

Con la suscripción de los nuevos contratos petroleros, el Gobierno de Evo Morales salió aparentemente triunfante en términos políticos.

habrían convertido en simples prestadoras de servicios, dando una imagen de un Gobierno que doblega a las petroleras, logrando un efecto mediático favorable.

¿Contratos de Servicios o Contratos de Operación?

Sin embargo, persiste la desinformación en torno a los contenidos de los contratos. Se confunde un Contrato de Operación con un Contrato de Servicios, por lo que es necesario aclarar que ambos tipos de contratos son abismalmente diferentes.

“Un Contrato de Servicios es un acuerdo mediante el cual una compañía petrolera contrata a proveedores especializados para que efectúe trabajos en geociencias, ingeniería petrolera y otras materias. Este tipo de contratos no son convenios de exploración, por tal motivo no se le asignan bloques donde pudieran tener derechos exclusivos. En ningún caso un Contrato de Servicios adquiere la

propiedad de los hidrocarburos, derechos de explotación o derechos de producción. Tampoco asume el riesgo geológico ni el de mercado, por ende no participa de las rentas económicas asociadas a la explotación del recurso natural. La retribución no está atada al establecimiento de la producción o a su volumen. El contrato dura el tiempo que exige la realización de la obra o la prestación de servicio que normalmente es menor a tres años”⁴.

En tanto, un Contrato de Operaciones estipulado por la Ley de Hidrocarburos 3058, señala que a la compañía petrolera se le otorgan concesiones que le dan el derecho de realizar actividades de exploración y explotación de forma exclusiva, asumiendo el riesgo geológico como de mercado. Aporta la totalidad de capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros necesarios. La retribución se realiza con un porcentaje de la producción, en dinero o en especie, cubriendo la totalidad de sus costos de operación y utilidad.

La voz de Petrobras

Teniendo esa diferencia en cuenta, Petrobras afirmó públicamente que los contratos firmados no tienen las características de un Contrato de Servicios, sino que se tratan de Contratos de Producción Compartida, por los cuales cada compañía petrolera “ejecuta todas las operaciones petroleras por su cuenta y riesgo” y “recibe, directamente, una retribución

definida en función de la recuperación de costos, precios, volúmenes e inversiones”⁵, cuyas características son propias de un Contrato de Producción Compartida establecida en la Ley 3058.

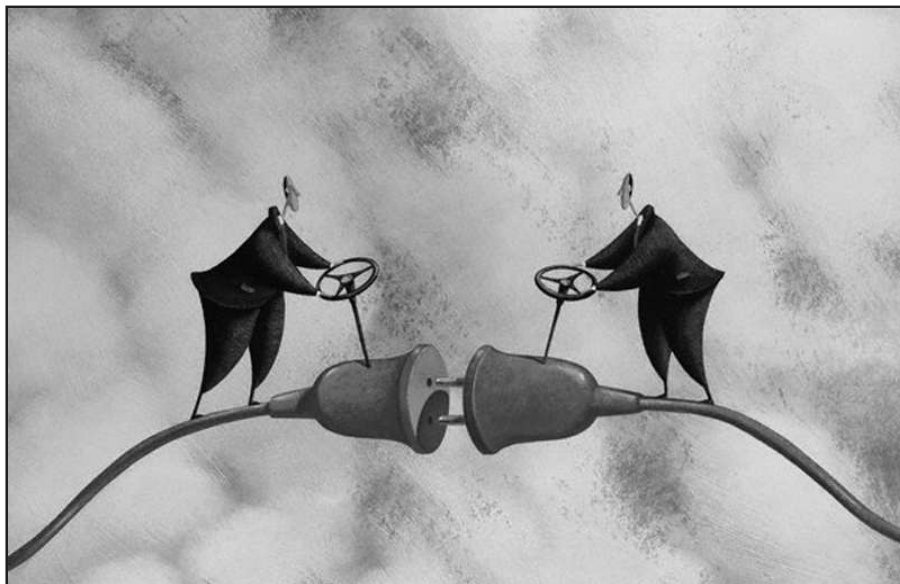
Petrobras continúa operando en los bloques en producción San Alberto, San Antonio y Caranda a través de Petrobras Energía; en exploración sigue operando los bloques Río Hondo, Ingre e Irenda. Según esta empresa “continúa con la propiedad de sus actuales activos” y considera además que “las reservas pueden ser contabilizadas por Petrobras”. □

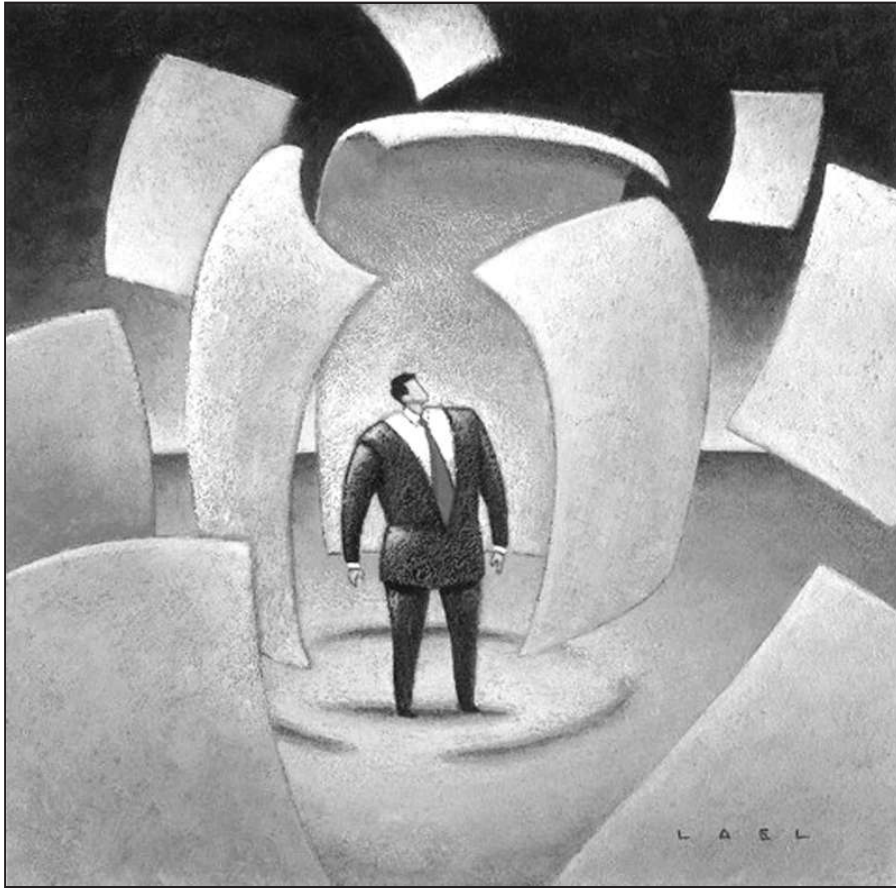
Esto significa que las petroleras podrían anotar las reservas en las bolsas de valores a nivel internacional, por lo que el ex ministro de Hidrocarburos, Solíz Rada, exigió al Congreso Nacional que se prohíba en los nuevos contratos, de forma explícita, que las compañías anoten las reservas en bolsas de valores, “por tratarse, precisamente, de Contratos de Operación, como informan las autoridades bolivianas”. “La totalidad de las reservas de hidrocarburos actuales y futuras del país, cuyo valor anotado como títulos valores (ya sea como acciones o como bonos) ascienden a más de 200 mil millones de dólares”⁶.

