

Análisis Energético PYV dossier

Índice General

Puntos focales

- I. Evolución energética global
- II. Europa
- III. Medio Oriente
- IV. Asia Central
- V. África
- VI. Lejano Oriente
- VII. EEUU y Canadá
- VIII. Iberoamérica
- IX. Dinámica corporativa
- X. Sumario
- XI. Eventos

PUNTOS FOCALES

El año se abre con una dinámica que se resume en la caza de nuevos yacimientos, consolidación de nuevos proyectos de ductos, y resolución de problemas de política exterior o interior en función de una sola meta: Certidumbre Energética.

La producción de crudo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ascendió en enero a 29,6 MBD, lo que representa una baja de 800.000 bpd desde los niveles de diciembre.

Para la OPEP, las actuales proyecciones apuntan a un excedente del suministro de entre 1,5 y 2 millones de barriles diarios en el segundo trimestre.

Arabia Saudita tiene ambiciosos planes de crecimiento y expansión para aumentar su capacidad. En este momento, produce 9.12 millones de barriles de petróleo diarios.

El Presidente de Rusia, Vladimir Putin y el Presidente de Kazakhsan, Nursultan Nazasbayev firmaron un acuerdo el 18 de enero delimitando la frontera entre los dos Estados, permitiendo el desarrollo asociado del segundo campo más grande de gas de la República Centro Asiática conocido como *Imashevsk*.

El gobierno de la India ofreció 20 bloques de petróleo y gas para exploración, en el marco de su quinta ronda de licitaciones regulada por su nueva política de licencias para exploración.

Ibero América, especialmente la sub región andina y centroamericana, ha iniciado el año 2005 con serios indicios de agudización simultánea de distintas crisis gubernamentales, e incluso de carácter diplomático. La lista de problemas está encabezada por la reciente crisis colombo-venezolana, la debilidad del gobierno del Perú y las protestas crecientes en Bolivia.

Nigeria National Petroleum Company ha confirmado la existencia de descubrimientos en aguas profundas que podrían permitir un aumento de su capacidad de producción a unos 3.4 millones de barriles diarios a partir de sus actuales 2.40 millones de barriles diarios.

Royal Dutch/Shell anunció el cierre de dos plataformas que producían 35.000 barriles diarios de crudo en el delta del Níger, después de que grupos de manifestantes armados con machetes atacaron las instalaciones. Al mismo tiempo, un sindicato petrolero nigeriano amenazó con declarar la huelga en el delta del Níger.

Los inventarios de crudos continúan con su pautada recuperación. Es probable que la velocidad de los aumentos se retrase en las próximas semanas como consecuencia de la dinámica climática mencionada, lo que obligaría a un aumento del consumo de combustibles y podría retrasar el proceso de almacenaje.

British Petroleum no se queda atrás en el Mar del Norte y ha anunciado planes de inversión de 2.000 millones de dólares en varios proyectos durante este año y espera invertir aproximadamente 7.000 millones de dólares en los próximos cuatro años que implicaría el empleo de aproximadamente seis plataformas de perforación.

India firmó el 22 de enero un acuerdo de 25 años para importar gas natural licuado de la estatal National Iranian Gas Export Corp. a partir de 2009. También acordó desarrollar tres campos petrolíferos en Irán, el segundo mayor exportador de la OPEP después de Arabia Saudita.

La estatal india Oil & Natural Gas Corp. ha expresado que estudia hacerse con una participación en *Yuganskneftegaz*, la filial clave de producción de petróleo de la atribulada gigante petrolera rusa OAO Yukos. Hace sólo unas semanas, Rusia dijo que ofrecería una participación minoritaria en el mismo activo a China.

En un estudio hecho para el Comité de Fuentes Energéticas de la Cámara de Representantes por parte de Argonne National Laboratory (ANL) y publicado el 24 de enero, describe una serie de factores que limitan la oferta gasífera en territorio norteamericano debido a las limitaciones de acceso a este tipo de reservorios, retrasos en procesos de exploración, producción, transporte y aumento notable de los costos de producción.

I. Evolución energética global

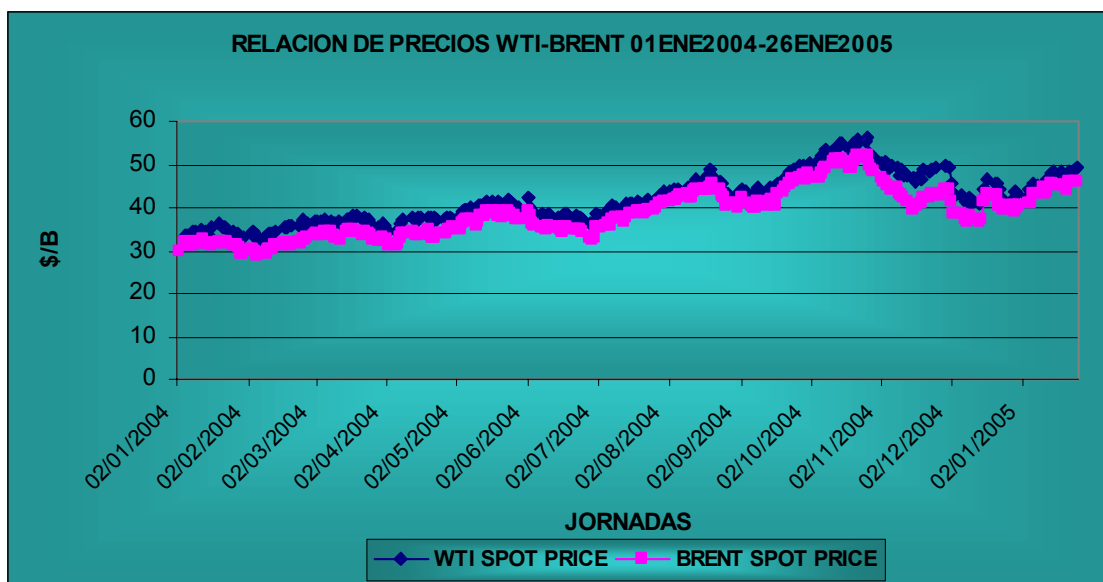
La Agencia Internacional de Energía ha revisado sus previsiones de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para el año 2005, advirtiendo que podría mantenerse la tendencia de precios altos.

La producción de crudo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ascendió en enero a 29,6 MBD, lo que representa una baja de 800.000 bpd desde los niveles de diciembre. La producción de Arabia Saudita disminuyó en enero 500.000 bpd, a 9,3 MBD. La OPEP acordó reducir la producción suplementaria de 1 MBD en enero para impulsar los precios del crudo siendo ese el avance hasta este momento.

Los productores de petróleo de la OPEP están preocupados por el excedente en el suministro durante el segundo trimestre, pero pueden esperar hasta una reunión prevista para marzo antes de recortar la producción. La OPEP se reunió el domingo 30 de enero en Viena, donde no se tomó ninguna decisión más allá de la evaluación del mercado y la eliminación del sistema de bandas. Está pautada otra

reunión el 16 de marzo en Isfahan, Irán para verificar la posibilidad de restricciones o no. Para algunos ministros de la OPEP, como los de Nigeria e Indonesia, el cártel podría seguir produciendo en los niveles actuales, ya que los precios se mantienen altos y las existencias no están incrementándose demasiado rápido.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo busca evitar un incremento excesivo en los inventarios que pudiera reducir los precios durante el segundo trimestre en la medida que la demanda suele disminuir tras el invierno boreal. Para la OPEP, las actuales proyecciones apuntan a un excedente del suministro de entre 1,5 y 2 millones de barriles diarios en el segundo trimestre.



Fuente: Energy Information Administration- U.S. Department of Energy

El crudo liviano de bajo contenido sulfuroso para entrega en marzo bajó 24 centavos a 49,40 dólares el barril en la contratación electrónica europea del mercado de materias primas de Nueva York durante la última semana de enero. El combustible de calefacción para entrega en febrero bajó a 1,4210 dólares el galón (3,78 litros). La mezcla Brent para entrega en marzo en el mercado internacional del petróleo londinense bajó 23 centavos a 46,73 dólares por barril. Esta baja, como es de notar, resulta circunstancial y esencialmente estacionaria con miras al segundo trimestre. En este momento, existe presión al alza de las cotizaciones debido a la fuerte ola de frío polar que sacude el noreste de los Estados Unidos y toda Europa Occidental.

Los temores de un suministro inadecuado y la elevada demanda encarecieron los contratos para entrega a término más de un 40% respecto a los de hace un año.

