

BUSCA MÉXICO MODERNIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Los ingresos petroleros podrían caer agudamente en años venideros, amenazando la sustentabilidad de las finanzas públicas y las cuentas externas

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT
/THE ECONOMIST

Durante el periodo julio-agosto la producción de crudo mexicano promedió 3.2 barriles por día (b/d), 5.2% debajo de los niveles registrados en el segundo trimestre y 4% más bajos que los del tercer trimestre de 2004. En gran parte, esta disminución se debe a la suspensión de la producción en el Golfo de México a consecuencia del mal clima. Por otra parte, la producción de gas natural permaneció en casi 135.9 millones de metros cúbicos (m3) por día durante los primeros dos meses del primer trimestre, cantidad similar al promedio del periodo previo.

Durante julio-agosto el superávit comercial de hidrocarburos totalizó 4 mil 500 mdd, 500 millones más alto que en abril-mayo, y 2 mil 100 mdd por arriba de lo registrado en el mismo periodo de 2004, resultado, en lo esencial, de los altos precios del petróleo. En agosto, la mezcla mexicana de crudo promedió 50.7 dólares por barril, un incremento de 50% respecto del mismo mes de 2004. En julio-agosto el precio fue de 48.5 dólares por barril, 21% por arriba del registrado durante abril-mayo (40 dólares por barril).

El sector petrolero de México es uno de los más importantes de la economía. Tradicionalmente proporciona cerca de un tercio de los ingresos fiscales; sin embargo, en el periodo enero-agosto, debido a los altos precios del crudo, representó más de 35%. Aunque en el periodo enero-agosto las ventas de petróleo representaron sólo 14% de los ingresos (abajo del 60% registrado en la década de los ochentas), es un incremento del triple respecto de finales de los años noventa, cuando los precios del crudo eran de un solo dígito.

La importancia del petróleo en la balanza comercial es significativamente mayor de lo que estas cifras podrían sugerir. El déficit comercial de 9 mil 600 mdd registrado en el lapso de 12 meses que terminó en agosto crecería a casi 38 mil 500 mdd si se excluyera el petróleo. Las ganancias por exportación de Pemex siguen siendo una fuente crucial de divisas extranjeras para el gobierno mexicano. Entre enero de 1998 y septiembre de 2005, el Banco de México acumuló alrededor de 50 mil mdd en divisas; en el mismo periodo, la afluencia de divisas relacionada con Pemex representó 85 mil 700 mdd. En los 12 meses que termi-



Siluetas de bombas extractoras en campo petrolero. Pemex anunció inversiones por 60 mil millones de pesos en el complejo Ku-Maloob-Zaap, en la sonda de Campeche, a fin de compensar la caída productiva en Cantarell

naron en septiembre, las reservas netas del Banco de México en divisas extranjeras crecieron en 7 mil 700 mdd y la afluencia derivada de Pemex ascendió a casi 16 mil 500 mdd. Pemex emplea aproximadamente 140 mil trabajadores, casi 3% del empleo total del sector público y más de 1% del total del empleo formal del sector privado. Esto hace que el sindicato de Pemex sea uno de los más importantes e influyentes del país.

Ante las actuales tasas de producción y la falta de descubrimientos de nuevas reservas, los ingresos petroleros mexicanos podrían caer agudamente en los años venideros, amenazando la sustentabilidad de las finanzas públicas y las cuentas externas. Para cumplir con las nuevas pautas de la Comisión de Valores y Cambios de EU (que requiere que las reservas "probadas" se encuentren comprometidas para exploración a corto plazo), Pemex, al igual que otras compañías petroleras, tuvo que modificar el método de calcular reservas. Esto derivó en un desplome de las cifras de reservas de Pemex en septiembre de 2002. De acuerdo con esta información, las reservas probadas cayeron de 30 mil 800 millones de barriles en 2002 a 18 mil 900 millones en 2004, en tanto las reservas posibles y probables se incrementaron de 22 mil 100 millones b/d en 2002, a 29 mil 100 millones b/d en 2004.

Para incrementar sus reservas México necesita invertir en

la exploración y modernización de campos de operación. Mientras 66% de los ingresos de Pemex son absorbidos por el gobierno federal a través de impuestos, la Constitución restringe severamente el alcance de la participación privada. En consecuencia, ante la falta de reformas estructurales, las perspectivas para el desarrollo de nuevos proyectos son limitadas. Sin embargo, el influyente sindicato de Pemex parece decidido a impedir el avance de las reformas que se requieren.