En los nuevos contratos, por otra parte, Petrobras aseguró una rentabilidad económica por encima del 15%, tasa de retorno superior a sus costos de capital y la posición estratégica en Bolivia a partir de la operación en los megacampos San Alberto y San Antonio para el abastecimiento de gas natural a Brasil.

Para ello, Petrobras cedió a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) el papel de “principal agente de comercialización” y “mayor supervisor sobre las operaciones petroleras”, para lo cual entregará los hidrocarburos a la compañía estatal⁷. Sin embargo, cuando se realicen los negocios petroleros, la remuneración que le corresponde a la petrolera será depositada directamente por el comprador en cuentas de Petrobras, es decir, sin mediación de YPFB.

Por último, Petrobras asegura que de acuerdo a los nuevos contratos no existen compromisos para que la compañía haga nuevas inversiones,





ii) Pero, además, los nuevos contratos se asemejan a los de Asociación, porque YPFB no asume riesgos en exploración sino hasta que se tiene explotación comercial¹⁵, con cuyos ingresos se pagan todos los costos recuperables¹⁶ incluidos los de exploración, ya que la Ley 3058 señala que “para ejercer su opción de asociarse, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) reembolsará al Titular un porcentaje de los costos directos de Exploración del o los Pozos que

hayán resultado productores, previo informe de auditoría externa”.

El pago de los *Costos Recuperables* que se instaura en los nuevos contratos da lugar a que esos Contratos de Operación se conviertan en Contratos de Asociación. En las áreas del contrato que sólo posean áreas exploratorias los costos de exploración sólo podrán ser considerados *Costos Recuperables* una vez que se declare la Comercialidad del Campo y comience la producción”.

Los Contratos de Operación serán, en realidad, para los contratos firmados en adelante, mas no para aquellos que migren. Con esta figura se desalienta la exploración y se alienta la monetización acelerada de las reservas ya probadas que están bajo control de los 44 contratos recientemente firmados.

iii) Finalmente, los nuevos contratos se asimilan a los Contratos de Producción Compartida porque cuando al Titular se le reconoce los

Costos Recuperables acumulados de inversiones ya realizadas se convierten en un Contrato de Producción Compartida, cumpliendo con lo estipulado en la Ley de Hidrocarburos 3058, en la cual un “Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, una vez que se haya determinado la amortización que corresponda al Titular por las inversiones realizadas en desarrollo, producción de hidrocarburos y abandono del campo, y por el pago de regalías y participaciones”¹⁷.

Se reconocen todos los costos a las petroleras

De acuerdo a los nuevos contratos, a las compañías petroleras se les reconocen económicamente los costos operativos e inversiones que realicen en exploración y explotación. En los *Costos Recuperables* se devuelve todo a las petroleras hasta los “desechos” que son parte de los Costos de Materiales. Estos costos se detallan en el Anexo D de los nuevos contratos y corresponden a:

- Costos de Personal;
- Costos de Movilización y Desmovilización de Personal;
- Costos de Transporte y Reubicación de Personal;
- Costos de Materiales;
- Impuestos, Tasas, Contribuciones y Compensaciones e Indemnizaciones;
- Diferencias de Cambio;
- Protección al Medio Ambiente y Seguridad Industrial;
- Costos Legales;
- Seguros;
- Costos de Administración y Servicios;
- Depreciación de los Activos Fijos;
- Otros Costos;
- Cargos Relacionados con Casa Matriz del Operador;

También se acreditan a la cuenta de *Costos Recuperables*; los Créditos bajo el Contrato. Así, por ejemplo, los salarios de los ejecutivos de Repsol YPF Bolivia que llegan hasta 25 mil dólares mensuales, serán parte de los *Costos Recuperables* de la compañía petrolera. YPFB dejó en manos de las compañías petroleras la fijación de gastos en salarios, dedicándose solamente a fiscalizar y verificar los *Costos Recuperables* que presenten las operadoras¹⁸. Por otro lado, en la partida de Costos de Administración

El pago de los *Costos Recuperables* que se instaura en los nuevos contratos da lugar a que esos Contratos de Operación se conviertan en Contratos de Asociación.

y Servicios se incluyen hasta los costos por comunicaciones, es decir, la publicidad que difunden las petroleras en los medios de información. □

En los nuevos contratos (Anexo D), todos los costos directos e indirectos incurridos por la compañía petrolera con respecto a las operaciones petroleras, son clasificados como Costos de Exploración, Costos de Desarrollo y Costos de Explotación. □