A esos temores se suma el anuncio de la Royal Dutch/Shell del cierre de dos plataformas que producían 35.000 barriles diarios de crudo en el delta del Níger, después de que grupos de manifestantes armados con machetes atacaron las instalaciones. Al mismo tiempo, un sindicato petrolero nigeriano amenazó con declarar la huelga en el delta del Níger. Nigeria, miembro de la OPEP, es la principal exportadora

de crudo de Africa y la quinta abastecedora de Estados Unidos. La amenaza de huelga podría significar la desaparición de 500.000 barriles diarios entre los 2,5 millones diarios que produce el país.

La incertidumbre domina además en Irak, donde los sabotajes han mermado la producción y el 30 de enero se materializaron elecciones generales entre grandes temores de seguridad. En este momento se están incrementando los ataques de origen sunita, especialmente al mando de la célula de Sarkawi, contra toda representación Shiita. La situación de incertidumbre en este país continuará por mucho tiempo desfavoreciendo el ensayo por instalar un sistema democrático estabilizador. Al final de cuentas, se está hablando de 15 siglos de conflictividad continua en este territorio que difícilmente se podrá estabilizar y es probable que Estados Unidos tarde o temprano, termine por hacer gestiones por salir del mismo en forma honorable.

La demanda de China sigue contribuyendo al incremento de los precios, y el gobierno informó que la economía creció el año pasado a un ritmo del 9,5%, superando los pronósticos de los economistas y el objetivo del gobierno de un 8%.

Estos precios, lógicamente, han afectado el comportamiento de las cotizaciones del gas natural en términos futuros. Los contratos a futuro de gas natural se elevaron en 23.6 centavos para llegar a 6.48 dólares por MMBtu.

Los inventarios de crudos continuaron en enero con su pauta recuperación. Es probable que la velocidad de los aumentos se retrase en las próximas semanas como consecuencia de la dinámica climática mencionada, lo que obligaría a un aumento del consumo de combustibles y podría retrasar el proceso de almacenaje.

INVENTARIOS DE CRUDOS DE LOS ESTADOS UNIDOS (MILLONES DE BARRILES)								
	10DIC04	17DIC04	24DIC04	31DIC04	07ENE05	14ENE05	16ENE05	21ENE05
U.S.	293.8	295.9	295.1	291.8	288.8	292.2	265.2	295.2

Fuente: Energy Information Administration

La economía mundial mantendrá probablemente su ritmo de recuperación en el 2005, con China y la India como los países clave en este proceso, mientras que Rusia, Turquía, Brasil y México podrían consolidarse como los mercados emergentes más atractivos. Estos últimos países -todos los cuales han enfrentado graves crisis financieras en la última década- demuestran que con las políticas adecuadas los capitales pueden regresar e impulsar el crecimiento. Mientras tanto, el déficit por cuenta corriente en Estados Unidos puede constituirse en una amenaza a la economía mundial, existiendo igualmente preocupación por la evolución de los tipos de cambio.

RELACIÓN 1\$ POR DIVISAS MÁS IMPORTANTES

21ENE2005	27ENE2005
1 \$ = 102.701YENES	1 \$ = 103.184YENES
1\$ = 0.767009 EUROS	1\$ = 0.766145EUROS
1\$ = 8.27670 YUAN REMIMBI	1\$ = 8.27670 YUAN REMIMBI

II. Europa

En Europa se comienza a notar una leve reducción de la demanda petrolera, especialmente en países como Alemania, que ha disminuido su consumo durante el último trimestre del 2004 en 140.000 barriles diarios. Las economías más grandes de Europa, Francia, Alemania e Italia han observado una desaceleración en el crecimiento de la demanda, especialmente impulsada por la reducción del consumo del Jet fuel, la gasolina y el fuel oil.

Durante el mes de enero se han materializado anuncios interesantes en torno al Mar del Norte. Existe un interés creciente por parte de compañías de todo el mundo en la cuenca de hidrocarburos más cercana al continente europeo y Reino Unido.

En el Mar del Norte, la compañía australiana Roc Oil LTD, ha manifestado que piensa adquirir un 26% de la participación de British Company Acorn Oil and Gas LTD en el campo petrolero Ardmore Oil Field ubicado en la parte británica de esta cuenca.

Por otro lado, ExxonMobil Corporation por intermedio de su subsidiaria Mobil North Sea (MNSL) inició la producción de gas en el campo Arthur en la parte sureña del Mar del Norte británico. Este yacimiento fue descubierto en octubre del año 2003 a 300 millas al este de Bacton, Norfolk, en el Bloque 53/02 a 140 pies de profundidad. Este campo está desarrollado por la Plataforma Thames de Exxon Mobil y un nuevo ducto de 20 millas y 12 pulgadas hasta el Terminal de Bacton por intermedio de otro gasoducto ya existente. La producción de este campo podría llegar a 110 millones de pies cúbicos por día con un estimado de reservas recuperables de 130.000 millones de pies cúbicos de gas.

British Petroleum no se queda atrás en el Mar del Norte y ha anunciado planes de inversión de 2.000 millones de dólares en varios proyectos durante este año y espera invertir aproximadamente 7.000 millones de dólares en los próximos cuatro años que implicaría el empleo de aproximadamente seis plataformas de perforación. El desarrollo de este programa de perforación incluye trabajos sobre el campo petrolero oeste de Clair de Shetlands, el yacimiento de Rhum, el cual es el campo de gas sin desarrollar más grande (con aproximadamente 800.000 millones de pies cúbicos recuperables), una extensión del campo petrolero Magnus al este de Shetlands y el desarrollo submarino del Farragon bajo la Plataforma de BP Andrew.

La actividad en el Mar del Norte es vital para el futuro de la incertidumbre energética europea. Los actuales precios impulsan necesariamente a la exploración en búsqueda de yacimientos de gas natural en especial debido a la orientación de Bruselas de tratar de generar una matriz de consumo energético que vire sólidamente hacia la pluralización de fuentes.

III. Medio Oriente

El Presidente Ejecutivo de *Saudi Arabian Oil Company* o *Saudi ARAMCO*, Abadía S, declaró que su país estableció una meta a largo plazo para aumentar su capacidad de producción petrolera a 15 millones de barriles diarios.

Arabia Saudita tiene ambiciosos planes de crecimiento y expansión para aumentar su capacidad. En este momento, produce 9.12 millones de barriles de petróleo diarios.

Por su parte, el Ministro del Petróleo de Irak ha contratado a Shell y BP para la realización de estudios de las reservas de los dos campos petroleros más grandes del país, *Kirkuk* en el norte y *Rumaila* en el Sur.

Shell Exploration Co. BV firmó una carta de entendimiento con el Ministerio iraquí asegurando un importante rol futuro en el estudio del Campo Petrolero de *Kirkuk*.

BP colaborará con el Ministerio del Petróleo iraquí en el Análisis del gigantesco campo de *Rumaila*. De estos campos salen la mayoría de las exportaciones petroleras iraquíes.

El propósito de este estudio es establecer cuál es el potencial del campo y las inversiones necesarias para optimizar su producción, incluso por recuperación secundaria. Los contratos no incluyen derechos de exploración y producción. Las investigaciones serán coordinadas fuera de Irak y se espera que los correspondientes estudios sean finalizados en un año.

Shell fue un antiguo accionista en la *Irak Petroleum Company*, la cual descubrió el campo *Kirkuk* en 1927. *Iraq Petroleum Company* fue nacionalizada en el año 1972.

Iran Onshore Exploration GMBH, ha hecho su primer descubrimiento petrolero en el bloque Mehr en la región de Zagros en el oeste de Irán.

El pozo fue perforado hasta 4.118 metros, detectando petróleo de 22 ° API. Este año la compañía planea perforar dos pozos exploratorios adicionales para precisar el tamaño del yacimiento. Junto a *Iran Onshore Exploration* participan Repsol-YPF y SIPETROL S.A. con un 33% de participación cada una.

El gobierno de George W. Bush sugirió sutilmente durante este mes la posibilidad de tomar medidas “más contundentes” en torno al desarrollo nuclear iraní. Se especula sobre posibles planes norteamericanos de extender actividades militares que supriman el desarrollo de armamento nuclear (sin confirmar al igual que en caso de Irak) en territorio de Irán. Esto ha aumentado al percatarse de la

amplia posibilidad de que un gobierno Shiita muy cercano a Teherán termine por instalarse democráticamente en Irak desequilibrando aún más la región en un corto plazo.

Las primeras elecciones generales multipartidarias desde hace medio siglo se celebraron el 30 de enero en Irak. El petróleo es el principal recurso del país, que tiene la mayores reservas petroleras del mundo después de Arabia Saudí. Los resultados fueron alentadores y no se espera, en consecuencia, que Irak sea un motivo de desestabilización, más allá de lo que era antes de los comicios electorales.