Los problemas de Cantarell

La mayor incertidumbre es la que se relaciona con el complejo Cantarell, el cual comprende cinco campos petroleros y representa cerca de 60% del total de la producción de crudo. Sin embargo, entre el principio de la década de 1980 y mediados de los noventa, la producción de Cantarell disminuyó de casi mil 200 millones de barriles por día a poco menos de 900 mil. Para incrementar la producción, en 1997 el gobierno se embarcó en un proyecto de inyección de nitrógeno mediante un contrato para construir una planta de nitrógeno criogénico que ayuda a mantener la presión durante el proceso de extracción. Después, la producción de Cantarell se reanudó y tendió al alza, alcanzando casi 2 mil 200 millones b/d en 2004. No obstante, comenzó a disminuir de nuevo a principios de 2005: en el primer semestre

promedió menos de 2 mil 100 millones b/d. El organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción anunció que la producción de Cantarell podría reducirse en forma marcada a partir de 2006, en un porcentaje de casi 14% anual. En 2008 podría ser sólo de un millón b/d. Esto implicaría una pérdida de 30% de la producción total de crudo y, a un precio de 30 dólares por barril, una caída en ventas de casi 11 mil mdd.

Para compensar la caída en la producción de Cantarell, Pemex anunció el 5 de agosto que en lo que resta de la presente administración invertirá 60 mil millones de pesos (5.6 mil mdd) en un complejo conocido como Ku-Maloob-Zaap, en la sonda de Campeche, cerca de Cantarell. El complejo, descubierto en 1979, tiene reservas estimadas en 5 mil millones de barriles. En julio produjo 350 mil b/d de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas natural. Pemex considera que el complejo producirá alrededor de 800 mil b/d de crudo y 9.3 millones de metros cúbicos de gas natural a finales de la década. El proyecto requiere de casi 200 km de tuberías para conectar el complejo con las instalaciones existentes y, de manera adicional, 99 pozos para producción y cuatro para la inyección de nitrógeno.

Las autoridades también proyectan construir un almacén para la producción flotante y una unidad de descarga para procesar casi 200 mil b/d de

Incluso si Pemex se las arregla para incrementar la producción de nuevos campos, otros más antiguos comenzarán a debilitarse

crudo y 3.3 millones de metros cúbicos de gas. Se estima que la inversión que requerirá el proyecto ascenderá a 125 mil millones de pesos (11 mil 700 mdd), que serán financiados vía Pidirregas. Las compañías involucradas son: SBM-Imodco (EU), Bluewater Energy, Modec International, Kiewit Engineering Services, Horizon Offshore and Wood Group, Bergesen Offshore (Noruega), Prosafe Production and Aker Maritime, Maersk (Dinamarca) y Saipem (Italia). En mayo se autorizaron 18 propuestas para la construcción de plataformas marítimas, que se asignaron a empresas mexicanas a través de contratos de servicios múltiples.

Además, Pemex planea invertir entre mil 500 mdd y 2 mil mdd en exploración en los campos petroleros existentes, como Crudo Ligero Marino y, de manera principal, en Chicontepec, donde se han perforado casi 300 pozos en los últimos dos años, así como en otros campos como Abkatún-Pol-Chuc. De acuerdo con funcionarios de Pemex, el actual programa de exploración permitirá a la paraestatal incrementar su tasa de sustitución de reservas a 100% en 2010. Otras opciones comprenden la exploración en aguas profundas; en 2004, Pemex comenzó y culminó con éxito la primera. Según los informes oficiales, el pozo Nab 1 alcanzó 681 metros de profundidad e indicó la existencia de alrededor de 200 millones de barriles en el área.

Sin embargo, los campos de aguas profundas que explotan compañías estadounidenses en el Golfo de México no producen más de 250 mil b/d, lo que implica que se necesitarían cuatro de esos campos para compensar el declive de Cantarell. Aún más, para que las empresas que poseen tecnología de perforación en aguas profundas estén dispuestas a contratar con Pemex, se necesitarían definir los derechos de propiedad de manera más precisa.

Incluso si Pemex se las arregla para incrementar la producción de nuevos campos, otros más antiguos comenzarán a debilitarse. Además, los costos de producción de campos como Ku-Maloob-Zaap y Crudo Ligero Marino son casi 20% y 40% más altos que Cantarell. Finalmente, en la medida en que persistan las restricciones constitucionales a la inversión privada, gran parte de la inversión que se requiere en el sector petrolero seguirá dependiendo de consideraciones políticas más que económicas.