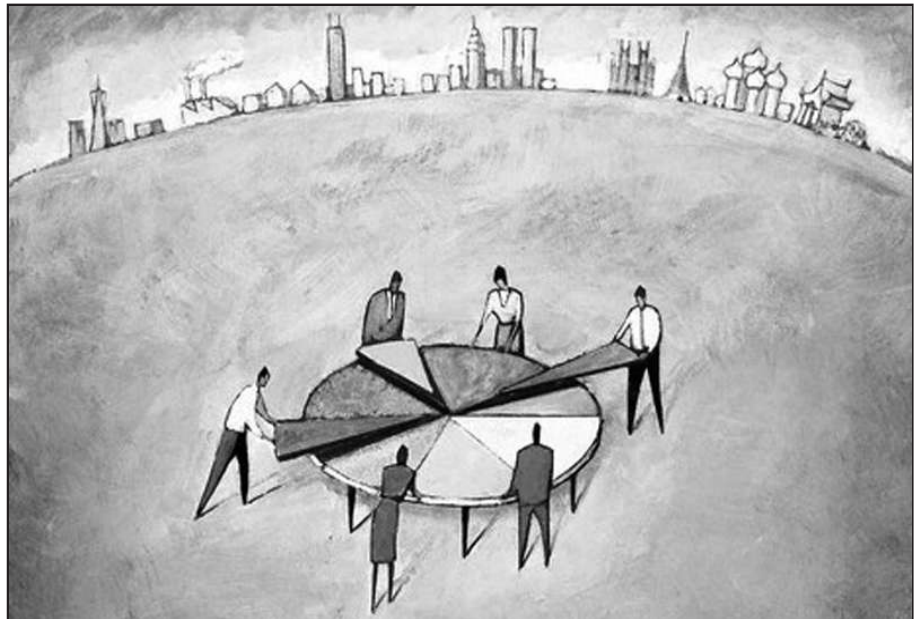
Los Costos de Exploración incluyen todos los costos directos e indirectos incurridos por la compañía petrolera durante el período de exploración hasta la declaratoria de comercialidad. Los Costos de Desarrollo incluyen todos los costos directos e indirectos ocasionados por el desarrollo de uno o más campos para la producción de hidrocarburos, desde la declaratoria de comercialidad hasta el inicio de la producción comercial regular y los costos directos o indirectos ocasionados por el desarrollo suplementario de uno o más campos realizados con posterioridad al inicio de la producción comercial regular. Y los Costos de Explotación incluyen todos los costos directos e indirectos de un campo diferente a los costos de exploración o de desarrollo a partir del inicio de la producción comercial regular de dicho campo.

En relación a los costos incurridos por la empresa matriz se consideran los costos de asistencia general, los costos de dirección general, supervisión, control, soporte científico, utilizados para alcanzar el *know how* aplicado en las operaciones petroleras durante el período de exploración, desarrollo y explotación.

Inútiles auditorías

Según el ex-ministro Solíz Rada, para la firma de los nuevos contratos, no se tomaron en cuenta las auditorías externas a las petroleras dispuestas por el Decreto Supremo 28701. Esto llevó a que el Gobierno introduzca montos provisionales de inversión y depreciación (Anexo G, Inversiones Realizadas), por lo que la autorización y aprobación de los contratos por el Congreso Nacional deberían ser provisionales¹⁹.

Aunque ya no tiene sentido realizar nuevas auditorías, la Contraloría de la República adjudicó la ejecución de una



auditoría independiente e integral a las compañías petroleras por un valor de 12 millones de dólares. Esta auditoría, según el Contralor servirá para “establecer con independencia el grado de cumplimiento de los contratos petroleros al que 12 compañías transnacionales se adscribieron durante la capitalización: un proceso desechado por este Gobierno que aplica otra política hidrocarburífera”²⁰.

Mayor utilidad para las petroleras

El Anexo F de los nuevos contratos es el corazón de las negociaciones llevadas por el Gobierno con las petroleras. En dicho documento, se muestran los componentes de la participación de YPFB y del Titular. En este anexo se maneja de manera indistinta la palabra “retribución” y “participación”, pero se debe entender como participación a las utilidades, característica de los viejos contratos de riesgo compartido²¹.

En los nuevos contratos, se establece una nueva distribución de ingresos: 18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos, *costos recuperables* y utilidad variable para las empresas transnacionales así como participación de YPFB también variable.

La participación a YPFB se otorga luego de descontar de los “Ingresos brutos generados por la venta de Hidrocarburos Netos en el Punto de

Fiscalización”, el “Valor de las regalías, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos” y la “Retribución del Titular”. La “Retribución del Titular” se compone de los “Costos recuperados para el Titular” y el “Monto de la Ganancia a distribuir para el Titular”. El “Monto de la Ganancia a distribuir para el Titular” y para YPFB se realiza de las utilidades, llamado “Ganancia a distribuir proveniente de la venta de Hidrocarburos Netos en el Punto de Fiscalización”.

De acuerdo a los nuevos contratos, a las compañías petroleras se les reconocen económicamente los costos operativos e inversiones que realicen en exploración y explotación.

Para dividir las utilidades entre YPFB y la compañía petrolera se aplica la tabla “de participación en la Ganancia según los precios de venta de los Hidrocarburos Netos”. Esta tabla está supeditada a la intensiva exportación acelerada de gas natural. Para invertir, la compañía petrolera obliga a YPFB a asegurar mercados y su venta inmediata a través de la exportación, dado que de ello dependerá su participación

YPFB deberá operar bajo condiciones de mercado (neutralidad y competencia) sin ningún privilegio que la diferencie de las empresas transnacionales.

en las utilidades (Ej.: contrato de compra-venta con el gobierno argentino).

Ante este hecho, las petroleras realizan inversiones condicionadas a la producción, ya que su objetivo inmediato es monetizar aceleradamente las reservas a través de la exportación masiva como materia prima²². De acuerdo a la “Tabla de participación (de YPFB) en la Ganancia según los precios de venta de los Hidrocarburos Netos”, mientras más bajos sean los *Costos Recuperables* de la compañía petrolera, mayor será el porcentaje de participación de YPFB en las utilidades. Sin embargo, del porcentaje total de utilidades, lo que gana la petrolera, lo pierde YPFB.

La fórmula para calcular esto indica que la retribución del Titular será mayor en la medida que realice mayores inversiones y volúmenes de producción. Esto lleva a que la participación de YPFB en las utilidades sean menores.

Por otro lado, el Gobierno anunció que incentivará la producción de crudo en 45 campos marginales que producen menos de 1.000 barriles por día (BPD), con subsidios de 10 millones de dólares por año, justamente para garantizar la provisión de combustibles al mercado interno. Este subsidio se pagará a través de notas de crédito (NOCRE) vía el Ministerio de Hacienda²³ y constituye la aplicación del artículo 64 de la Ley 3058 referida a la otorgación de un “premio” a los campos pequeños como una forma de reducir los tributos que deberían pagar.

