

# UN GRAN CAMBIO EN EL GOLFO DE MÉXICO

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT  
/INFOESTRÁTICA

En la década de los 80, el Golfo de México era visto como el “Mar Muerto”, según Larry Nichols, presidente ejecutivo de Devon Energy.

Las áreas cercanas a las costas ya estaban ocupadas y las limitaciones tecnológicas hacían imposible avanzar más para perforar a profundidades de entre 6 mil y 10 mil pies (mil 828.8 y 3 mil 48 metros, respectivamente), una zona conocida como “aguas profundas”.

Sin embargo, agrega Nichols, a partir del año 2000 los avances tecnológicos han permitido a las compañías petroleras no sólo ver por debajo de las formaciones salinas que alguna vez fueron puntos ciegos en el lecho marino, sino explorar a 10 mil pies de profundidad y, a partir de ese nivel, perforar pozos de 30 mil pies.

“La combinación de estos dos factores revolucionó las ideas que la gente tenía acerca del Golfo —dijo Nichols—. Estamos ante una nueva era geológica que hace 10 años no podíamos manejar por falta de capacidad tecnológica.”

Este cambio ha hecho que otras empresas, además de las tradicionales, como Shell, BP, Chevron y Exxon, se interesen en la región. El año pasado, Maersk, de Dinamarca, adquirió una participación de 33.33 por ciento en 93 contratos de exploración en el Golfo de México. En 2005, Statoil compró la división de Encana dedicada a operaciones en aguas profundas, lo que convirtió al Golfo en un área clave para la compañía noruega.

En 2006, la compañía hispano-argentina Repsol aumentó sus inversiones en el Golfo con una participación de 28 por ciento en el yacimiento de Campo Shenzi e hizo la siguiente observación: “El Golfo de México es una de las zonas de aguas profundas con mayor potencial de exploración en el mundo”. La lista de inversionistas —y de aquellos que los respaldan— sigue creciendo.

Devon es el segundo principal arrendatario de una formación geológica ubicada en aguas profundas, conocida como el Terciario inferior, la cual, según diversos cálculos, podría contener hasta 15 mil millones de barriles de reservas potenciales, lo cual la convertiría en el hallazgo más importante en América del Norte desde el descubrimiento de la bahía de Prudhoe, en Alaska, el yacimiento petrolífero más grande de Estados Unidos.

“Un año excepcional para la exploración en aguas profundas del Golfo de México fue 2006, lo cual indicaría un resurgimiento de la región, cuyas aportaciones a las reservas en años recientes han sido decepcionantes”, señaló la consultora Wood Mackenzie.

En el primer semestre del año pasado se anunciaron dos posibles



El Caballo de Trueno, instalada en el Golfo de México, es la plataforma semi-sumergible productora de petróleo y gas más grande de la compañía BP ■ Imagen tomada del sitio en Internet [www.nickelinstitute.org](http://www.nickelinstitute.org)

## LA OPEP NO NECESITA MÁS RECORTES A LA PRODUCCIÓN: CGES

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT  
/INFOESTRÁTICA

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) no necesita reducir más la producción para mantener los precios del crudo, señala un informe del Centro de Estudios Globales de Energía (CGES, por sus siglas en inglés).

El suministro, explica el CGES en su más reciente estudio mensual, ha disminuido por los recortes a la producción, la reciente onda fría en el norte de Estados Unidos y a que la producción en los países no miembros de la OPEP ha crecido más lentamente de lo previsto.

Este documento se dio a conocer después de que el ministro iraní del petróleo pronosticó que la OPEP no necesitaría acordar otro recorte en su reunión del 15 de marzo mientras los precios del crudo se mantengan alrededor de los niveles actuales.

Los precios del petróleo se han mantenido entre 55 y 60 dólares en semanas recientes.

Los comentarios del ministro iraní Kazem Vaziri Hamaneh coincidieron con las declaraciones de Alí al-Nuaimi, ministro del petróleo de Arabia Saudita, el principal productor de la OPEP.

Al-Nuaimi dijo hace un par de

semanas que probablemente el cártel no necesitaría modificar sus cuotas de producción en la reunión de Viena si se mantienen las actuales condiciones de mercado.

