



ANTENAS PRISMA

15 DE MAYO DE 2007

N°51

ENERGÍA E HIDROCARBUROS

CONTENIDO

1. Decreto Supremo 29130 colisiona con la Constitución 1
2. PDVSA 2006-2012 y los desarrollos de gas 4
3. Nuevo conflicto por suministro de gas..... 9
4. BRASIL ES "REHEN DE BOLIVIA" POR EL GAS, DIJO EXPERTO 10

1. Decreto Supremo 29130 colisiona con la Constitución

El Decreto Supremo 29130, del 13 de mayo de 2007, que reglamenta las áreas reservadas a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) introduce reformas a la Ley de Hidrocarburos 3058 con la creación de dos nuevas formas de acuerdos comerciales para extraer hidrocarburos que están identificados con los nombres de “contratos de exploración y explotación para bloques fiscales”; y “convenios de estudio y selección de socios” para ejecutar actividades de exploración en cada una de las hectáreas -tradicionales y no tradicionales- destinadas a la empresa estatal petrolera, señala el experto internacional para temas de gas y petróleo, Ramiro Moreno Baldivieso.

Conforme al Decreto Supremo 28701 de “Nacionalización de los Hidrocarburos”, el Gobierno promulgó una norma por la cual pretende implementar una política agresiva en exploración y explotación de hidrocarburos, autorizando a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) asociarse con otras compañías en vista de la escasa disponibilidad de recursos económicos dispuestos a invertir en el país.

El Decreto Supremo 29130, que salió de Palacio de Gobierno, tiene el objetivo asegurar la exploración y explotación de hidrocarburos, mediante la adjudicación de áreas de interés de hidrocarburos en zonas tradicionales y no tradicionales a favor de YPF, y

establecer los mecanismos de asociación a ser aplicados para el desarrollo de estas actividades.

El ministro de Hidrocarburos y Energía, Carlos Villegas Quiroga, señaló que YPFB podrá encarar en el futuro asociaciones con tres tipos de entidades: con empresas petroleras estatales de la región; con empresas petroleras privadas que operan en el país; y con municipios que tengan viabilidad financiera para encarar esas tareas.

“YPFB -como empresa del Estado-, no tiene suficientes recursos económicos. Puede hacer (la exploración y explotación) de manera asociada con empresas estatales de todo el mundo. Si no encontramos empresas estatales para exploración, especialmente con los campos reservados (tradicionales), también puede ser con empresas privadas transnacionales; y si no hay posibilidad apelaremos a una licitación internacional”, afirmó el presidente de la República, Evo Morales Ayma, en Palacio de Gobierno durante el anuncio para la vigencia del decreto.

Aunque Morales no lo dijo de manera directa, el decreto 29130 abre la posibilidad de concretar una sociedad con la estatal venezolana Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) para explorar petróleo en el norte paceño, interés que había anticipado el Jefe de Estado días antes de la promulgación de la norma que reglamenta parte de la Ley 3058 de Hidrocarburos.

EL DECRETO COLISIONA CON LA NORMATIVA LEGAL

Para Moreno Baldivieso, no todo es “zanahoria” con el decreto que aprobó el Gobierno, sino que existe “palo” para la estructura legal vigente en el país y la industria petrolera que podría derivar en graves consecuencias que bien podrían sintetizarse en la existencia de vicios de consentimiento por violar la Constitución Política del Estado y la Ley de Hidrocarburos.

El Artículo 3 del decreto que se refiere a la ejecución de actividades de exploración y explotación establece en el inciso III) que “...para la ejecución de las actividades de exploración y explotación en la forma prevista en el inciso b) del párrafo I del presente Artículo, YPFB y la SAM (Sociedad Anónima Mixta) debidamente constituida suscribirán, previa aprobación del Directorio de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos un contrato de exploración y explotación de áreas reservadas, cuyos aspectos generales serán establecidos por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Este contrato, una vez suscrito, deberá remitirse para su aprobación al Poder Legislativo, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 59, atribución 5ta. de la Constitución Política del Estado...”