El arbitraje bajo normas internacionales

En el caso del arbitraje, en los antiguos contratos de riesgo compartido señalaban que “las partes acuerdan someterse a las normas y al arbitraje de CIAC/ICSID/ICC/UNCITRAL. El Titular renuncia expresamente a formular cualquier

reclamo por la vía diplomática”. Lo que se modifica en los nuevos contratos es que el arbitraje se realice en La Paz pero bajo norma de la Cámara de Comercio Internacional - CCI (París). En otras palabras, bajo la misma norma internacional. □

Además, el Tribunal Constitucional de Bolivia, bajo Resolución 0031/2006 de 10 de mayo de 2006, declaró la “constitucionalidad” de las Leyes ratificadoras de Convenios y Tratados Bilaterales de Protección de Inversiones que Bolivia firmó con Argentina, Francia, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, Reino de España y Estados Unidos.

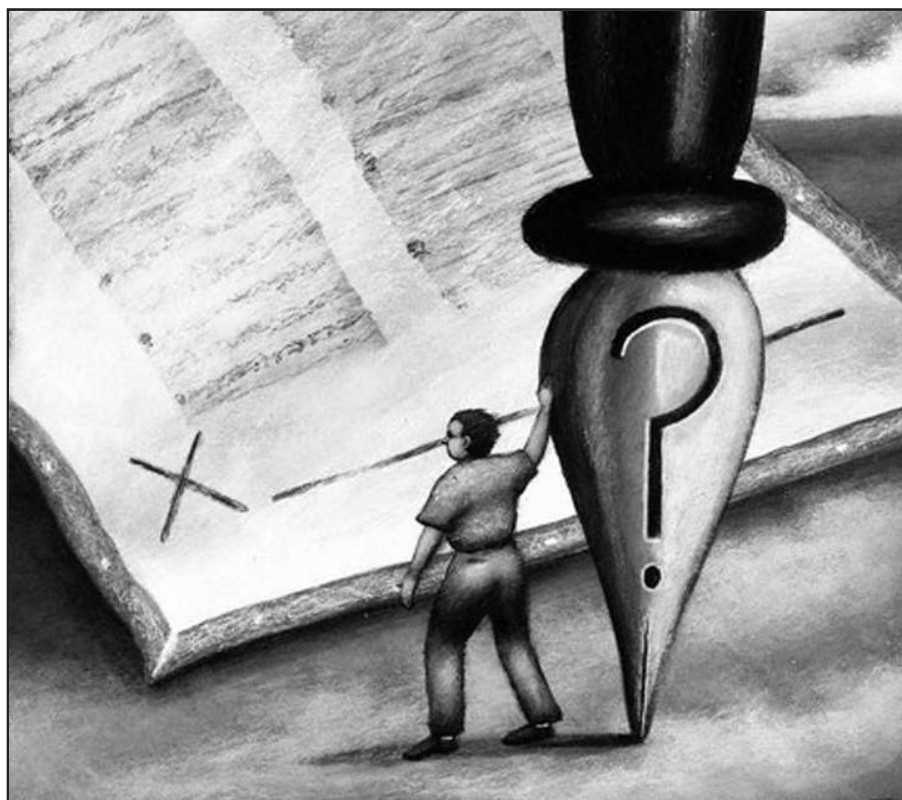
YPFB limitada para competir

El Estado, a través de YPFB, juega un mayor rol de regulador (fiscalizador) de las compañías petroleras en la exploración y explotación. YPFB obtendrá áreas de interés hidrocarburífero, pero deberá operar bajo condiciones de mercado (neutralidad y competencia) y sin ningún privilegio que la diferencie de las empresas transnacionales bajo el imperativo de ser una corporación eficiente.

YPFB sólo podrá operar si tiene contratos autorizados basados en la Ley 3058. No será monopolio, ni controlará la cadena, sólo será otra empresa más o socia de las petroleras en las condiciones ya mencionadas en los contratos híbridos.

Se carga a YPFB la obligación de pagar el Bonosol, lo que junto a otras circunstancias, le resta capacidad de inversión productiva e imposibilita su refundación. Como reconocimiento de esto, el Gobierno propuso una nueva distribución del IDH del nuevo precio a Argentina, encontrando resistencia de prefecturas, alcaldías y universidades.

Como una forma de aparentar interés por el fortalecimiento de la empresa estatal, el gobierno destaca que en los nuevos contratos los activos pasan a propiedad de YPFB. La transferencia de los activos de las compañías petroleras se realiza por dos vías alternativas: la amortización completa por parte del Estado nacional del valor de los activos, bajo concepto de *Costos Recuperables*; o la finalización del tiempo de duración del contrato.



Mientras las compañías petroleras sean propietarias de los materiales no podrán enajenarlos, gravarlos o retirarlos sin contrato; la empresa operadora mientras se cumple el tiempo de transferencia, tiene la obligación de dejar los materiales, equipos, instalaciones “en buen estado” y óptimas condiciones de funcionamiento. Los activos ya amortizados son de YPFB pero los usa la empresa transnacional sin costo alguno hasta el final del contrato. Los activos futuros son reconocidos como *Costos Recuperables* y pasan a YPFB cuando acaben los contratos o se amorticen totalmente.