IV. Asia Central

El Presidente de Rusia, Vladimir Putin y el Presidente de Kazakhstan, Nursultan Nazasbayev firmaron un acuerdo el 18 de enero delimitando la frontera entre los dos Estados, permitiendo el desarrollo asociado del segundo campo más grande de gas de la República Centro Asiática conocido como *Imashevsk*. Esto parte de la idea de la vieja iniciativa de integración de los Estados de Asia Central, antiguos miembros de la Ex Unión Soviética, con la nueva Rusia. Este acuerdo permite a las dos partes una explotación equilibrada en el campo gasífero y de condensados de *Imashevsk*. Se espera que el mismo sea explotado por la empresa rusa *Gazprom* y la Compañía Petrolera Estatal de Kazakhstan, *KazMunaiGaz*.

India firmó el 22 de enero un acuerdo de 25 años para importar gas natural licuado de la estatal National Iranian Gas Export Corp. a partir de 2009. También acordó desarrollar tres campos petrolíferos en Irán, el segundo mayor exportador de la OPEP después de Arabia Saudita. La estatal india Oil & Natural Gas Corp. ha expresado que estudia hacerse con una participación en Yuganskneftegaz, la filial clave de producción de petróleo de la atribulada gigante petrolera rusa OAO Yukos. Hace sólo unas semanas, Rusia dijo que ofrecería una participación minoritaria en el mismo activo a China.

V. África

Nigeria National Petroleum Company confirmó la existencia de descubrimientos en aguas profundas que podrían permitir un aumento de su capacidad de producción a unos 3.4 millones de barriles diarios a partir de sus actuales 2.40 millones de barriles diarios, aunque lógicamente para esto debe esperar un buen tiempo adicional para la correspondiente implantación de los dispositivos de producción en tres o cuatro años.

Por otro lado, los operadores petroleros en este país tendrán que afrontar pronto una nueva legislación que los empuja a instalar una mayor capacidad de refinación en territorio nigeriano. Esta legislación establece que en el 2006 un 25% del crudo producido debe ser refinado en Nigeria, continuando con aumentos graduales hasta el 2010, año en el que se espera que la cantidad del crudo producido sea un 100% refinado en territorio nigeriano. Distintos analistas, incluyendo a PETROLEO YV, hemos

afirmado que esto podría desestimular inversiones adicionales en Nigeria, visto el conflicto político que parece no terminar.

Durante el mes de Enero, África se nos ofrece como un continente muy dinámico en materia petrolera. Si bien persisten problemas en Nigeria, por otro lado, continúan los esfuerzos en búsqueda de más reservorios tanto en Nigeria como en Angola.

Como se ha mencionado arriba, Royal Dutch/Shell anunció el cierre de dos plataformas que producían 35.000 barriles diarios de crudo en el delta del Níger (Nigeria), después de que grupos de manifestantes armados con machetes atacaron las instalaciones. Al mismo tiempo, un sindicato petrolero nigeriano amenazó con declarar la huelga en el delta del Níger. La amenaza de huelga podría significar la desaparición de 500.000 barriles diarios entre los 2,5 millones diarios que produce el país.

Por otro lado, en la misma Nigeria, un grupo de operadoras se ha encargado del desarrollo del descubrimiento petrolero y gasífero nigeriano conocido como Aje, ubicado a 40 millas al suroeste de Lagos sobre el bloque OML 113. Ya con la aprobación gubernamental el grupo está formado por Yinka Folawiyo Petroleum (Nigeriana), Lundin Petroleum AB (consultora técnica sueca), Syntroleum Corporation (Norteamericana), Palace Exploration Company (Norteamericana), Challenger Minerals Inc (Norteamericana), Providence Resources PLC (Irlandesa) y Howard Energy Company (norteamericana).

En Angola, Roxar, un proveedor líder de tecnología al sector gasífero y petrolífero aguas arriba ha sido premiado con un contrato en el que suministrará su nuevo diseño submarino multifase sobre el yacimiento petrolero Rosa ubicado en aguas profundas en la costa angoleña. Total y FMC Kongsberg, una subsidiaria de FMC Technologies escogieron a Roxar. Se espera que este campo entre en operaciones a mediados del 2007.

VI. Lejano Oriente

El gobierno de la India ofreció 20 bloques de petróleo y gas para exploración, en el marco de su quinta ronda de licitaciones regulada por su nueva política de licencias para exploración. El gobierno acelera los esfuerzos de apertura ante el incremento creciente de hidrocarburos en la economía del sub continente. India importa 70% del crudo que consume. Se espera que de no tener un incremento de producción nativa, estas importaciones podrían aumentar en un 85% durante los próximos 10 o 15 años.

India es el tercer más grande consumidor de petróleo en el Lejano Oriente, detrás de China y Japón.

Estos 20 bloques licitados por India, repartidos a lo largo de nueve estados, incluyendo *Maharashtra* en la Costa Occidental, consisten en seis (06) de aguas profundas, dos (02) de aguas poco profundas y doce (12) en territorio continental. Sumados, cubren un área de 109.210 km².

Entre febrero y marzo de 2005, la Dirección General de Hidrocarburos hindú presentará esta apertura en Nueva Delhi, Londres, Dubai, Houston y Calgary. Las compañías podrán cotizar hasta el 31 de

mayo y los bloques serán asignados para el 15 de Julio de 2005. Desde 1999, India ha ofrecido 90 bloques a compañías nacionales e internacionales con un resultado de \$4.4 mil millones en inversiones. En consecuencia, se han consolidado 57 descubrimientos.

En Australia, Apache Energy LTD de Perth (Australia) en sociedad con Nexus Energy Ltd de Melbourne, ha descubierto tres zonas gasíferas en la cuenca Gippsland. Este prospecto está ubicado a 8 kilómetros al noreste del campo petrolero y gasífero Turrum a cargo ExxonMobil/BHP Billitons. En esta actividad de exploración Apache opera tiene un 62.5% de participación y Nexus un 37.5%.

Por otro lado, Total S.A ha firmado acuerdos para participar en actividades de exploración sobre dos bloques al noroeste de Australia durante este año. Con este acuerdo, Total recibe 30% de participación en el bloque WA-269-P ubicado a una profundidad marina oscilante entre los 300 y 1.500 metros. Woodside Petroleum Ltd. de Australia, es también operador de este bloque representando a Japan-Australia LNG, la cual posee un 20%. En un segundo acuerdo, todavía sin ser materializado, Total se asociaría con Woodside, BHP Billiton Ltd y Japan Australia LNG, tomando un 50% de la participación accionaria en el bloque WA-297-P ubicado entre 1.000 y 2.000 metros de profundidad.

La búsqueda de gas en esta región podría colocar en el plazo de siete años reservas probadas y una capacidad de producción no sólo para el mercado australiano, sino con orientación exportadora hacia el Sudeste Asiático y China.

VII. Estados Unidos y Canadá

Se está librando en los Estados Unidos una interesante discusión en torno a la relación entre tierras federales y reservas probables de gas natural, especialmente en las cuencas del cinturón de Montana, el Powder River, Green River, Piceance y San Juan en las Montañas Rocosas. La no disposición de estas tierras dificulta a la industria de los hidrocarburos norteamericana ampliar sus horizontes y garantizar suministros domésticos. De la misma forma, la carencia de grandes inversiones en infraestructura de transporte, licuefacción, terminales y almacenaje ha contribuido al estancamiento de la industria gasífera. La dependencia del gas canadiense no es vista en forma positiva y se observa que si Canadá no hace también un esfuerzo adicional, la salvación para el 2020 solo puede venir de la Costa del Golfo de México.

Un laboratorio norteamericano gerenciado por el Departamento de Energía ha identificado 40 restricciones derivadas de regulaciones y políticas públicas que afectan a la oferta gasífera. En un estudio hecho para el Comité de Fuentes Energéticas de la Cámara de Representantes por parte de Argonne National Laboratory (ANL) y publicado el 24 de enero, describe una serie de factores que limitan la oferta gasífera en territorio norteamericano debido a las limitaciones de acceso a las fuentes gasíferas, retrasos en procesos de exploración, producción, transporte y aumento notable de los costos de producción. El Comité del Senado sobre Energía y Recursos Naturales también ha encargado un estudio en el mismo ámbito.

En California, Petro Canadá contrató a una subsidiaria de Jacobs Engineering Group Inc (de Pasadena-California) para la construcción de un Complejo de Recuperación de Sulfuro como parte de la mejora

de su refinería cerca de Edmonton, Alta, con capacidad de 125.200 barriles diarios para procesamiento de bitúmenes y crudos extrapesados.