Según Moreno Baldivieso, lo que está disponiendo el Gobierno mediante el decreto es la creación de una nueva forma contractual para hacer negocios de gas y petróleo en Bolivia que está al margen de la Ley 3058, que a través del Artículo 65 referido a los contratos y plazos, señala que “...cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada podrá celebrar con YPFB uno o más contratos de producción compartida, operación o asociación para ejecutar actividades de exploración y explotación, por un plazo que no excederá los cuarenta años...”

Es decir, la ley establece sólo tres modalidades, y nada más, pero a través de decreto, el presidente Morales lo que hace es concebir otra forma adicional que junto al de “convenios de estudio y selección de socios”, prescrito en el Artículo 5 del decreto 29130, impone dos modalidades adicionales que para el experto internacional colisiona con la Ley de Hidrocarburos y la Constitución Política del Estado.

El decreto además delega facultades al Ministerio de Hidrocarburos y Energía para que tenga la responsabilidad de redactar los “aspectos generales” sobre los cuales tendrá vigencia los nuevos contratos que por una disposición inferior en jerarquía a la ley y la constitución, aplicará el Poder Ejecutivo.

El Artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos dispone que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía tiene como atribuciones “...formular, evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Nacional de Hidrocarburos; normar en el marco de su competencia, para la adecuada aplicación de la presente Ley y la ejecución de la política nacional de hidrocarburos; supervisar el cumplimiento de disposiciones legales y normas en materia de hidrocarburos...” además de otras facultades, pero de ninguna manera la ley faculta a éste portafolio de Estado atribuciones para concertar contratos petroleros y mucho menos, acuerdos comerciales que se encuentren al margen de lo que dispone la ley petrolera, precisa Moreno Baldivieso.

El contrato de “convenios de estudio y selección de socios” que puso en vigencia el decreto, autoriza a su vez a “...YPFB la suscripción de convenios de estudio para ejecutar las actividades de exploración en Áreas Reservadas a favor de YPFB y posterior conformación de la SAM...”

Pero eso no es todo. El decreto además arbitrariamente señala en el Artículo 6 vinculado a la reversión de áreas reservadas a favor de YPFB “...un plazo de diez años, computables a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, no hubiere ejecutado actividades de exploración en alguna de sus áreas reservadas, ésta se sujetará a licitación como área libre, de acuerdo a la reglamentación aplicable...”

Para Moreno Baldivieso la Ley de Hidrocarburos establece un plazo máximo de 7 años para áreas tradicionales y de 9 a 10 años para áreas no tradicionales. Lo que hace el decreto es disponer hasta un máximo de 10 años como plazo para actividades de exploración y devolución de áreas sean tradicionales o no tradicionales con lo que se modifica también la ley petrolera sin consentimiento del Congreso Nacional, único poder del Estado facultado para crear, modificar o extinguir leyes en la República.

Es lamentable decirlo, pero existe una posición en el gobierno de aplicar disposiciones legales en temas de interés estratégico para la Nación a través de decretos y no leyes, que debería ser la regla y no la excepción, dice el experto.

“El Gobierno se está acostumbrando a normar por Decreto Supremo, es esto no es bueno para el Estado y en particular, para los socios que vengamos a invertir en hidrocarburos junto a YPFB a través de la formación de sociedades de economía mixta. Lo que debe estar claro es que esta forma de administrar la res pública (cosa pública) no genera seguridad jurídica, por el contrario, abre un pozo de incertidumbre para cualquier persona natural o jurídica que decida hacer negocios con el Estado”, reflexiona Moreno Baldivieso.

Cuando se trata de guardar seguridad jurídica, no hay distinción alguna que valga porque el Estado debe prestar a favor del inversionista garantías a través de reglas y normas claras que tengan adicionalmente respaldo constitucional.