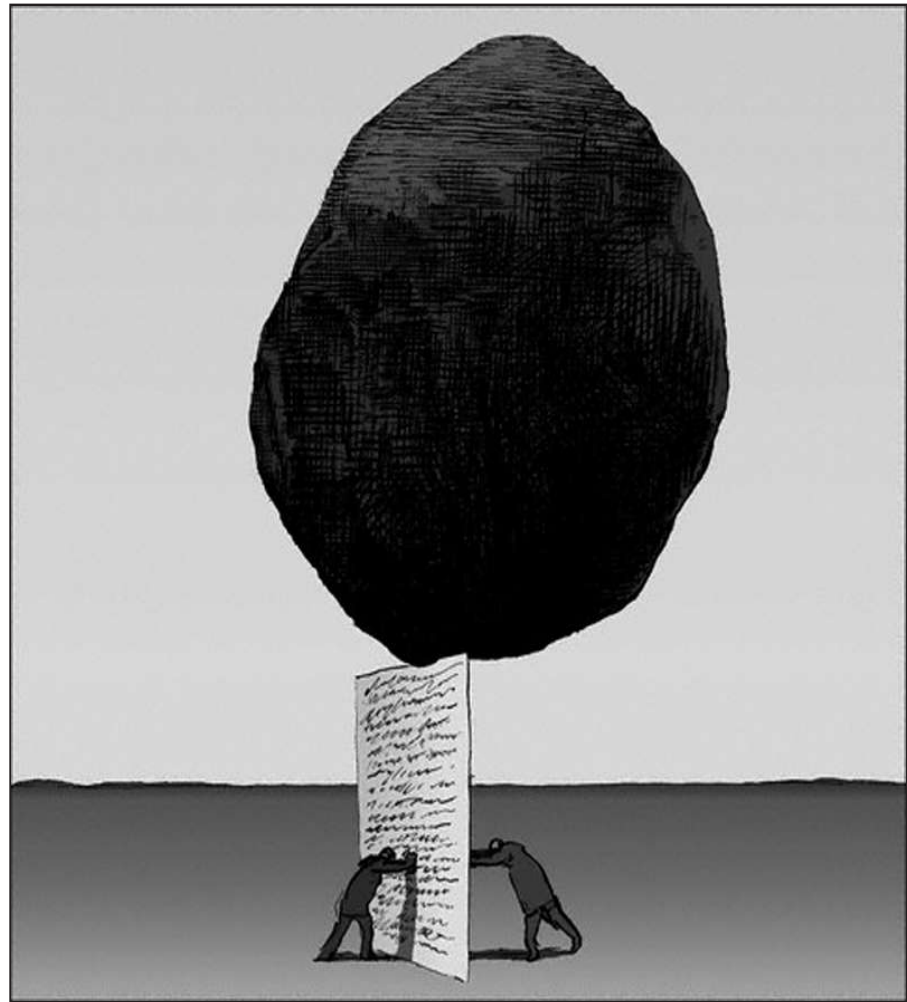
En síntesis, realizar contratos híbridos para mostrar que los contratos que se firma son de servicios, para incentivar y favorecer a las petroleras, no son ninguna novedad. En México a este tipo de contratos se los camufla con el nombre de Contratos de Servicio Múltiple. En Venezuela llevaron el nombre de Convenios Operativos²⁴. El contrato ideal no existe y aparentemente se hacen “a la medida” de la correlación de fuerzas entre las compañías petroleras y los Estados.

El Estado sigue siendo rentista

El Gobierno partió de la idea de que las empresas deben ser “socias y no patrones”; asimismo, fijó la idea de respetar las inversiones realizadas por las compañías petroleras, inventando la famosa “nacionalización sin expropiación”. Esto le ha llevado a suscribir contratos a través de los cuales de manera formal el Estado controle los hidrocarburos pero garantizando la continuidad de las operaciones en manos de las compañías petroleras.

El discurso del Gobierno de que “nacionalización” es tener control en la fijación de precios, volumen y destino es una falacia, ya que el que fija precio, volumen y destino es el mercado mundial dominado por las compañías petroleras transnacionales.

Publicitar a las compañías petroleras como prestadoras de servicios y que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos es la verdadera nacionalización ha tenido un efecto mediático abrumador representando un triunfo político para el MAS,



mostrándose como el partido que doblegó a las petroleras. Lo que es seguro, sin embargo, es que el MAS hará lo que ningún gobierno neoliberal pudo hacer: vender de forma intensiva los hidrocarburos como materia prima.

Los nuevos contratos llevan a incrementar las exportaciones de hidrocarburos como materia prima, como continuidad de la orientación de la Ley de Hidrocarburos neoliberal, lo que refuerza el carácter del patrón de acumulación primario-exportador del país. Así, el presidente Evo Morales sepultó la nacionalización de los hidrocarburos y promovió el incremento relativo de ingresos para el Estado como resultado de la intensificación de los volúmenes de exportación, dejando en segundo plano el mercado interno y la industrialización.

De este modo, el Estado otorgó estabilidad de inversiones con

seguridad jurídica por 30 años. Abrió peligrosamente un antecedente para futuras incursiones de empresas transnacionales en el país a partir de la difusión de este modelo de tratamiento a la Inversión Extranjera

Los nuevos contratos incrementan las exportaciones de hidrocarburos como materia prima, como continuidad de la orientación de la Ley de Hidrocarburos neoliberal, lo que refuerza el carácter del patrón de acumulación primario-exportador del país.

El discurso del Gobierno de que “nacionalización” es tener control en la fijación de precios, volumen y destino es una falacia.

Directa en otros sectores que pueden culminar con la negociación de Tratados de Libre Comercio que buscan, precisamente, garantías para las inversiones extranjeras.

El incremento de ingresos fiscales distribuidos descentralizadamente (15% TGN aproximadamente, para gastos corrientes definidos por el referéndum del gas), ratifica que el Estado boliviano se mantiene rentista y no pretende industrializar el país.

NOTAS

1. El patrón “primario-exportador” se caracteriza por: i) el sector productor de materias primas es el polo dominante que subordina a los demás sectores y formas de producción (capitalistas y no capitalistas) a su lógica de acumulación (primario) y ii) la caracterización de patrón de acumulación no solamente alude al polo dominante donde se produce y acumula lo esencial de la plusvalía, sino también al lugar de la realización de dicha plusvalía: en el caso de un patrón primario-exportador el lugar de la realización está fuera del país, es el mercado mundial.