FUENTE: EIU

Durante la próxima década se desarrollarán proyectos con valor de 75 mil mdd

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT
/THE ECONOMIST

Grandes sumas de inversión extranjera han permitido que Qatar se convierta en uno de los principales productores de gas natural licuado (GNL) en el mundo; sin embargo, con la apertura del Centro Financiero de Qatar, en mayo, y el subsecuente anuncio de los planes para una Ciudad Energética de Qatar, quedó claro que las ambiciones energéticas de ese país del Golfo Pérsico se han ampliado. En vez de dedicarse solamente al procesamiento y exportación de hidrocarburos, Qatar busca ahora atraer a empresas y actores interesados en la ejecución de un proyecto que va desde investigación y desarrollo hasta financiamiento, inclusive operaciones *upstream*—exploración y producción de petróleo y gas— y *downstream*—refinación, transporte y comercialización—, con la finalidad de transformarse en el centro energético de la región.

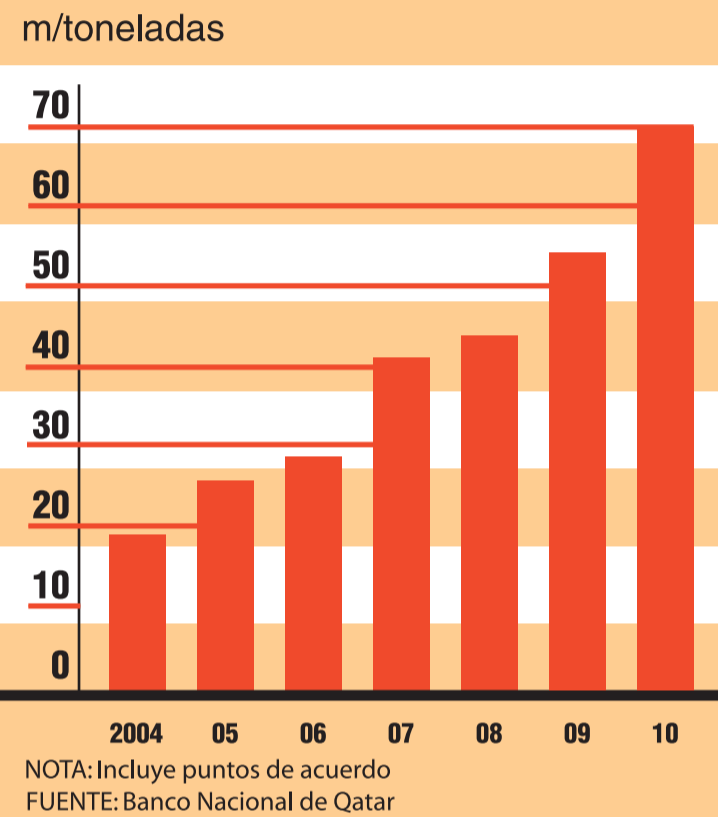
Los planes relativos a la primera fase de la ciudad energética de Qatar se dieron a conocer el pasado 18 de octubre, lo que marca un paso significativo en esta estrategia. La Ciudad de la Energía de Qatar estará diseñada para atraer grandes ingresos de la cadena de producción de hidrocarburos y abarcará centros para tecnología, educación, capacitación, embarque y comercio, así como un centro de información. El proyecto será supervisado por Gulf Finance House (GFH), consorcio de energía del Golfo Pérsico integrado por los principales asesores de energía del mundo y los más importantes inversionistas, dueño de un banco con sede en Bahrein que actuará como principal consejero financiero. El objetivo de la Ciudad de la Energía será crear un centro regional de operaciones de segundo piso en todo el proceso de extracción de hidrocarburos. Las perspectivas para el proyecto parecen ser buenas.

Traducción de textos: Jorge Anaya

QATAR, A LA CABEZA DE LA CADENA ENERGÉTICA

El país busca convertirse en un centro global para todos los aspectos de la industria de la energía

Exportaciones de GNL de Qatar



Descrito por el ejecutivo en jefe de GFH, Esam Janahi, como un lugar natural para un proyecto de tal magnitud, Qatar ha desarrollado de manera activa sus fuentes de energía durante la década pasada. Es actualmente el cuarto mayor exportador de gas natural licuado en el mundo, después de Indonesia, Malasia y Argelia, pero, tomando en cuenta los proyectos en marcha, es probable que salte al primer lugar en los siguientes tres años. Atrajo grandes sumas de capital extranjero de las principales empresas energéticas e instituciones financieras y se ha convertido en un destino confiable para los fondos extranjeros. El gobierno no dudará en mantener la reputación de confiabilidad

del país y las autoridades han pronosticado que se invertirán cerca de 75 mil mdd en sus programas de gas, petróleo y petroquímicos durante la próxima década. Aunque el gobierno financiará parte de esta suma, fue la enorme cantidad de fondos extranjeros necesarios para cubrir la mayor parte de los costos lo que obligó al Centro Financiero de Qatar (CFQ) a abrir sus puertas el primero de mayo.