Como si fuera poco, el experto internacional señala también que habrá problemas con respecto a la conformación de la Sociedad de Economía Mixta (SAM) debido a que no está claro cómo YPFB suscribirá, consigo mismo, acuerdos comerciales para explotar hidrocarburos.

El inciso b) del Artículo 3 del D.S. 29130 señala que “...en asociación, mediante la conformación de Sociedades de Economía Mixta SAM, donde YPFB tenga como mínimo el 50% + 1 de participación accionaria, y el control de gestión y administración de la empresa, previa aprobación del Directorio de YPFB...”

Para Moreno el tema que debe ser explicado por el gobierno es cómo y bajo qué condiciones YPFB suscribirá consigo mismo un acuerdo contractual si forma parte de una SAM.

El Artículo 471 del Código Civil referido a contrato consigo mismo, establece que “...el contrato celebrado por el representante consigo mismo, sea en nombre propio o en representación de un tercero, es anulable, excepto si lo permite la ley o fue con asentimiento de representado o si el negocio excluye por su naturaleza un conflicto de intereses...”. Independientemente de conocer a ciencia cierta cómo será suscrito el acuerdo entre YPFB empresa y YPFB SAM, el experto internacional señala que habrá problemas de intereses.

Según el Artículo 470 del Código Civil, existe conflicto de intereses cuando “...el contrato realizado por el representante en conflicto de intereses con el representado, es anulable a instancia de éste, si tal hecho era o podía ser conocido por el tercero...”

El experto internacional señala que el Gobierno debería, sobre el tema, aprobar por ley “una norma superior para dispensar de esta situación la figura de auto contratación de YPFB mediante la previsión de un alto valor jurídico que es una ley”.

Si hay imprecisiones, vacíos y contradicciones que generan inseguridad jurídica puede afectar al propósito del gobierno de desarrollar la industria, dice Moreno Baldivieso.

Fuente: Analista Moreno Valdivieso. Energypress.

2. PDVSA 2006-2012 y los desarrollos de gas

El desarrollo de la industria del gas natural y sus componentes en Venezuela NO debe posponerse, y procede a aprovechar en su totalidad las oportunidades que brindan la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Ley de Gas) y su Reglamento, promulgados en 1999 y 2000, respectivamente. Es un lugar común que Venezuela cuenta con importantes reservas de gas asociado y libre, 151 billones de pies cúbicos, equivalentes a 26,5 millardos de barriles de petróleo ó 4,2 millardos de metros cúbicos. La Agencia Norteamericana de Información en materia energética (EIA por sus siglas en inglés), en sucesivos informes, enfatizan que los derivados de los hidrocarburos continuarán siendo los combustibles dominantes, de estos últimos el gas natural será la fuente energética de mayor crecimiento. Estos ingentes recursos se dificultaban ser desarrollados solamente por Petróleos de Venezuela (Pdvsa), por lo que desde 1996 la estatal petrolera se abocó a formar equipos de trabajo, con participación activa de personal del entonces Ministerio de Energía y Minas, de las filiales operadoras y de la casa matriz, que hiciera propuestas concretas para permitir la participación del sector privado en el área de gas. Tomando en cuenta este escenario nacional y mundial y las recomendaciones de los equipos, se aprobó en septiembre de 1999, por Ley Habilitante, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), para desarrollar plenamente la industria del gas en Venezuela y aprovechar estas oportunidades a nivel mundial, después de satisfacer el Mercado Interno. La LOHG, como lo explica su Exposición de Motivos, se plantea grandes políticas públicas en materia de gas, destacando: 1) Las actividades con hidrocarburos gaseosos pueden ser realizadas por

personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado. Es decir, que no están reservadas al Estado, esto fue un hito para la industria nacionalizada, 2) Es necesario promover la explotación de las reservas de gas asociado y no asociado, 3) debe incrementarse las reservas de gas libre, para no depender del gas asociado al petróleo, 3) Permite y estimula la participación de personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin participación del Estado en las actividades de recolección, procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización e industrialización, 4) Promoción del aprovechamiento intensivo y eficiente de los recursos (gas asociado y no asociado) desde la exploración y explotación hasta su industrialización, 5) Los inversionistas estarán sujetos a obtener una licencia, cuando se trate de la exploración por yacimientos de gas libre y de su explotación, o de un permiso para realizar todas las otras actividades. Los trámites para obtenerlos serán sencillos, 6) Se crea el Ente Nacional del Gas (ENAGAS) para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria relacionadas con el transporte y distribución.