2. Palabras pronunciada en el discurso de firma de contrato proyecto de construcción GNEA.
3. La Prensa, 30 de mayo de 2006. La Paz. Palabras vertidas por el presidente Evo Morales en el acto de firma de contratos con las compañías petroleras.
4. Rodríguez Padilla, Víctor. “Modalidades de Contratación Petrolera”. Facultad de Ingeniería. UNAM. 25 de mayo de 2006.
5. La Razón, 1 de noviembre de 2006. La Paz.
6. Soliz Rada, Andrés. Carta abierta del ex Ministro Andrés Soliz Rada al Parlamento boliviano sobre los contratos con las petroleras. 14 de noviembre de 2006.
7. Según la Ley 3058 el Estado es propietario de los hidrocarburos en Boca de Pozo hasta el Punto de Fiscalización que es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.
8. Opinión, 7 de noviembre de 2006. Cochabamba.
9. La Razón, 3 de noviembre de 2006. La Paz.
10. La Razón, 4 de noviembre de 2006. La Paz.
11. Arze, Carlos. Presentación “Nuevos Contratos de Hidrocarburos”. Cedla. noviembre de 2006.
12. La Ley 3058 dice: “El Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por éste”. El mismo es corroborado por el decreto de “nacionalización”: “Art. 2.I. A partir del 1 de mayo del 2006 las empresas

petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, toda la producción de hidrocarburos.

13. Arze, Carlos. Presentación “Nuevos Contratos de Hidrocarburos”. Cedla. noviembre de 2006.
14. Artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
15. Según la Ley de Hidrocarburos 3058 “(Contrato de Asociación). Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos tendrá la opción de asociarse con el Titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial; para este efecto el Contrato de Operación podrá prever estipulaciones para ejercitar la opción de asociarse. El Contrato de Asociación establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes”
16. Según la Ley 3058 “Para ejercer su opción de asociarse, Yacimientos Petrolíferos (YPFB) reembolsará al Titular un porcentaje de los costos directos de Exploración del o los Pozos que hayan resultado productores, previo informe de auditoria externa”.
17. Artículo 73 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
18. La Prensa, 7 de noviembre de 2006. La Paz.
19. Soliz Rada, Andrés. Carta abierta del ex Ministro Andrés Soliz Rada al Parlamento boliviano sobre los contratos con las petroleras. 14 de noviembre de 2006.
20. El Deber, 16 de noviembre de 2006. Santa Cruz.
21. La Ley 3058 define la “participación” como “los pagos en especie que corresponden al Titular en el Punto de Fiscalización, conforme a lo establecido en el Contrato de Producción Compartida o Contrato de Asociación, punto en el cual asume el derecho propietario”; asimismo define la “retribución” como un porcentaje de la producción, en dinero o en especie.
 - totalidad de sus costos de operación y utilidad.

22. El 98.82% de la inversión comprometida en explotación, 3.360 millones de dólares, serán destinadas a Incahuasi, San Alberto, San Antonio, Itaú y Margarita, campos cuya producción se destinará a la exportación a Argentina y Brasil. El Diario, 9 de noviembre de 2006. La Paz.
23. El Diario, 9 de noviembre de 2006. La Paz.
24. Los convenios operativos son contratos que se firmaron entre PDVSA y compañías petroleras, con una duración de veinte años y con la intención de reactivar campos marginales o maduros.



• ANTECEDENTES Y ALCANCES

CONTRATO DE COMPRA VENTA DE GAS NATURAL ENTRE YPFB Y ENARSA

Los contratos de venta con Argentina se remontan a las primeras exportaciones entre los años 1970 y 1999, las que dejaron una herencia en infraestructura de transporte y producción de gas. En ese período se exportaron 1,87 trillones de pies cúbicos por un valor de 4.562 millones de dólares, a un precio promedio de 1,6 dólares el millar de pies cúbicos.

El 21 de abril de 2004 se suscribió en Buenos Aires, un “Convenio Temporario” de venta de gas por el período de seis meses a un precio de 1 dólar por cada millón de BTU¹ en boca de pozo, con descuento de dos centavos en solidaridad con la República Argentina. El contrato regía desde el primero de julio al 31 de diciembre de 2004, con un volumen máximo inicial de 4 millones de metros cúbicos diarios.

Una addenda del 25 de noviembre de 2004 amplió el plazo del contrato hasta el 31 de diciembre de 2005 e incrementó el volumen de exportación a 6,5 millones de metros cúbicos diarios. En noviembre de 2005, se amplió el plazo nuevamente hasta el 31 de diciembre de 2006 y el volumen aumentó a 7,7 millones de metros cúbicos diarios.

En junio de 2006 se firmó un nuevo convenio, denominado “Convenio Marco”, con el propósito de sentar las bases de sendos proyectos de integración energética entre Argentina y Bolivia.

El “Convenio Marco”

El “Convenio Marco” ratificó las exportaciones de 7,7 millones de

metros cúbicos diarios hasta el 31 de diciembre de 2006, comprometidas en la tercera addenda del “Convenio Temporario”. También fijó el precio en 5 dólares el millón de BTU, desde julio hasta diciembre de 2006, estableciéndose una comisión entre ambos países que estudiase una fórmula de ajuste del precio inicial que rija desde el primero de enero de 2007.

En cuanto a los proyectos de integración energética, estos consisten en la construcción de un gasoducto denominado Gasoducto Noreste Argentino (GNEA) con capacidad de transporte de 20 millones de metros cúbicos diarios y la construcción de una planta de extracción de licuables en territorio boliviano con inversión del gobierno Argentino y de propiedad de YPFB. Además, se planificó una planta termoeléctrica para exportar electricidad también a Argentina. □