Dulcificantes

La fundación del CFQ era un precursor natural de la Ciudad de la Energía. El emirato ha tratado de persuadir a las instituciones financieras que han cofinanciado los proyectos energéti-

cos de Qatar de ampliar sus operaciones en el país. Las instituciones financieras extranjeras que operan en el CFQ están libres de la obligación normal de tener o tomar un socio o un fiador qatari y podrán recibir una exención de impuestos durante tres años, luego de los cuales se les aplicará un impuesto corporativo de 10% sobre su ganancias. La información inicial alrededor de la apertura del CFQ ha sido positiva; varios grupos financieros del exterior han manifestado intenciones de emprender negocios en la zona. A principios de octubre, la primera licencia fue otorgada a Ansbacher & Co, casa financiera londinense que de manera reciente fue adquirida por Qatar National Bank.

Así, el CFQ espera que una vez que esté bien instalado pueda utilizarse como centro para contrataciones financieras en la región. La estrategia de los servicios de hidrocarburos de Qatar no tiene equivalente en Medio Oriente. Aunque varios países del Golfo Pérsico han buscado establecerse como centros regionales de servicios para inversionistas extranjeros, de manera notable Dubai y Bahrein, ninguno se ha concentrado en particular en la cadena de producción de hidrocarburos. Además, el apetito de Dubai y Bahrein de que participen inversionistas extranjeros es más un resultado de la necesidad que una elección: ambos países tienen pequeñas y decrecientes reservas petroleras con las cuales apoyar sus economías. En contraste, muchos de los países productores de petróleo de la región, miembros de la OPEP, como Arabia Saudita y Kuwait, se muestran en general recelosos de la inversión extranjera en sus economías, en tanto un sentimiento de inseguridad en otros

donde el clima político es inestable o, como en el caso de Irak, todavía en embrión, los hace inadecuados para que las empresas extranjeras establezcan ahí sus operaciones.

La imagen de Qatar como un bastión de estabilidad en la región, junto con su apertura a la inversión extranjera, le da una ventaja efectiva: esta creencia se refuerza con la actual rigidez de los mercados mundiales de energía, que favorecen el aumento de precios del petróleo, lo cual ha renovado el interés de las empresas petroleras extranjeras por la exploración y el desarrollo de nuevos productos. Con toda seguridad, Medio Oriente, con casi tres cuartos de las reservas conocidas del mundo, permanecerá como un lugar importante para estos esfuerzos. Al anunciar los planes para la primera fase de la Ciudad de la Energía de Qatar, Janahi subrayó que aún hay más etapas por venir. Ante un mercado de energía al alza y la firme reputación de Qatar entre los inversionistas extranjeros, su confianza parece



PEMEX

Vista parcial de una plataforma petrolera en la sonda de Campeche

EN ASOCIACION CON INFOESTRATEGICA

NOTAS DE ENERGIA

EL PROYECTO ENERGÉTICO ANDINO, A DISCUSIÓN

A mediados de 2005 las autoridades de energía de Chile, Argentina, Brasil, Perú y Uruguay estuvieron de acuerdo en trabajar hacia un proyecto cuyo costo sería de alrededor de 2 mil 500 mdd, mediante el cual se exportarían de 30 a 35 millones de metros cúbicos diarios de gas natural desde Camisea, Perú, a Chile, por medio de la construcción de un oleoducto de mil 600 km de Pisco a Tocopilla. La mayor parte de dicho gas seguiría hacia Argentina, Uruguay y Porto Alegre, en

Brasil, a través de oleoductos ya existentes, que se reforzarían, y de uno nuevo cuya construcción conectaría a Argentina con Porto Alegre.

La idea es acelerar los procesos políticos, legales y técnicos para prevenir una crisis de energía en la región mediante la puesta en operación de este circuito energético en 2007. Con este objetivo, los presidentes de los países que acordaron participar se deberán reunir este mes para la firma de un tratado que integre los esfuerzos en torno al gas, con la esperanza de que Bolivia, país dueño de las más grandes reservas de gas en el Cono Sur, se una al esfuerzo.

Otro de los objetivos del proyecto es integrar las redes eléctricas de la región, lo cual reportaría beneficios importantes en términos de seguridad, ahorro de costos y la posibilidad de construir proyectos a escalas económicas que no fueran onerosas para un solo país, pero que resultarían lucrativos y eficientes en una red integrada. En ello se incluiría el desarrollo del enorme potencial hidroeléctrico que Chile tiene en Puerto Aisén, en los ríos Baker y Pascua, a través de cuatro plantas con una capacidad total de 2500 megavatios que la empresa española Endesa pretende construir.

FUENTE: EIU