En Texas, Enterprise Products Partners LP de Houston está planificando expandir su fraccionador de 210.000 barriles diarios en Mont Belvieu Texas a 15.000 barriles diarios y construirá un fraccionador de 60.000 barriles diarios para aumentar su producción de gas natural en un área cercana a las Montañas Rocosas. Esto va a permitir incrementar la capacidad de producción y reducir los costos de energía. Está previsto que esta expansión finalice en el cuarto trimestre de este año. Dicho proyecto también contribuiría a expandir la capacidad del segmento de las Rocosas en el sistema meridional norteamericano de gasoductos. El sistema opera a completa capacidad con 250.000 barriles diarios de Gas Natural Licuado de los productores más importantes como Wyoming, Utha, Colorado y Nuevo México. La Planta en Mont Belvieu ayudaría a aumentar esa capacidad a 275.000 barriles diarios.

En el Golfo de México, ConocoPhillips ha solicitado al comando de Guarda Costa norteamericano permiso para construir una planta de regasificación de Gas Natural Licuado a 56 millas de Lousiana. El Programa de Construcción de cuatro años podría comenzar en el 2006 sí no se presentan problemas con la fase de aprobación. ConocoPhillips es muy optimista y espera hacer el primer envío de Gas Natural Licuado en el 2010.

En Canadá, Trans Canadá Corporation está construyendo instalaciones de almacenamiento de gas natural cerca de Edson, Alta, con una capacidad de 50.000 millones de pies cúbicos, la cual se conectará al sistema TransCanada de Alberta, convirtiendo a esta empresa en poseedora de una capacidad de almacenaje de 110.000 millones de pies cúbicos. La compañía planifica suministrar servicios de almacenaje de gas en forma directa a sus clientes a partir de abril. La instalación de Edson comenzará a funcionar en el segundo trimestre del 2006.

Igualmente, Chevron Canada Resources (CCR) está vendiendo su participación en Alberta Midstream Services (CAMS) a SemCanada LP, una subsidiaria de SemGroup LP de Texas. Se espera que la transacción se cierre en este primer trimestre. La cifra de la venta no ha sido revelada.

VIII. Iberoamérica

La dinámica energética Latinoamericana no acaba. Con la evolución de la crisis colombo-venezolana comienzan a surgir replanteamientos en torno a posibles salidas del carbón colombiano y en cuanto a la fiabilidad de Venezuela como socio energético comercial. La crisis boliviana, por otro lado, impulsa fuerzas internas sociales que amenazan con su integridad lo que en cierta forma ha obligado a las Fuerzas Armadas Bolivianas a unir fuerzas y cerrar filas con el Ejecutivo Nacional. Esta es otra crisis con serias repercusiones para el mapa energético suramericano puesto que las provincias que amenazan con exigencias de más autonomía e incluso independencia (Tarija y Santa Cruz) poseen dentro de sí las principales reservas gasíferas que tienen a la mano Brasil, Argentina y el resto del MERCOSUR.

Venezuela y Colombia atravesaron por una fuerte crisis en sus relaciones bilaterales, a raíz del “Caso Granda”, caso que alude al famoso guerrillero Rodrigo Granda, conocido como el canciller de las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (“FARC”), que fue recientemente secuestrado en

territorio venezolano por autoridades venezolanas y colombianas, de manera secreta y sin autorización del gobierno venezolano. Si bien la solución diplomática terminó de aparecer luego de muchos altibajos¹, esta crisis deja un serio precedente que podría afectar a mediano plazo las relaciones comerciales entre ambos países², incluyendo las conversaciones relacionadas con el sector energético³ específicamente en los proyectos:

- Gasoducto entre Puerto Ballenas y Maracaibo, el cual está proyectado con la finalidad por parte de Venezuela de importar gas para consumo doméstico y luego revertir el flujo una vez terminado el Proyecto de Interconexión Gasífera Oriente-Centro Occidente en territorio venezolano.
- Polducto entre Maracaibo y un Puerto del Pacífico a definir para exportar petróleo y derivados a Asia, al mercado chino, en buques denominados post-Panamá (tanqueros de gran calado que no

pueden transitar por el canal). Por tanto PDVSA en conjunción con ECOPETROL evalúan el potencial de una salida a través de un polducto de Maracaibo al Pacífico colombiano.

Colombia está dispuesta a construir un puerto exclusivamente para los hidrocarburos venezolanos en sus extensas costas en el océano Pacífico, entre los departamentos del Valle y Chocó.

¹ El 28 de enero del 2005, Colombia y Venezuela dieron por superada la crisis diplomática y comercial en la que estaban enfrascados, según un comunicado en el que Bogotá se compromete a revisar la táctica usada en la captura de Rodrigo Granda y programa una visita del presidente Alvaro Uribe a su colega Hugo Chávez el 3 de febrero. "El gobierno de Colombia entrega este comunicado que ha sido acordado con el gobierno de la hermana República Bolivariana de Venezuela. Basados en este acuerdo, el incidente ha quedado superado" tal como expresa el texto. El presidente Alvaro Uribe visitará al presidente Hugo Chávez el día 3 de febrero, en Venezuela, con el fin de escuchar al presidente Chávez y proponerle unas reflexiones. Asimismo, subraya "el noble propósito de garantizar la seguridad de sus ciudadanos, su mayor disposición para revisar los hechos que son de conocimiento público a fin de que si han resultado inconvenientes ante el examen de la República Bolivariana de Venezuela, no se repitan". En la misiva oficial, el gobierno colombiano agradece la labor que cumplieron los países amigos, "que en forma generosa y desinteresada, prestaron su facilitación para superar las diferencias que afectaron las relaciones con Venezuela". En particular, manifiesta su gratitud al gobierno de Perú, en su calidad de presidente de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), por la efectiva coordinación y facilitación en este proceso". Colombia no presenta en el comunicado las disculpas que solicitó en su momento Chávez, pero se compromete a revisar el procedimiento utilizado en la captura del guerrillero. Sin embargo, y a modo de mea culpa, Bogotá señala que "cuando la política contra el terrorismo requiera participación de otros países, especialmente de los hermanos y vecinos, se continuará buscando la coordinación con sus gobiernos conforme a los principios y normas que orientan la cooperación policial y judicial". Se comprometieron a "adelantar una estrategia binacional contra el terrorismo, el narcotráfico, el contrabando, el secuestro y otros delitos. Dicha estrategia se adelantará con la aplicación de los mecanismos vigentes o con otros que definan los gobiernos, siempre desde el más estricto respeto a la legalidad y en particular a la soberanía de ambos países". El ministro de Relaciones Exteriores de Perú, Manuel Rodríguez Cuadros, quien ha mediado en el contencioso bilateral en las últimas dos semanas, informó a los periodistas acerca de la salida a la controversia. "El conflicto ha sido solucionado para felicidad de América Latina".

² De esta forma Colombia da el espacio de negociación al cual el mismo gobierno venezolano había cerrado el paso con la solicitud de una disculpa pública. El gobierno de Uribe y el gobierno de Chávez cedieron a la presión internacional y de esta forma Venezuela y Colombia tratarán de normalizar sus relaciones a los niveles deseados. No obstante, la repetición de un incidente similar es completamente viable.

³ Colombia y su mercado energético se vieron afectados por la crisis con Venezuela. Venezuela bloqueó exportaciones colombianas de carbón y suspendió la venta de energía eléctrica en la zona fronteriza de Arauca en Colombia. Las exportaciones colombianas ascienden a 6.200 toneladas diarias de carbón que son transportadas en 600 camiones venezolanos y colombianos desde el Departamento Norte Santander hasta Maracaibo para salir desde allí hacia los Estados Unidos. El mercado de combustibles también fue suspendido. Colombia está buscando una solución para evitar que en el futuro se presenten situaciones similares lo que podría afectar a Venezuela como socio confiable. El uso por Venezuela de la Energía como arma política está haciendo tomar las previsiones del caso desde Bogotá.

Este proyecto, si bien está orientado para exportar crudos y productos hasta el Pacífico contando con financiamiento estatal chino, es muy probable que más que ser exportado el petróleo venezolano hasta China, lo sea hacia la Costa Oeste Norteamericana y sirva de esa forma como potencial punto de triangulación de productos en el Pacífico, aligerando la presión de suministros en la zona.

En Perú, el Presidente Alejandro Toledo se encuentra cerca del abismo debido a acusaciones por fraude y la posible censura del Congreso a funcionarios del gobierno. Toledo es acusado de participar en la falsificación masiva de firmas de adherentes, que permitió en 1999 al Jurado Nacional de Elecciones reconocer al actual partido de gobierno *Perú Posible*. Si bien inversionistas en el campo de la Energía han anunciado que su posición no se verá afectada por este tipo de crisis gubernamentales, si han mostrado su preocupación en la medida en que estas puedan retrasar la consolidación de nuevos proyectos. Llama la atención que Perú LNG, consorcio entre la estadounidense Hunt Oil Peru y la Sud Coreana SK Corp., podría aplazar hasta fin de año la construcción de una planta de gas natural para exportar alrededor de 4.4 millones de toneladas métricas anuales del hidrocarburo, aún cuando esto, de acuerdo a voceros del consorcio, no tiene nada que ver con la situación política peruana.