Este Ente propondría las bases para la formulación de precios y tarifas y vigilaría por los derechos y deberes de todos los sujetos de la industria,, 7) Los precios y tarifas, a establecerse obedecerán a metodologías muy claras y deberán atender principios dirigidos a facilitar la recuperación de las inversiones y a obtener una rentabilidad razonable, 8) Se prohíbe que una misma persona realice o controle en una región dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución de gas, 9) La atención primordial de las necesidades del mercado nacional y el desarrollo de oportunidades en el mercado de exportación, 10) Desagrega el precio del gas metano de las tarifas por los servicios necesarios – transporte, distribución y comercialización -, para suministrar el producto a los consumidores finales,11) Establece la aplicación de principios económicos que permita a los inversionistas obtener una rentabilidad razonable al menor costo para los consumidores. Esto a través de metodologías para formar los precios y tarifas que usarían los productores, transportistas, distribuidores y comercializadores para proponerlas al Ejecutivo, que aprobaría el Ministerio de Energía y Petróleo, 12) Establece el principio de acceso abierto a los sistemas de almacenamiento, transporte y distribución de los hidrocarburos gaseosos, 13) Indica la intención del Ejecutivo de propiciar la participación de capital, bienes y servicios de origen nacional en las actividades señaladas en esta Ley, en condiciones de transparencia y no desventajosas, 14) Establece la duración de las licencias y permisos por un periodo de 35 años, prorrogables hasta por 30 años adicionales y 15) Se exige una regalía de veinte por ciento (20 %) sobre los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos.

Como se observa, se dispone de una Ley moderna que promueve el desarrollo del capital privado nacional, que permitiría el desarrollo acelerado del sector. El Plan en materia de Gas, presentado por la estatal petrolera, no es fuerte en la presentación de oportunidades concretas sobre la mayoría de las políticas antes enumeradas. Considerando que todo Plan estratégico, es factible de ser mejorado sobre la marcha, a continuación se presentan algunas oportunidades para enriquecer el Plan, orientado a cumplir con los propósitos de la Ley. De entrada el Plan puede mejorarse, comenzando por señalar el rol del gas en la matriz energética venezolana, y los estudios de impacto ambiental que tendrán que acometerse para establecer la factibilidad de llevar adelante un Plan cuyas actividades abarcarán grandes extensiones del territorio nacional.

En materia de exploración y producción debe insistirse en arrancar de una vez el Proyecto Mariscal Sucre y acelerarse el proceso de entrega de las otras licencias Costa Afuera, tanto en el delta del Orinoco como en el Golfo de Venezuela y al noreste del estado Falcón.

Otra área de atención en materia de exploración debe ser el Proyecto Rafael Urdaneta. Será conveniente considerar que el futuro de este proyecto debe ser revisado a la luz de los resultados de las primeras ofertas, donde de los 6 bloques ofertados solo recibieron propuestas para tres bloques. Aún con la información que pasó Pdvsa sobre los recursos del área: 27 billones de pies cúbicos de gas no asociado y 7 millardos de barriles de crudo y condensados; ya que faltan por otorgarse un mayor número de bloques en áreas vecinas, con la desventaja que los recursos son de 3 billones de pies cúbicos de gas y 0,5 millardos de crudo y condensados.