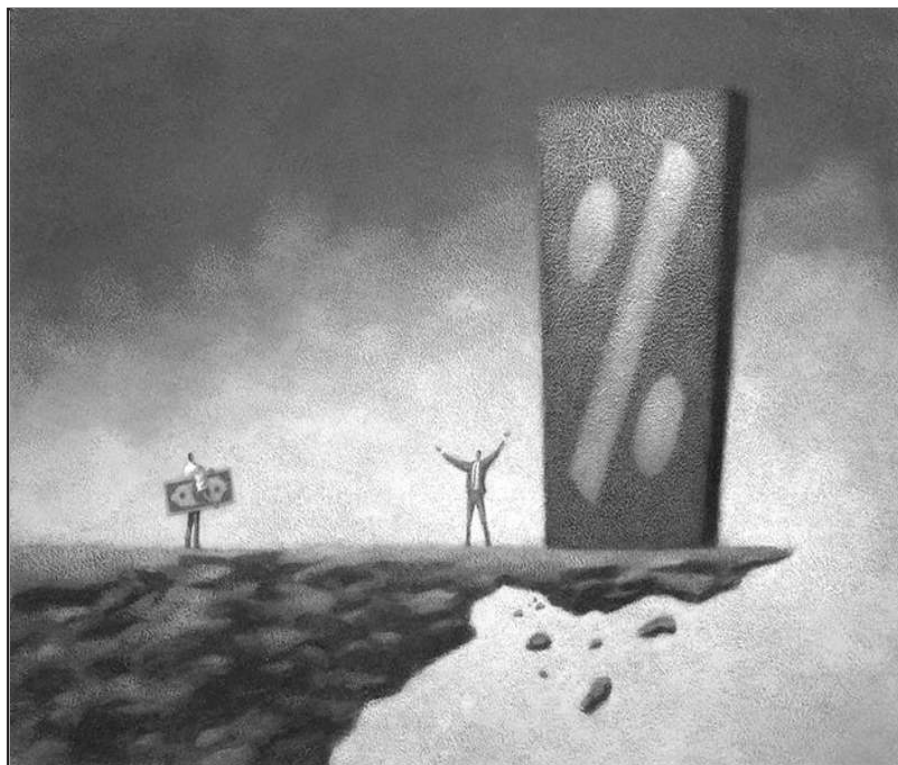
Sobre el Contrato suscrito

Con estos antecedentes, el pasado 12 de octubre se firmó en Santa Cruz el contrato de compra venta de gas natural entre ENARSA e YPFB, que vendría a ser un contrato específico del “Convenio Marco”, dejando congelada la construcción de la planta separadora de líquidos y la planta termoeléctrica.

Este contrato establece la venta de gas por 20 años computables desde el primero de enero de 2007. Los volúmenes comprometidos son progresivos, el primer año se enviará el equivalente a la capacidad actual de 7,7 millones de metros cúbicos diarios; el segundo y tercer año se podrá ampliar hasta 16 millones de metros cúbicos diarios; y desde 2010 hasta la finalización del contrato, un volumen de hasta 27,7 millones de metros cúbicos. Sin embargo, estos son los



Los proyectos de integración energética consisten en la construcción de un gasoducto denominado Gasoducto Noreste Argentino con capacidad de 20 millones de metros cúbicos diarios.



Este contrato establece la venta de gas por 20 años computables desde el primero de enero de 2007. Los volúmenes comprometidos son progresivos.

volúmenes de capacidad máxima del gasoducto, que de acuerdo al contrato pueden ser ajustados al 60% en los dos primeros años y 80% desde el tercer año hasta la finalización del contrato.

El precio que se fija por el millón de BTU en punto de entrega² es de 5 dólares para los tres primeros meses del contrato. Para establecer las variaciones de precios a partir del segundo trimestre, se establece un factor de ponderación en base a la variación de precios internacionales de cuatro productos refinados³, que tiene las mismas características que la fijación del precio de venta a Brasil.

También se establece que “Enarsa deberá adoptar las medidas necesarias para la celebración de contratos de compra venta del gas en el mercado argentino. YPFB deberá adoptar las medidas necesarias para el desarrollo de producción de Gas en Bolivia”. En caso de no cumplirse con lo convenido,

las partes podrán hacer addendas que posterguen la construcción del gasoducto y la producción de gas natural.

Es decir que aún no existe una relación contractual fija que impida que se posterguen los compromisos de entrega de los máximos volúmenes desde el primero de enero de 2010, al contrario, el contrato hace una ampliación de venta de los actuales volúmenes, que según el “Convenio Marco” llegaba al 31 de diciembre de 2006.

A pesar de que el “Convenio Marco” establece que la planta de licuables debe entrar en **funcionamiento** desde la finalización de la construcción del gasoducto (2010), el contrato señala que el gas a ser exportado tendrá las mismas características que las actuales, es decir que incluyen el gas seco con todos sus componentes de licuables, con lo que queda en suspenso la construcción de la planta de separación de licuables.

Algunos analistas⁴ sostienen que es más barato separar los licuables en el punto de destino (norte argentino) ya que la separación en frontera incluiría un costo de transporte en cisternas que encarecería el producto en el punto de destino, lo que hace presumir que no se construirá esta planta. □

Fijación del precio

Se fija un precio inicial de referencia, en punto de entrega, de 5 dólares por millón de BTU durante el primer trimestre de contrato. Las variaciones posteriores del precio están sujetas a las variaciones internacionales de los precios de cuatro productos refinados del petróleo (Fuel Oil de 3,5%; Fuel Oil N° 6 de 1%; Fuel Oil de 1% de azufre; US Diesel). Cada uno de estos productos tiene un efecto ponderado en la fijación del precio del gas natural.

Los precios de estos productos de referencia para el precio del gas natural, se fijan a partir del precio internacional del petróleo, porque son productos derivados que se los obtiene en las refinerías. En todo caso la mejor fórmula de fijación de precios del gas natural es relacionarlos directamente con los precios del petróleo y no con sus derivados; mejor aún sería fijar el precio del gas natural equiparándolo con el precio que tiene el valor calórico

Cuadro N° 1

PROYECCIÓN DE INGRESO PROYECTO GNEA

	Capacidad máxima	Volumen mínimo
Valor total	32.976.290.000	25.224.990.000
50% (Regalías e IDH)	16.488.140.000	12.612.490.000
Ingreso anual	824.407.132	630.624.633

Fuente: Contrato de compra venta de gas natural Enarsa e YPFB. Elaboración CEDLA. □
Se considera el precio de \$us. 5el MMBTU durante el tiempo de ejecución de contrato.

de petróleo; por ejemplo, si un barril de petróleo tiene un valor calórico de 5.500.000 BTU y cuesta 60 dólares, el precio de un volumen de gas natural que tenga el mismo valor calórico debería costar 60 dólares⁵.

El éxito de la gestión del Gobierno de Evo Morales para fijar un precio de 5 dólares por millón de BTU es aparente, puesto que el precio del gas natural que se fijó en 1992 para Brasil está cerca de ajustarse a ese precio.

En general, la fórmula de cálculo del precio del contrato de compraventa de gas natural de Bolivia con Brasil es similar al contrato suscrito con Argentina: el precio base del gas natural exportado a Brasil tiene tres ponderadores (menos el diesel); además, ambas fórmulas fijan el precio inicial a partir del precio promedio ponderado de los productos de referencia durante un período de 30 meses.