En su reunión de diciembre pasado, los países miembros de la OPEP decidieron reducir su producción en 500 mil barriles al día a partir del primero de febrero, luego de haber acordado un recorte de 1.2 millones de barriles diarios en noviembre.

Estas medidas apuntaban a consolidar los precios, que habían caído luego de alcanzar más de 78 dólares por barril a mediados del año pasado. El lunes de la semana pasada las cotizaciones en Londres y Nueva York estaban por debajo de 59 dólares.

Mientras, el influyente equipo de investigadores del CGES señala en su reporte:

“La OPEP no necesita más recortes a la producción para sostener los precios. Sus 11 miembros (sin contar Angola) han reducido su producción adicional de petróleo en aproximadamente 1.5 millones de barriles al día (mbd), desde el nivel más alto del año pasado, de aproximadamente 30 mbd.

“Algunos, como Arabia Saudita, han reducido su producción intencionalmente para contribuir a apuntalar los precios, mientras otros, como Irán, Irak y Nigeria, han visto reducida su producción debido a un declive natural o por conflictos internos.

“Estos recortes a la producción, aunados a un clima frío en buena parte de América del Norte y a un crecimiento de la producción de los países no miembros de la OPEP, menor al esperado, ha restringido el mercado de petróleo y reducido los inventarios.”

Mientras, el número de integrantes de la OPEP aumentó a 12 el primero de enero con la inclusión de Angola. Es la primera vez en 30 años que la OPEP aumenta su membresía.

La decisión de admitir al país africano busca consolidar el control del cártel sobre los recursos petroleros mundiales.

La OPEP concentra alrededor de 40 por ciento del suministro global de crudo.

FUENTE: EIU/Info-e

descubrimientos que aumentarían el volumen de reservas en mil 500 millones de barriles, muy por arriba del promedio de mil 200 millones de barriles anuales en aguas profundas del Golfo durante los 10 años recientes.

Oivind Reinertsen, presidente de Statoil en el Golfo de México, dijo que, luego de evaluar prospectos en todo el mundo la compañía decidió empezar a buscar yacimientos en el Golfo. Las reservas que se estima permanecen en aguas profundas, dijo, ascienden a 56 mil millones de barriles, el doble de lo que aún se espera encontrar en Noruega. “Buscamos ser los protagonistas en esta área”.

Chevron, el mayor arrendatario en aguas profundas del Golfo, tiene las mismas intenciones y hace un año hizo tres grandes descubrimientos en estas aguas.

Un reporte reciente informó que en 2006 se realizaron en aguas profundas del Golfo 25 descubrimientos que las compañías consideraron factibles para su investigación y eventual desarrollo, dijo Brian Smith, gerente general de Chevron para proyectos en aguas profundas del Golfo. “En Chevron tenemos algunas áreas prioritarias, y el Golfo de México está en primer lugar”, comentó.

Ciertamente, los costos son elevados y Smith reconoce que no hay señales de que hayan llegado a su límite. Por ejemplo, la intensa demanda de naves equipadas para perforación ha elevado su costo hasta un millón de dólares al día; además, es difícil encontrar operadores con experiencia. Sin embargo, Chevron considera que las ganancias valen la pena.

En un momento en que cada vez más gobiernos cancelan contratos con la industria energética o dan señales de que planean hacerlos, señala la Driver, la porción estadounidense del Golfo de México “es probablemente uno de los lugares más estables del mundo para trabajar”.

No obstante, las presiones del gobierno de Estados Unidos para renegociar acuerdos de regalías en el Golfo han irritado a las compañías involucradas. Renato Bertani, presidente saliente de Petrobras en Estados Unidos, dijo que esa compañía empezó a trabajar en 1986 en los sectores de exploración y producción en ese país, pero en 2001 empezó a concentrarse en las aguas profundas del Golfo. Petrobras sólo tiene unos cuantos contratos de arrendamiento que podrían resultar afectados debido a la disputa por las regalías; sin embargo, advierte, el porcentaje requerido por el gobierno estadounidense será importante en el futuro.

“Creo que tanto la industria como el propio gobierno de Estados Unidos deben analizar esto con mucho cuidado —dijo Bertani. Trabajar en aguas profundas es sumamente costoso y riesgoso, y algunos proyectos no resultan tan bien como se espera”.

FUENTE: EIU/Info-e

