries o ambos, y el estudio determinará cuál realizaremos primero. Por ejemplo, podemos pensar en poner una plataforma sobre Argo, que está más cerca de tierra y con menor profundidad que Aries (80 metros) y con una operación más fácil que permitiría aumentar rápidamente la producción. Otra posibilidad es hacer pozos con cabeza submarina para Aries conectada a la plataforma Argo donde se procesará. Otra alternativa, es poner una en Aries porque tenemos un potencial más grande. A partir de todos estos estudios, para fin de año decidiremos qué vamos a hacer sobre este tema. Cualquiera de las alternativas que elijamos entrará en producción a principios de 1998.

Cuando hablamos de las plataformas estamos pensando en las del tipo del Mar del Norte donde Total tiene una muy buena experiencia.

Luego, en el 2001, decidiremos el comienzo (Fase 1) del desarrollo del yacimiento Gran Carina donde las reservas pueden llegar hasta 90 mil millones de metros cúbicos de gas. Este es un gran yacimiento y su desarrollo dependerá de las posibilidades del mercado para el gas de la ampliación del gasoducto San Martín y de las reservas de otros productores. Dentro de nuestros proyectos, también contemplamos desarrollar el yacimiento Vega Pleyade pero recién en el 2004.

En síntesis, en el tema de gas, primero vamos a mejorar la captación en Cañadón Alfa, luego desarrollaremos Argo/Antares o Aries y posteriormente Carina y Vega Pleyade. El *screening study* nos permitirá ver todas las posibilidades antes de decidir qué hacer.

Un dato que quiero mencionar es que en Argo hay petróleo, lo que nos permite poner una plataforma y desarrollar al mismo tiempo

gas y petróleo. Para Argo vamos también a estudiar las posibilidades de desarrollar el petróleo en el mismo tiempo que el gas.

Todos estos yacimientos serán desarrollados con pozos desviados. ¿Por qué los pozos desviados desde una sola plataforma son muy importantes? Porque, entre otras cosas, permiten movilizar más reservas desde una sola plataforma reduciendo de esta forma la inversión.

Una plataforma completa, por ejemplo en la zona de Argo, con las instalaciones, todos los servicios paralelos y los pozos, está en alrededor de 120 millones de dólares (la plataforma sola tiene un costo de 30 a 40 millones de dólares).

Una sola plataforma con pozos desviados con un perfil horizontal ahorra mucho dinero y a la vez mejora el factor de recuperación del yacimiento. La productividad con este tipo de pozos mejora notablemente ya que, comparado con uno vertical, produce tres o cuatro veces más.

Otro de los beneficios de los pozos horizontales es que se pueden orientar al medio de la zona de petróleo (entre el gas y el agua) y producir con una depresión muy pequeña, mejorando notablemente el coeficiente de recuperación.

Con respecto al petróleo, lo primero que vamos a hacer dependerá del desarrollo de Argo ya que, como dijimos anteriormente, en este yacimiento hay petróleo. El yacimiento Hidra que comenzó a operar en 1989, lleva producido el 70/80% de sus reservas y está declinando su productividad. Entonces, para tratar de mejorar su recuperación haremos un pozo horizontal dentro del reservorio Hidra RH4 para inyectar agua y mejorar la producción. El pozo estará orientado con un perfil de alrededor de mil metros horizontales dentro del reservorio.

Además, vamos a efectuar una reparación de pozos para estar seguros de que responderán bien a la inyección de agua que efectuaremos solamente a través del pozo horizontal. Está previsto comenzar a realizar este pozo en setiembre próximo.

También pensamos hacer otro pozo (ARA sur) para desarrollar un yacimiento que está cerca de Hidra Norte. Sobre este yacimiento hicimos cuatro pozos de los cuales en tres, encontramos gas y en el otro (ARA 7), petróleo (con un espesor de 17 metros). Perforaremos desde la plataforma de Hidra Norte en la dirección de ARA e-7 para entrar en estos 17 metros. Desde la plataforma hasta este pozo en el reservorio ARA Sur hay una distancia de unos 5 kilómetros y luego la perforación continuará dentro del mismo unos quinientos a mil metros.

Esta técnica sería la primera que se aplica en Argentina. En el mundo tenemos muy pocos pozos de estas características. Uno de ellos se encuentra en el Mar del Norte perforado en 1994. Será uno de los pozos más desviados del mundo y se prevé hacer la perforación en 65 días. Esta es una prueba piloto.

Con este pozo podremos verificar si el yacimiento está como lo pensamos. De ser así, mejoraremos mucho ya que podremos agregar un pozo más, un segundo pozo inyector y mejorar la producción del mismo.

Después tenemos otra posibilidad con el yacimiento de Hidra Sur con un pozo que puede partir de Hidra Centro y, en este caso, con una desviación también de cinco kilómetros y donde tenemos un yacimiento con reservas estimadas en 1 millón de metros cúbicos de petróleo en el sitio, es decir que podemos recuperar quizás 300 mil metros cúbicos acumulativos. Primeramente analizaremos el resultado de este pozo para luego decidir cuándo vamos a reiniciar una campaña de perforación para 1997 en la cual podremos hacer más pozos desviados.

El éxito de este pozo muy desviado cambiará completamente la imagen que tenemos del sur. También estamos analizando efectuar pozos de las características del anterior pero desde tierra aprovechando el equipo de perforación que estamos trayendo y pensar en movilizar (desde tierra) con pozos muy desviados, reservas de petróleo que no fueron aún movilizadas. Este es un punto muy importante para el desarrollo del sur. También, con esta técnica podríamos desarrollar las grandes reservas de petróleo de Carina.

Otra posibilidad que estamos evaluando para Hidra es, luego de la segunda inyección de agua, intentar una recuperación terciaria posiblemente con inyección de gas. Esta posibilidad permitiría analizar si hacerlo es o no económico. Si lo fuera, haríamos una prueba piloto.