Esta fijación de precios en base al contrato con Brasil conduce a establecer una fijación internacional de referencia del precio del gas natural en boca de pozo para la región, a partir del gas boliviano. La creación de un mercado del gas en la región, es muy beneficiosa para las empresas petroleras porque les permitiría ajustar los precios del gas en boca de pozo a precios de referencia fijados en la bolsa de valores.

En este caso, el mayor oferente –Bolivia– “casi monopolístico” se perjudica a sí mismo al fijar un precio bajo de referencia para toda la región y por un plazo largo.

Las condiciones para establecer un mercado de precios para el gas natural, están determinadas por el tránsito de

...aún no existe una relación contractual fija que impida que se posterguen los compromisos de entrega de los máximos volúmenes desde el primero de enero de 2010.



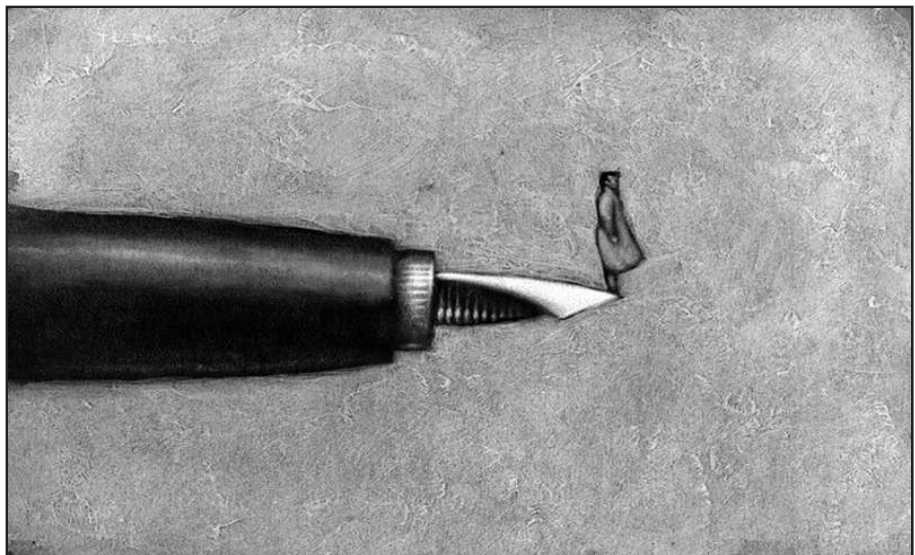
la estructura energética en base a petróleo y sus derivados al gas natural, por la mejora de los medios de transporte por gasoductos (que se están desarrollando en Bolivia) y las plantas de compresión y **descompresión** de gas para el transporte a ultramar.

Mercado interno

Tanto en el contrato de venta de gas a Argentina como en los nuevos contratos con las petroleras, se **ante-**

pone el mercado interno a la exportación de manera declarativa, ya que el aumento de la capacidad interna es considerado marginal por las compañías petroleras. De ahí que cada vez que existe escasez de **hidrocarburos**, el Gobierno debe negociar con las empresas petroleras e implementar medidas paliativas. □

La ampliación del Gasoducto Al Altiplano (GAA) se presentó como una necesidad que desde el 2003



El desabastecimiento y la subvención propiciados por las petroleras es parte de la política que tratan de imponer para fijar precios internacionales

debido al aumento de la demanda de las ciudades de Oruro y La Paz, a la cuales abastece. Esta ampliación no se concretó porque la empresa Transredes exige la revisión de la tarifa de transporte, que las ventas estén garantizadas y que exista un reglamento de transportes. Esto ya ha provocado en años pasados un racionamiento de energía eléctrica en las épocas cuando la generación de energía hidroeléctrica disminuye por la baja del caudal de agua. Este año, la producción de cemento se vio afectada creando distorsiones en los precios del mercado de la construcción.

En el caso del diesel, las refinerías Guillermo Elder Bell (Santa Cruz) y

Gualberto Villarroel (Cochabamba) producen en total 17 mil metros cúbicos al mes. "Actualmente, el país importa 200 mil barriles de diesel de Venezuela, y para que su valor en el territorio nacional se mantenga más bajo que en la región, el Tesoro General de la Nación asume un subsidio de cerca de 100 millones de dólares"⁶.

Conclusiones

En síntesis, el contrato de venta de gas a Argentina afianza la firma de contratos de exploración y explotación, ya que ofrecer precios y volúmenes facilita el negocio de exportación de las petroleras que fue truncado por el rechazo de la exportación (por Chile) en octubre de 2003. De esta manera, las empresas tienen el consentimiento de los gobiernos para monetizar las reservas en los potenciales mercados de la región.

Por otra parte, Argentina también se beneficia con energía barata para la generación de electricidad, transporte y gas a domicilio. Bolivia, en cambio, no se beneficia del gas natural, pero infla sus ingresos fiscales con la exportación, para destinarlos a proyectos de inversión social. Estas inversiones sociales omiten una orientación integral de desarrollo del

mercado interno en base a la industria energética. El desabastecimiento y la subvención propiciados por las petroleras son parte de la política que tratan de imponer para fijar precios internacionales en el mercado interno. Con ello se ahonda aún más la desintegración del mercado interno. □

NOTAS

1. □ BTU es la cantidad de calor requerida para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.
2. □ El punto de entrega son las fronteras donde se entrega el producto a Argentina: Pocitos, Madrejones, y Yacuiba.
3. □ Fuel Oil 3.5 FOB Med Basis Italy; Fuel Oil Us Gulf Coast N° 61.0% 10,5-8 API; Fuel Oil FOB NWE 1%, LS Diesel U.S. Gulf Coast Waterborna (\$us/Galón).
4. □ Señalado por el ex ministro de Hidrocarburos Guillermo Tórriz en entrevista televisiva realizada por Juna Careaga en Cadena A.
5. □ Aunque algunos analistas señalan que esto no sucede con el gas natural porque las características son diferentes que las del petróleo y porque no existe mercados a futuro del gas natural en la región, las tendencias son muy fuertes para que esto sea así debido a la sustitución del petróleo por el gas natural en los próximos 20 años.
6. Los Tiempos, 16 de noviembre de 2006. Cochabamba.