En Bolivia, una nueva oleada de bloqueos de carreteras a cargo de campesinos bolivianos, y la masificación de una huelga de hambre, se proponen poner en jaque al gobierno del Presidente Carlos Mesa.

Los manifestantes exigen la derogación del decreto que autoriza el aumento del precio de los combustibles. El gobierno igualó el precio del diesel con el de la gasolina con un alza de 23% y el de la nafta con un alza de 10% con el objetivo de recaudar cerca de 80 millones de dólares adicionales que serían destinados al presupuesto nacional. Las manifestaciones están dirigidas por Felipe Quispe, líder de la Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia (CSUTCB). La organización no sólo exige la anulación de ese decreto, sino la respuesta a un pliego petitorio de 70 puntos que incluye la entrega por el gobierno de 1.000 tractores.

Grupos de presión de Santa Cruz y de la Nación Aymara comienzan a evaluar la posibilidad de iniciar una lucha por una mayor autonomía del gobierno central en La Paz a raíz de esta crisis. Las tendencias separatistas no están lejos de un escenario más radical en esta nación andina.

En Centro América, los presidentes de El Salvador, Guatemala y Honduras firmaron una declaración de respaldo a su par de Nicaragua, Enrique Bolaños, que afronta una crisis política en su país.

En su declaración, los mandatarios centroamericanos acuerdan “mantener un estrecho y permanente seguimiento a la evolución del diálogo concertado en Nicaragua, que permita superar la actual situación que amenaza la vigencia de la democracia representativa y el Estado de Derecho”.

Cada una de estas crisis de relativa solución podría afectar la estabilidad de múltiples proyectos en el campo de la energía en Ibero América. El riesgo es parte de este negocio y muchos proyectos avanzan a pesar de los vientos y ruidos políticos adversos.

En relación a Cuba, Compañías americanas continúan haciendo nuevas peticiones a Washington para poder operar en dicho territorio. Las petroleras estadounidenses tienen prohibido operar a más de 100

millas náuticas a partir de las costas de Florida. Esto impide que las empresas estadounidenses sigan el ejemplo de sus pares de Brasil, España y Canadá, las cuales realizan prospecciones en las aguas territoriales cubanas del Golfo de México.

Según el New York Times, se trata de un obstáculo que, ante la posibilidad de nuevos descubrimientos importantes, tiene que ser considerado con seriedad. Las petroleras Exxon-Mobil, Texaco, y otras compañías independientes han empezado a presionar a Washington con el argumento de que no pueden quedar fuera del negocio.

El desencadenante de esta ansiedad fue el anuncio realizado por dictador Fidel Castro, referente al descubrimiento de un pozo de alta calidad con reservas de 100 millones de barriles, suficientes para asegurar el consumo total de la Isla durante cuatro años.

Los analistas creen que, si de verdad hubiera reservas de alta calidad, a Washington le costaría aún más mantener su política exterior hacia La Habana.

Las acciones de *Pebercan* una empresa canadiense, específicamente de Québec, que está encargada de la explotación del nuevo pozo cubano, se han revalorizado en la Bolsa de Valores de Toronto (Canadá) en un 50% desde el anuncio del descubrimiento del pozo⁴. Las de *Sherrit*, que participa en el capital de *Pebercan*, han subido un 15% en ese mismo período⁵.

El pozo de petróleo de alta calidad se encuentra en Santa Cruz, cerca de La Habana. La verdadera dueña de la explotación es una empresa petrolera mediana, de nacionalidad francesa, llamada *Maurel Et Prom*, cuyas acciones han subido este año un 289% en la Bolsa de Valores de París.

El origen de esta compañía se remonta al siglo XIX cuando era una naviera especializada en transportar hacia Francia los productos de las colonias.

De momento, en Cuba, siempre junto a *Percaban*, *Maurel et Prom*, explotaba dos territorios petrolíferos en Canasi y Seboruco localizados aguas afuera justo al lado del bloque manejado por Repsol-YPF cercano a Varadero, donde extraía 5.000 barriles de petróleo de alto contenido de azufre.

Pero el descubrimiento de Santa Cruz, da otra dimensión al papel de esta empresa en el sector petrolero cubano, haciéndose determinante.

Maurel et Prom mantiene estrechos lazos con *CITIC*, uno de los principales grupos energéticos chinos, habiendo trabajado exitosamente, en forma asociada, en El Congo y con los que intentará asociarse ahora en Cuba.

⁴ Pebercan inició sus operaciones en Cuba en el año 1993 al firmar un contrato de producción con Cubana de Petroleos (CUPET). Tiene bajo su responsabilidad cuatro bloques onshore como lo son Varadero Profundo 7, 12, 13 y 15. En el 2003, Pebercan recolectó data sísmica 2D sobre los bloques 12, 13 y 15. Durante el 2004, esta compañía invirtió entre 50 y 60 millones de dólares en el bloque 7 así como en la Interpretación de la data sísmica colectada en los bloques 12, 13 y 15.

⁵ Sherrit International, posee 10 contratos de explotación en campos petroleros ubicados en Yumuri, Varadero, Canasi y Puerto Escondido. Cuatro de estos bloques están localizados aguas afuera.

De la misma forma, el descubrimiento de petróleo de alta calidad es la señal que Beijing esperaba para incluir a la Isla del tabaco y la caña en sus planes de avance en el sector petrolífero.

No obstante, en Estados Unidos se presta atención especial al trabajo de Repsol-YPF en el área cubana del Golfo de México, después de que esta compañía hispano argentina invirtiera más de \$ 20 millones (15 millones de euros) en el alquiler de una macro plataforma noruega de exploración.

En Julio, la empresa aseguró que se habían descubierto reservas en la zona, pero que, por los momentos, no tenían viabilidad comercial.

Pese a esta declaración, la continuación de sus esfuerzos operativos en el área mantiene la incógnita y los especialistas estadounidenses del sector se inquietan ante el total hermetismo existente con relación a los resultados de la prospección, que mantienen tanto Repsol-YPF como el gobierno cubano.

En Venezuela, el gobierno de Hugo Chávez continúa acentuando la intervención del sector energético. El pasado 14 de enero, Alejandro Granados, Eudomario Carruyo, Jesús Villanueva, Eulogio del Pino, Asdrúbal Chávez, Iván Orellana, Bernard Mommer y el general Carlos Eduardo Martínez Mendoza, fueron designados como nuevos miembros de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela (“PDVSA”).

Los directores acompañarán la gestión de Rafael Ramírez, en su doble condición de ministro de Energía y Petróleo y presidente de la estatal petrolera, así como la de Luis Vierma, quien ahora asume la vicepresidencia de Exploración y Producción; y la del coronel Dester Rodríguez, quien se mantiene en el cargo de director interno.

Esta Nueva Junta Directiva cuenta con un presidente: el ministro Rafael Ramírez Carreño y sólo dos vicepresidentes: Luis Vierma y Alejandro Granados, cada uno de los cuales estará al mando de las funciones medulares en la organización, tales como Exploración y Producción, y Refinación, respectivamente.

El Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, ahora Ministerio de Energía y Petróleo, está buscando reducir los presupuestos de perforación y exploración entre 30 y 60% de las compañías contratistas que operan en Venezuela. Aparentemente, el gobierno está intentando sustituirlas por otras empresas petroleras, asociadas con aliados políticos como España, Irán, Qatar, Rusia, China, Libia, Francia, entre otras.

Las corporaciones más amenazadas son CONOCO PHILLIPS, que tiene operaciones en el Campo Coro Coro y la Shell, con intereses en el proyecto Mariscal Sucre (un proyecto de 2.7 mil millones de dólares).

Los convenios operativos establecen que las contratistas deben someter a la aprobación de la Corporación Venezolana del Petróleo (“CVP”) sus planes de trabajo y el presupuesto de inversión de cada año.

Se puede interpretar esta disposición contractual como un mecanismo de presión para que las empresas accedan a cambiar los contratos vigentes a los términos de la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, siendo la realidad que hasta los momentos dicho cuerpo normativo no ha regulado ninguna inversión petrolera. Esta Ley ha sido amplia y públicamente cuestionada por diversos sectores de Venezuela, quienes alegan que la misma perjudica el potencial petrolero del país, limitando el porcentaje de participación que pueden tener las empresas privadas en los negocios que se realicen y los porcentajes de regalías que deben pagar al gobierno por la extracción de crudos, en este caso, también afectando los costos de PDVSA y por ende, de las empresas contratistas que le sirven de agentes operadores.