En las áreas de transporte y distribución hay oportunidades muy concretas, ya identificadas en el Proyecto Gas de Pdvsa, y recogidas por el Ente regulador en sus publicaciones, desde 2001. En este sentido una decisión importante de la Ley es la señalada en el artículo 9º que se refiere a que...“Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución”... Esto obliga a Pdvsa Gas a tener que optar por ceder al capital privado las actividades de transporte por gasoductos y distribución por redes de tuberías, en todo el territorio nacional, por la sencilla razón que todo el gas producido es propiedad de la estatal Pdvsa. Esta es una oportunidad enorme para el capital privado nacional de crear empresas de transporte de gas por gasoductos y empresas de distribución de gas, así como para inversionistas extranjeros, deseosos de entrar a invertir en Venezuela en el negocio del gas.

El ENAGAS el año de su instalación estimó que en materia de transporte se requerían por lo menos 5 nuevos sistemas de gasoductos, para incorporar 1.500 millones de pies cúbicos diarios de capacidad (MMPCD) a los 5.000 existentes. Se estima que se requerirá una inversión de 3.000 millones de US\$. Estos permisos pueden otorgarse, como lo estipula la Ley. En distribución de gas por tubería a nivel de regiones el ENAGAS presentó los siguientes números: Región Central: para incorporar 4,9 millones de habitantes al servicio de gas por tubería, se requiere una inversión de 915 MMUS\$. Región Occidental: para incorporar 2,8 millones de habitantes se requiere de 520 MMUS\$. Región Centro Occidental: para incorporar 3,4 millones de habitantes se requiere de 825 MMUS\$ y Región Oriental: para incorporar 2,3 millones de habitantes se requiere de 530 MMUS\$. Es una oportunidad el otorgamiento de los permisos a particulares para distribuir gas por regiones, y estos a su vez crearían la figura de los sub-distribuidores también particulares (hay buenas experiencias en Argentina, México y más recientemente en Colombia), para localidades y clientes específicos; ya que no se ha gasificado completamente alguna ciudad o población de importancia de Venezuela en los 7 años que lleva aprobada la Ley de Gas.

En el área de compresión existe en Pdvsa el proyecto Sercogas, y el cual sería una oportunidad relanzarlo en la oportunidad de revisar el Plan, para que el sector privado participe en la modernización y ampliación de 153 plantas de compresión que requieren una inversión de 1.500 a 2.000 MMUS\$ en plantas nuevas, de 2.000 a 2.500 MMUS\$ en las plantas existentes de 250 a 350 MMUS\$ en repuestos para las mismas, todo esto en un plazo de 5 años. Este proyecto permitiría a corto plazo el desarrollo de empresas operadoras nacionales de plantas de compresión.

Finalmente, hay oportunidades en procesamiento de gas. Venezuela, según Pdvsa, tiene una producción actual de gas de unos 6.608 MMPCD y dispone de una capacidad de procesamiento de solo 4.200 MMPCD, y según el Plan la producción de gas asociado y no asociado se incrementará a 11.500 MMPCD en 2012, aunque el Plan no presenta cuanto será de cada tipo de gas ni las oportunidades de inversión en nuevas plantas de extracción y de procesamiento, sin embargo se puede inferir que este incremento de producción será mayormente de gas asociado al petróleo, es decir, gas que debe ser procesado para extraerle los componentes más valiosos como el propano, butano y la gasolina natural. En el mercado internacional hay plantas usadas de procesamiento de gas de capacidades modestas pero eficientes en su rendimiento, que podrían ser adquiridas por empresas formadas con capital nacional.

El gas licuado (metano líquido) venezolano cada vez tendrá más competencia en la escena mundial. De allí la necesidad de acelerar los proyectos que están en progreso, así como los que están en cartera. En la medida en que se continúen atrasando será más difícil alcanzar nuestros mercados "naturales" como son los EE.UU. y Europa.

En materia de Infraestructura el Plan no presenta los cronogramas ni las inversiones asociadas a los sistemas de transporte (gasoductos) que se proponen, en especial el gasoducto para la isla de Margarita, los "gasoductos en visualización" - donde se incluyen, entre otros los gasoductos desde la Faja a Cabruta, siguiendo hasta Acarigua, bajando a Barinas para terminar en los Andes, así como el gasoducto desde Puerto Ordaz para Brasil -, y la ampliación de los gasoductos existentes.