La inversión privada acumulada en los acuerdos operativos supera los 1.5 millardos de dólares y actualmente representan alrededor de 20% del total de la producción petrolera del país.

Según las estadísticas de PDVSA, en el año 2002, las empresas privadas invirtieron 7.1 millones de dólares en los 32 campos petroleros que están activos bajo la figura de estos contratos.

Las empresas consultadas consideran que la decisión de la CVP de no autorizarles el incremento de sus inversiones en los convenios operativos, tendrá consecuencias negativas sobre el nivel de producción y exportación del país.

La producción actual de PDVSA, incluyendo los 500.000 barriles diarios de los convenios operativos, se encuentra en alrededor de 2.2 millones de barriles diarios, lo cual significa una caída de 37% con respecto a 1997.

Por otro lado, la petrolera Harvest Natural Resources anunció durante esta semana en un comunicado de prensa fechado en Houston que su subsidiaria en Venezuela, Harvest Vinccler, de la cual posee 80% de interés, planea suspender sus actividades de perforación, como consecuencia de los retrasos en la recepción de los permisos necesarios para perforar pozos adicionales.

El retraso incluye la permisología para perforar siete pozos requeridos para mantener e incrementar la producción de petróleo y gas en el campo Monagas Sur, que forma parte de la primera ronda de los convenios operativos. Mientras Pdvsa no ha ofrecido ninguna explicación definitiva para los retrasos en los permisos, una filial de Pdvsa, la CVP, envió a Harvest Vinccler una carta que busca reducir el presupuesto de perforación de la firma para 2005 bajo "los montos previamente aprobados".

Esta operadora mantiene una producción de 29 mil barriles diarios de petróleo y 80 millones de pies cúbicos de gas en el país. Su meta para 2005 era incrementar el nivel de producción petrolera a un máximo de 34 mil b/d y perforar 18 pozos en el campo Uracoa, en el cual mantiene dos taladros en la actualidad.

El contrato firmado entre Harvest Vinccler y Pdvsa contempla un presupuesto que debe ser aprobado por el holding. Según el comunicado, la firma ha seguido todos los pasos para conducir su programa de perforación. "Procuramos un encuentro con funcionarios del gobierno venezolano, Ministerio de Energía y Petróleo y Pdvsa para entender las razones de estas acciones (...) Pese a que el resultado de estos esfuerzos es incierto, seguimos deseosos de que esta situación sea resuelta" (Ibdem). El gerente

general de Harvest Vinccler, Jean Michelle Bonnet, prefirió no pronunciarse al respecto por tratarse de una compañía mixta.

Supuestamente, los convenios operativos afectados con reducciones entre 50,70 y 90% no pueden seguir trabajando, pero también es posible que algunas empresas hayan inflado sus presupuestos de inversión, con el propósito oculto de aumentar artificialmente los costos y, por ende, cobrarle a PDVSA un estipendio más alto por barril producido. O, también, obtener una mayor cantidad de dinero en el caso de que tengan que exigir por vías legales el reconocimiento de la inversión realizada.

Los convenios operativos vigentes son el resultado de tres rondas de licitación que PDVSA realizó en los años 1992,1993 y 1997, en las cuales se le entregaron a empresas y consorcios nacionales e internacionales 33 campos petroleros que para el momento se encontraban inactivos, con poca producción y ninguna inversión, razón por la cual se les bautizó como “campos marginales” o “campos maduros”. El hecho es que el trabajo realizado por las empresas privadas ha sido exitoso y esos campos ahora no son tan marginales para Venezuela, pues representan 25% de la producción petrolera de PDVSA. Sin embargo, siguen siendo campos maduros, que han sido explotados por muchas décadas y que requieren de inversión constante para seguir produciendo. Inversión que, por cierto, asciende a más de mil 500 millones de dólares y ha sido aportada en su totalidad por las empresas privadas .

A este caso se suma otro algo distinto pero de la misma naturaleza y tiene que ver el conflicto de CONOCO-PHILLIPS y PDVSA por el aumento por parte del Estado de las regalías en los proyectos en donde participa CONOCO.

Para algunos, es probable que estos casos puedan entrar en instancia judicial. Si bien el caso de los Convenios Operativos está aún lejano de esta fase, forma parte de un ambiente que se viene confabulando en torno a la relación Estado-Industria petrolera en Venezuela. Existe la información de que sumado a esto, empresas con querrelas legales como con el Estado Venezolano están estudiando consolidar sus demandas y actuar en bloque. A saber, SAIC, por la cancelación del contrato de servicios informático entre PDVSA e INTESA, Williams Internacional, por la expropiación del Terminal de Jose en el estado Anzoátegui, Lyondell Chemical, por reducción en el suministro de crudos pesados a las refinerías ubicadas en Houston y las Canadienses New Brunswick Power por la suspensión del suministro de Orimulsión, Enbridge, también por el Terminal de Jose y Vanesa Ventures por las Minas de Oro Las Cristinas en el Estado Bolívar.

Según las cifras del Banco Central de Venezuela, a noviembre de 2004 los egresos de la Tesorería Nacional habían aumentado 40%, dado que habían sido 54,6 billones de bolívares, cuando en el mismo período de 2003 fueron 39,1 billones de bolívares. Aunado a la contribución de la industria petrolera, por la vía de los impuestos el Seniat entregó 6 billones de bolívares de más. En el presupuesto se programó una recaudación de 16 billones de bolívares y al final terminó en 22 billones. Para este año se prevé que la contribución fiscal del holding sea 26,1 billones de bolívares, siendo las regalías 13,6 billones de bolívares, el impuesto sobre la renta 9,6 billones de bolívares y los dividendos 2,8 billones de bolívares. De acuerdo con los aportes de la industria petrolera y al presupuesto ordinario las misiones recibieron 2,9 billones de bolívares. De ese monto 1,7 billones correspondieron al fideicomiso del holding y 1,23 billones a la partida programa especial del Ministerio de Finanzas. La industria en 2004 tuvo que soportar en parte el gasto de esos planes especiales y para este período también seguirá

siendo el respaldo. El fideicomiso este año será 1,5 billones de bolívares y la partida del Programa Social Especial tiene destinado 1,3 billones de bolívares. Las misiones que se manejan son Ribas, Sucre, Vuelvan Caras, Identidad.

En otro orden de ideas, PDVSA firmó un memorando de entendimiento con la empresa rusa *Gazprom*, el 17 de enero del 2005, con la finalidad de identificar potenciales proyectos energéticos y de hidrocarburos. En este memorando, las dos compañías declaran su voluntad de visualizar e identificar proyectos en las áreas de exploración y producción, modernización y optimización de refinerías existentes propiedad de cada una de las partes. De la misma forma, se prevé la realización conjunta, mantenimiento y operación de oleoductos, poliductos y gasoductos, desarrollo de nuevas tecnologías y optimización de las ya existentes, para incrementar la recuperación de hidrocarburos, comercialización interna y externa de hidrocarburos, entre otras áreas.

También en Venezuela, el grupo petrolero francés TOTAL anunció la compra del 49% de la licencia, que posee la compañía Noruega Statoil, sobre el bloque 4 de la Plataforma Deltana. Esta área marítima supone tener un fuerte potencial gasífero al noroeste del Delta del Orinoco, en aguas venezolanas.

En virtud de este acuerdo, que está subordinado a la aprobación de Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela, Total entrará en la exploración de los 1.400 km² de la licencia, con fondos marinos que varían entre 200 y 800 metros de profundidad. Statoil que continuaría como propietario del 51% restante de la concesión, se mantendrá como operador.

Por otra parte, para tratar de agilizar con las autoridades venezolanas el Acuerdo bilateral de Cooperación Energética de Caracas, suscrito en noviembre del año pasado, una misión de funcionarios dominicanos viajó el 19 de enero a Venezuela. La delegación estuvo presidida por el Ministro de la Presidencia, Danilo Medina y el Presidente de la Refinería Dominicana de Petróleo (*Refidomsa*), Aristides Fernández. El Departamento de Prensa de la empresa dominicana detalló que la misión tenía previsto reunirse con el Presidente Chávez y la directiva de PDVSA.

Este acuerdo garantiza al país caribeño el suministro del 25% de su consumo petrolero. Mediante el Pacto, firmado en Santo Domingo el 6 de noviembre pasado, la República Dominicana adquirirá 50.000 barriles diarios de crudos. El gobierno dominicano espera que el convenio, que facilita una financiación de hasta quince años y una tasa de interés anual del 2%, le permita hacer frente a la aguda crisis energética que sufre dicho país.

Los dominicanos intentarán ampliar los beneficios de este acuerdo. Es de notar que en 2003 Venezuela interrumpió provisionalmente el suministro de crudo a República Dominicana, como consecuencia de las denuncias de Hugo Chávez con respecto al hecho de que el ex presidente Carlos Andrés Pérez, notable opositor de su gobierno, residiera por temporadas en dicho país.