En materia de Precios y Tarifas: El Plan no aborda el tema tan importante como lo es la materia de precios del gas metano y las tarifas para transportarlo y distribuirlo en el mercado interno desde Costa Afuera; así como no aborda la situación de precios para los productores de gas no asociado (la mayoría de los casos Costa afuera), cuyo incentivo de negocio será licuar el gas que producen para exportarlo, los cuales podrían correr el riesgo de estar obligados a aceptar las condiciones del procesador, de no aclararse quién decidirá sobre las tarifas de procesamiento, que según los "Planes Estratégicos" será Petróleos de Venezuela quien desarrollara el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho, mejor conocido como proyecto CIGMA). Otro elemento que no aparece es el hecho de sí podrán los productores comercializar libremente los productos obtenidos, además del metano líquido. En estas actividades sobre precios y tarifas, claves para el éxito del desarrollo de la industria, es donde el rol del ENAGAS, el ente regulador, será determinante. Aquí cabe la pregunta: ¿Los precios y tarifas actuales del gas permiten el desarrollo de los proyectos que se presentan en los Planes?

A mediados de 2006, la compañía Royal Dutch Shell informó de la llegada del primer cargamento de gas natural licuado (LNG) a Latinoamérica, específicamente a México. El terminal de regasificación mexicano de LNG es un negocio donde la Shell tiene el 50% y otro 50% está distribuido a partes iguales entre la francesa Total y la japonesa Mitsui. El tanquero, propiedad de la anglo-holandesa transportó 138.000 metros cúbicos de gas metano en forma líquida (3.036 millones de pies cúbicos al gasificarse) en un viaje de 14 días, a lo largo de 6.267 millas náuticas (11.606 Km.), desde Nigeria. En el futuro llegarán barcos de Total, quien tiene el 25% de los derechos de capacidad del terminal de regasificación mexicano. En Chile la británica British Gas trabaja en un terminal similar, que deberá estar terminado para 2008 para recibir gas de Australia, Malasia y África. Así en Brasil también se habla de estos terminales. El gas se ha

convertido en un negocio globalizado. La participación del gas en las exigencias energéticas a nivel mundial en 2030 será de 26% del total. En la matriz energética de América Latina y el Caribe hoy el gas cubre el 24,5% y continuará aumentando. El consumo mundial de gas llegará a 182 billones de pies cúbicos en 2030 (TCF). En 2005 la producción mundial de gas fue de 98 TCF. De ese total Venezuela produjo aproximadamente 1,8 TCF, cifra más que modesta. El gas natural incrementará proporcionalmente su consumo para generación eléctrica más que los derivados del petróleo (fueloil y dieseloil) por su menor precio, mayor disponibilidad y por ser menos contaminante.

El gas venezolano está llamado a contribuir con estos requerimientos energéticos mundiales, en especial en los mercados de norte, centro y sur América. Para ello deben cumplirse algunas premisas: La primera es la necesidad de desarrollar suficientes reservas de gas libre (no asociado a la producción de petróleo); la segunda es satisfacer el mercado interno nacional; y la tercera dar cumplimiento cabal a la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), en especial en lo relacionado al otorgamiento de licencias y permisos, y sobre los precios del gas en el mercado interno.