En Venezuela la Electricidad de Caracas informó el 25 de enero que absorbió a sus filiales locales tras un proceso de fusión exigido por una nueva legislación que regula al sector. Las empresas fusionadas con la EDC, subsidiaria en Venezuela de la estadounidense AES Corporación, son Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV) y La Electricidad de Guarenas Guatire (ELEGGUA). La fusión, efectiva a partir del 1 de enero de este año, permite a EDC adecuar su estructura operativa y administrativa a los

requerimientos de la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, que exige colocar bajo una sola empresa todos los activos relacionados con la distribución de electricidad.

PEQUIVEN, filial petroquímica de PDVSA, suscribió un acuerdo con socios locales y japoneses para la construcción de una planta para producir metanol, que requerirá una inversión de unos 320 millones de dólares y tendrá una capacidad de 850.000 toneladas anuales. La petroquímica firmó una carta de intención para desarrollar el proyecto de manera conjunta con las japonesas Mitsubishi Gas Chemical Company y Mitsubishi Corporation y la venezolana Empresas Polar, asociadas en la empresa mixta Metanol de Oriente (Metor).

De Brasil surgen anuncios que, de concretarse, podrían afectar la posición de los proyectos colombo-venezolanos.

Germán Efromovich, empresario brasileño, anunció que su empresa *Meta Petroleum LTD* construirá entre Brasil y Colombia un oleoducto por valor de 700 millones de dólares, con el fin de buscar una salida al Pacífico para exportar petróleo a China.

Efromovich es dueño de la empresa “*Marítima Group of Rio de Janeiro*”, el coloso de las navieras petroleras privadas de latinoamericana.

Marítima Group of Rio de Janeiro es dueña de *Meta Petroleum* y hace poco adquirió la empresa de aviación colombiana Avianca, así como otros activos petroleros en Colombia y Ecuador.

Este oleoducto probablemente será alquilado a Petrobrás o a cualquier otra firma petrolera brasileña que desee exportar por allí el crudo a China.

De concretarse el acuerdo, sería una de las mayores inversiones de este tipo en Colombia de manos de una empresa privada. Como se ve, el Pacífico colombiano es muy apetecible. La amenaza reciente del Jefe de Estado venezolano de cancelar este proyecto pierde peso con este anuncio. Ya hay otro oleoducto en marcha.

Ecuador manifestó entre el 17 y 21 de enero señales contradictorias. De acuerdo al Ministro de Energía de Ecuador, Eduardo López, este país está estudiando la posibilidad de volver a formar parte de la OPEP trece años después de haber abandonado el cártel. Según la petrolera estatal, Petro Ecuador, la nación andina bombeó unos 525 mil barriles diarios en el 2004, mientras que las exportaciones ascendieron a 140.000 barriles por día.

Este anuncio fue negado un día después por el Presidente de la República de Ecuador, Lucio Gutiérrez. No obstante, el estudio existe en el Ministerio de Energía ecuatoriano.

En México, el Secretario de Energía, Fernández Elizondo, anunció que si no se implementa una reforma estructural en la próxima década, las carencias tecnológicas del país azteca le obligarían a importar petróleo.

Para el Ministro, si no se puede explotar el potencial petrolero, en 10 años dicho país podría convertirse en un país importador neto de crudos, lo cual sería paradójico en un país que goza de grandes reservas.

El funcionario gubernamental colocó como ejemplo al yacimiento Cantarell, que a partir del 2001 se le inyectó nitrógeno para aumentar la presión, y eso incrementó el costo de producción.

El yacimiento de Cantarell en el Golfo de México, representa cerca del 60% de la extracción petrolera mexicana.

Según datos de PEMEX, en 2003 México era el sexto productor mundial de crudos. En un proyecto de refinación petroquímica conocido como Fénix, la compañía estatal se abrió recientemente al sector privado con una alianza de US\$2.700 millones.

El Congreso mexicano estudia actualmente una reforma del régimen fiscal que regula a PEMEX, para que la presión de los impuestos disminuya y la compañía, que ha batido record de extracción en el 2004, pueda afrontar con dinero suficiente la exploración y explotación de sus reservas.

La reforma fiscal fue aprobada por la Cámara de Diputados en noviembre de 2004, pero sigue siendo analizada por el Senado.

Con la reforma, la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados calculó que PEMEX podría liberar, a mediano plazo, hasta 120.000 millones de pesos (US\$10.000 millones de dólares) de la carga de los impuestos.

México ha firmado un memorandum de entendimiento con Australia con la idea de sustentar esfuerzos de cooperación por 10 años en materia energética, incluyendo intercambio de información sobre políticas, desarrollos de tecnologías y consolidación de comercio bilateral. Aunque estos países ya tienen una tradición de acuerdos energéticos en el marco del Grupo de Trabajo de Energía de la APEC, la idea es profundizar lo logrado hasta ahora.

En el Caribe Trinidad y Tobago ha logrado un respaldo sólido para convertirse en sede del organismo que regule el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA). Gift, Ministro de Asuntos Exteriores de T & T informó en declaraciones escritas de que al menos unas 21 naciones ya han dado su apoyo, verbal y escrito, a Trinidad y Tobago para esta iniciativa, y entre ellas incluyó las 15 que integran la Comunidad del Caribe (Caricom). Trinidad y Tobago reconoce que Miami es la rival para conseguir la sede del organismo comercial. Hasta ahora Miami ha logrado el apoyo oficial de Guatemala, Honduras, República Dominicana y Uruguay, según los promotores de su candidatura. Además de Puerto España y Miami, las otras candidatas a sedes son las ciudades estadounidenses de Atlanta, Chicago, Colorado Springs, Houston y Galveston, San Juan (Puerto Rico), Cancún y Puebla (México) y Ciudad de Panamá. El ALCA, de concretarse, sería el bloque comercial más grande del mundo con un mercado de 800 millones de consumidores y un Producto Interno Bruto (PIB) conjunto de 14 billones de dólares. Su creación ha afrontado dificultades por la resistencia de algunos sectores en países como Argentina, Brasil y Venezuela.

IX. Dinámica Corporativa

Occidental Petroleum Corporation por intermedio de su Presidente Dr. Ray R Iraní anunció que sus operaciones serán divididas en dos regiones: Hemisferio Occidental y Hemisferio Oriental. Jhon W. Morgan, por otro lado, ha sido nombrado Presidente de Oxy Oil and Gas Western Hemisphere y R. Casey Olson, Presidente de Oxy Oil and Gas Eastern Hemisphere.

La compañía texana Transmeridian Exploration Inc. anunció que Steve Thornton se ha unido a la compañía para asumir la posición de Vicepresidente de Operaciones. La carrera de Thornton incluye 30 años de trabajo en las principales compañías petroleras así como en otras independientes. Su primera tarea estará en liderar las operaciones de la compañía en Kazakhstan y Azerbaijan.

ConocoPhillips, la tercera compañía petrolera de Estados Unidos, informó el 25 de enero que sus utilidades trimestrales se duplicaron, impulsadas por los altos valores del petróleo y el gas. Los beneficios netos del cuarto trimestre del 2004 ascendieron a 2.430 millones de dólares, o 3,44 dólares por título, en comparación con 1.020 millones de dólares, o 1,48 dólares por acción del año último. Los analistas pronosticaron, en promedio, ganancias de 3,10 dólares por acción. Los ingresos totales saltaron a 40.100 millones de dólares desde 26.000 millones de dólares el año previo. La producción en el período fue similar a la del año anterior, ya que la mayor actividad en los proyectos de Asia y Venezuela compensó el impacto de los activos vendidos y de bajas naturales.

Petroleum Development Corporation de Canadá anunció que Thomas E Riley ha sido seleccionado como su Presidente ocupando la posición que hasta ahora cubre Steven R. Williams quien continuará como miembro de la Junta Directiva de la empresa. Riley se unió a PDC como Vicepresidente en 1996 cuando esta compañía adquirió Riley Natural Gas, una compañía que Riley fundó en 1987.

La compañía texana Far East Energy Corporation anunció que su actual director John Mihm fue electo como Presidente Ejecutivo. John Mihm se unió a la Junta Directiva en el 2004 como Director Interno. Previamente Mihm fue empleado por Phillips Petroleum por casi cuarenta años llegando a ocupar la posición de Vicepresidente de Tecnología y Desarrollo de Proyectos de esta corporación hoy conocida como ConocoPhillips.

En Venezuela, Corporaciones transnacionales y nacionales de diversa dimensión siguen percibiendo incertidumbres política, jurídica y macroeconómica en el entorno local que dificultan el desempeño de sus empresas. En el tradicional sondeo de opinión que la Cámara Venezolano Americana de Comercio e Industria (Venamcham), realiza a sus asistentes al foro de Perspectivas Económicas, se les consultó sobre los factores que entorpecen la actividad de sus empresas. La mayoría de los 221 consultados señaló a la incertidumbre política en primer lugar, seguido de la incertidumbre jurídica, de la corrupción y de la incertidumbre macroeconómica. El vicepresidente ejecutivo y gerente general de ese órgano binacional, Antonio Herrera-Valliant, al comentar el perfil de los encuestados, advirtió que 16% pertenece al sector de la manufactura, 14% al comercio, 8% financiero, 5% petrolero, 4% construcción y 53% a otros. De ese total, 65% dijo representar a empresas grandes, 24% a empresas medianas y 11% a pequeñas. 64% aseguró que utiliza en el proceso productivo de su compañía materias primas/insumos importados y el 36% restante afirmó que no.

X. Sumario

En procura de nuevos suministros, el mercado mundial de los hidrocarburos cobra una dinámica acelerada.

Los principales centros de producción en Ibero América, África, Golfo Pérsico y Asia Central hacen esfuerzos para incrementar su capacidad de producción ante una demanda que no cede. Estos intentos perfilados para obtener resultados en un mediano plazo, ocurren a pesar de los intentos de la OPEP de sostener los precios fuertes con una reducción de producción diaria, el desequilibrio creciente en el Medio Oriente causado por la Guerra Civil de Irak, la pugna Árabe-Israelí y el incremento de los signos de alarma en Washington ante el Programa nuclear Iraní.

Es posible que en el transcurso de 2005 estas amenazas, es decir, la extensión de la Guerra Civil Iraquí y la posible agresión preventiva israelí-norteamericana sobre los dispositivos nucleares iraníes terminen por tomar cuerpo, dependiendo de los resultados de las elecciones iraquíes pautadas para el próximo 30 de enero, en donde grupos shiitas se perfilan como potenciales ganadores.

Por su parte, Ibero América enfrentará un año 2005 convulsionado. Venezuela estará activa políticamente en toda la región, aprovechando los elevados precios petroleros para tener un rol más determinante.

La importancia del gas natural se reafirma en escenarios de precios fuertes. Existe particularmente una angustia en los principales centros de consumo. Estados Unidos, en especial, se encuentra no sólo a la caza de una certidumbre energética foránea con la consolidación de sus empresas y su gobierno en importantes centros de producción, sino también en su propio territorio.

La actividad de exploración, producción, transporte y transformación del gas natural encuentra, al igual que en el caso del crudo, llama la atención del capital norteamericano, asiático y europeo en forma incesante sobre territorios ya conocidos o sin explorar. En Europa, el Mar del Norte, para Estados Unidos su propio territorio y África Sub Sahariana, para China y Japón, Medio Oriente, Asia Central y Latinoamérica.

El problema se presenta en esencia en la tradicional inestabilidad política en cada una de estas regiones a excepción, claro está, del Mar del Norte. Irak, Nigeria, Venezuela, Colombia, Bolivia, son una muestra interesante que esta semana de acontecimientos nos ha arrojado una vez más.

El mundo se concentra cada vez más en el gas. La preocupación por mejorar la infraestructura de producción y distribución constituyen un punto fuerte de inversión. Muchos Estados se encuentran haciendo esfuerzos por mejorar internamente su situación y colocarse como oferta prometedoras. Este es el caso de Irán, país que se promueve incesantemente en cuanto a posibilidades en gas natural.

No obstante, en otros casos, como los de Venezuela y Bolivia, resultan llamativos por los problemas innecesarios causados como efectos de decisiones gubernamentales sin una sensata evaluación de las consecuencias. Sí bien es circunstancial, no deja de preocupar a muchos inversionistas la dinámica especialmente desarrollada en ambos países tomando en cuenta la importancia de sus reservas gasíferas. **PYV**

XI. Eventos

CONFERENCIA	FECHA	TEMARIO
<p>RETOS Y OPORTUNIDADES EN PROYECTOS GASÍFEROS Y PETROLÍFEROS PARA COMPAÑÍAS IRANÍES</p> <p>PRINCIPALES PONENTES</p> <p>Bijan N.Zangeneh MINISTRO DEL PETRÓLEO DE LA REPÚBLICA ISLÁMICA DEL IRÁN</p> <p>Akbar Torkan PRESIDENTE DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PETROPAS</p> <p>Mohammad Reza Nematzadeh PRESIDENTE DE NPC</p> <p>Seyed Mehdi Mirmoezzi DIRECTOR DE GERENCIA DE NIOC</p> <p>Reza Veyseh VICEMINISTRO DE ENERGÍA E INDUSTRIA PRESIDENTE DE LA JUNTA EJECUTIVA DE IDRO</p> <p>Mohammad Mallaki DIRECTOR DE NIGC</p> <p>Seyed Mehdi Hosseini VICE PRESIDENTE DE DESARROLLO DE NIOC</p>	<p>TEHERÁN 31 de Enero-01 de Febrero del 2005</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gerencia de Proyectos de Gas y Petróleo. • Finanzas de Proyectos. • Asociaciones Internacionales en Proyectos de Petróleo y Gas. • Transferencia de Conocimiento, Tecnología y Obligaciones Contractuales. • Evaluación y Análisis Comparado de Diversos Contratos Petroleros y Gasíferos. • Desarrollo de Cooperación Internacional y Captación de Socios. • Exploración y Desarrollo de Ingeniería a nivel Nacional. • Creación y Desarrollo de Compañías Especializadas en el Campo del Petróleo y el Gas. • Valoración y Evaluación de las Compañías Iraníes desde Perspectivas Internacionales.
<p>FINANCIAMIENTO DE CADENAS DE GAS NATURAL LICUADO</p> <p>PRINCIPALES PONENTES Líder de Proyectos Financieros</p>	<p>Thistle Marble Arch Londres</p> <p>Dos días de Conferencia 31 de Enero – 1</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de Gas • Licuefacción • Tanqueros de GNL • Terminales de Recepción de GNL • Gasoductos • Cómo Egipto logró financiamiento para su primer tren de GNL y

CONFERENCIA	FECHA	TEMARIO
<p>Sakhalin Energy</p> <p>Vice Presidente de Finanzas Petronet LNG</p> <p>Gerente de Finanzas CNOOC - Fujian LNG</p> <p>Gerente Directivo Gas Strategies Consulting Ltd</p> <p>Vice Presidente de Global Energy Group, Credit Suisse First Boston</p> <p>Director Asistente de Leasing & Structured Asset Finance, ANZ Investment Bank</p> <p>Gerente de Negocios de Oil Gas and Petrochemicals, ECGD</p> <p>Jefes de Proyectos Financieros HSBC</p>	<p>de Febrero del 2005</p> <p>Un día Post Evento de Clases Magistrales 02 de Febrero del 2005</p>	<p>adaptarlo a la modalidad SPA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cómo lograr financiamiento para proyectos de LNG en China adaptándose a las condiciones de procesamiento y precios con CNOOC. • Mejores Prácticas para financiamiento de grandes proyectos LNG con Sakhalin Energy. • La importancia de SPA para el logro de financiamiento. • Desarrollo y Financiamiento de Terminales de Regasificación.
<p>CAPE 2005 - 2nd African Petroleum Congress</p> <p>PONENTES</p> <p>H.E Desidério da Graça Veríssimo de Costa Ministro del Petróleo de Angola</p> <p>Manuel Domingo Vicente, Chairman Sonangol</p> <p>Félix Vieira Lopes Junior APPA Representative for Angola</p> <p>H.E. Abdelaziz Bouteflika President de la República Popular de Argelia</p> <p>H.E. Dr Chakib Khelil Ministro de Energía y Minas de Argelia y Presidente de APPA</p> <p>Mohamed Meziane Presidente de Sonatrach</p> <p>H.E. Kamarou Fassassi, Ministro de Energía y Agua de Benín</p> <p>Adolphe Moudiki Managing Director, SNH Cameroon</p> <p>H.E. Jean-Baptiste Tati-Loutard Ministro del Petróleo del Congo</p> <p>Bruno Jean Richard Itoua CEO and Chairman, Société Nationale des Pétroles du Congo</p>	<p>Argel-Argelia</p> <p>16 de Febrero del 2005 al 17 de Febrero del 2005</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Propuestas de inversiones de cada uno de los países participantes.

CONFERENCIA	FECHA	TEMARIO
<p>LNG New Orleans 2005</p>	<p>New Orleans EEUU Desde el 12 de Abril del 2005 hasta el 14 de Abril</p>	<p>Exposiciones corporativas y empresariales de las oportunidades de negocios en LNG en Nueva Orleáns ante los nuevos procesos de globalización</p>