Previo a realizar cualquier estudio técnico-económico para llevar gas venezolano a otros países, con lo que sería necesario firmar contratos de entrega de por lo menos 20 años, es necesario contar con las reservas probadas necesarias, apropiadamente validadas en forma técnica y formalmente certificadas por auditores internacionales; para cumplir primero con el mercado interno y luego con los planes de exportación. La cifra oficial de reservas probadas de gas en el país alcanza los 151 billones de pies cúbicos (BPC o TCF), de los cuales 136 BPC son asociados al petróleo y solo 15 BPC son de gas libre, aclarando que esta última cifra data de los años 90. Con 90% de las reservas de gas asociado al petróleo no se pueden hacer grandes negocios en materia de gas, porque la producción de ese hidrocarburo va a estar atada a la producción de petróleo, y en situaciones de cierre de producción por razones operacionales o para cumplir con las cuotas de la OPEP, se verá mermada la producción de gas. De allí la necesidad de desarrollar reservas de gas no asociado. En Venezuela, se había realizado actividad exploratoria muy limitada para la búsqueda de gas libre. Desde la promulgación de la LOHG en 1999 se han otorgado apenas 17 licencias para explorar y desarrollar reservas de gas no asociado a la explotación petrolera, seis en tierra y once en las áreas marítimas. Hasta la fecha los resultados son muy modestos. En materia de nuevas reservas no se han reportado cifras oficiales; y la producción actual de dos de las licencias en tierra (donde actúan dos empresas nacionales y dos internacionales) es de apenas 100 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y esperan llegar a unos 300 MMpcd. Se dicen modestas si se comparan por ejemplo con la producción de gas libre de Trinidad-Tobago en 2005 que fue de 3.200 MMpcd, o la de la Guajira colombiana que alcanzó los 477 MMpcd, también en 2005.

Venezuela tiene expectativas de desarrollar significativas reservas de gas libre en su territorio marítimo. Las cifras oficiales para esa región hablan de reservas posibles de gas del orden de los 50 BPC. Para lograr desarrollarlas sería necesario aplicar en toda su extensión la Ley de Gas, otorgando a la brevedad decenas y decenas de licencias a las grandes empresas internacionales que tienen el know-how del negocio, debidamente asociadas a empresarios y capitales nacionales (las empresas que se formen deben estar en la bolsa, para que los ciudadanos tengan oportunidad de convertirse en accionistas de esas empresas), y dejando en libertad a los productores a disponer del gas producido ya sea para el mercado interno como para la exportación.

Asegurándoles de antemano que los precios locales atiendan a las metodologías establecidas en la LOHG, por lo que serían muy similares o equivalentes a los precios internacionales.

Con relación al mercado nacional, el gas metano, principal componente del gas natural, cubre el 42% de la matriz energética de Venezuela. Este se utiliza en un 73% en la industria petrolera y 27% en el mercado interno (27% para generación eléctrica, 28% en las empresas de Guayana, 21% en petroquímica, 18% en uso comercial y residencial y 6% en la industria del cemento). Hoy estos sectores, sin excepción, están requiriendo cantidades adicionales de gas, de allí la necesidad de aumentar sustancialmente la producción de este energético para cumplir con tales exigencias. Las cifras de producción de gas que presentó PDVSA en su reciente Plan estratégico 2006 – 2012, son moderadas. Según la estatal petrolera, la producción de gas natural asociado y no asociado para el año 2012 sería de apenas 11.500 MMpcd, un incremento de solo 5.200 MMpcd, con respecto a la cifra que informan se produjo en 2005, cantidad insuficiente para cubrir el déficit existente en el mercado interno, para atender los proyectos de inyección de gas a los yacimientos petrolíferos y los nuevos proyectos petroquímicos. Con respecto a los precios del gas, acorde con la LOHG deben ser tales que los productores recuperen las inversiones, cubran los gastos de mantenimiento de las operaciones y los financiamientos, así como la depreciación de los activos y se tenga una ganancia razonable para este tipo de negocios a nivel mundial. Con los precios y tarifas actuales es imposible desarrollar la industria del gas en Venezuela.

Conclusiones:

Venezuela tiene una gran oportunidad de convertirse en abastecedor de gas de varios países del hemisferio, ya sea por tubería o en forma de gas metano licuado (LNG), pero es necesario desarrollar los prospectos de gas libre, así como validar y certificar las reservas que se vayan encontrando, y promover el desarrollo acelerado del sector tanto a nivel de transporte como de distribución para atender plenamente el mercado interno, todo ello con una importante participación del sector privado nacional e internacional.

Fuente: Petroleumworld.com.

3. Nuevo conflicto por suministro de gas

Medios informaron de una posible reducción del volumen de gas que Bolivia vende a Cuiabá.

Brasil amenaza con no pagar el reajuste de precio del energético acordado en febrero pasado.

Un nuevo conflicto entre Bolivia y Brasil está gestándose ante el posible incumplimiento por parte del país andino del contrato de suministro de gas natural a la usina de Termocuiabá, informaron medios brasileños.

Según informó el pasado sábado el diario O Estado de Sao Paulo, la posible reducción del volumen de gas que Bolivia vende a Cuiabá, capital del estado de Mato Grosso, "preocupa" al gobierno brasileño, que amenaza con no pagar el reajuste de precio del energético acordado en febrero, cuando subió de 1.19 para 4.20 dólares por millón de BTUs (unidad de medida de gas).

"Concordamos en aumentar el precio del gas siempre que fuera mantenido el suministro del volumen previsto en el contrato (de 2.2 millones de metros cúbicos

diarios). Ahora Bolivia nos dice que está con dificultades para garantizarnos esos volúmenes", explicó una fuente cercana al presidente de Brasil, Luiz Inacio Lula da Silva, citada por el rotativo.

Exigen garantías

"Insistimos en que Bolivia tiene que garantizar los 2.2 millones de metros cúbicos diarios para que podamos pagar los 4.20 dólares. Si no hay como garantizar el volumen, no hay como garantizar el precio", subrayó.

Según el medio, el gobierno brasileño exige que Bolivia se comprometa "por escrito" a mantener el suministro diario previsto en el contrato.

La situación de la usina brasileña, que responde por el 70% de la demanda de energía eléctrica de la capital provincial, se agrava a medida que avanza el periodo de sequía en esa región de Brasil, cuando la TermoCuiabá debe funcionar con su capacidad máxima y necesita del volumen de 2.2 millones de BTUs diarios, previstos en el contrato bilateral.

El aumento del precio del gas vendido por Bolivia a Cuiabá, fue aceptado por el gobierno de Lula da Silva durante la visita que el mandatario andino, Evo Morales realizara en febrero a Brasil.

4. Es "Rehén de Bolivia" por el gas, dijo un experto

BRASILIA, 17 (ANSA) - Brasil es cada vez más dependiente del gas que importa de Bolivia, una situación que sólo será revertida en los próximos años, afirmó el especialista Adriano Pires.

"Brasil es rehén de Bolivia", señaló Pires, director del Centro Brasileño de Infraestructura (CBIE) dado que el crecimiento económico de los próximos años, estimado en un 4% aumentará la demanda del combustible boliviano sin que haya, en el corto plazo, una alternativa viable para sustituirlo.

"Estamos a merced de lo que Bolivia quiera hacer en relación al precio del gas. Cualquier interrupción en el abastecimiento de gas boliviano podría traer el caos a Brasil", afirmó el ingeniero Pires (CBIE).

"Estados como Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná y Santa Catarina tienen a Bolivia como única fuente de gas", señaló.

Los 26 mil millones de m³. de gas boliviano importados representan el 52% de lo que consume Brasil diariamente, y 70% de la demanda de San Pablo, principal polo industrial del país. En 2011, según previsiones oficiales, Brasil consumirá 115 mil millones de m³.

El ex director de la Agencia Nacional de Petróleo, David Zylbersztajn, reconoce que actualmente Brasil es "rehén de Bolivia" pero entiende que esa situación cambiará en el medio plazo.

Para Zylbersztajn Bolivia también es rehén de esta situación pues "Brasil es su principal fuente de divisas y es una ingenuidad pensar que Bolivia puede cerrar la canilla de gas".

Fuente: ANSA. Todos los derechos reservados.



Tel: 591 2 278 5052

Fax: 591 2 278 7898

Av. 14 de Septiembre # 5080

Edición a cargo de: Karina Zelaya Cuellar

www.institutoprisma.org

institutoprisma@gmail.com