

Los dilemas del sector hidrocarburos. Análisis general y evaluación del complejo petroquímico de urea y amoníaco

Mauricio Medinaceli Monrroy

El presente trabajo tiene como objetivo analizar el desempeño de las principales variables del sector en los últimos años, con especial énfasis en la desaceleración observada en el período 2014-2015. Asimismo, evaluar el proyecto de industrialización del complejo petroquímico de urea y amoníaco, desde un punto de vista económico-financiero. Por último, enfatizar los desafíos más importantes del sector hacia el futuro.

Cabe señalar que el sector hidrocarburos en Bolivia enfrenta un nuevo escenario regional (nuevas reservas de gas natural en Brasil y Argentina respecto la década de los noventa) y mundial (con precios internacionales del petróleo menores), que obliga a reorientar la política sectorial desde la maximización de ingresos para el Estado a la apertura de mercados para el gas natural y la mayor inversión en exploración y explotación, como sus nuevos objetivos primordiales. Ello, además, en un contexto en el que los proyectos de industrialización del gas natural no aparecen como una posibilidad sustituta de generación de recursos fiscales para el país.

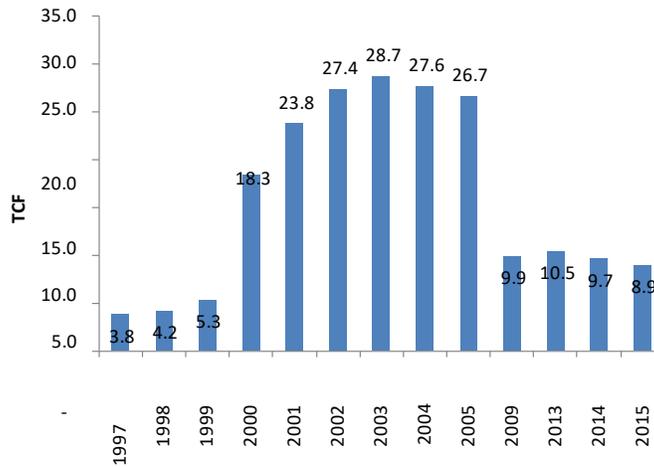
1. Desempeño del sector hidrocarburos

Reservas

La información sobre el desempeño de las reservas de gas natural proviene de dos fuentes: de un lado, la certificación de reservas al 31 de diciembre de 2013, determinadas por la empresa canadiense *GLJ Petroleum Consultants*, y publicada por YPFB en 2014; y de otra, de los anexos a los estados financieros de YPFB (publicados en 2016), en los que la empresa estatal estimó las reservas probadas para los años 2014-2015.

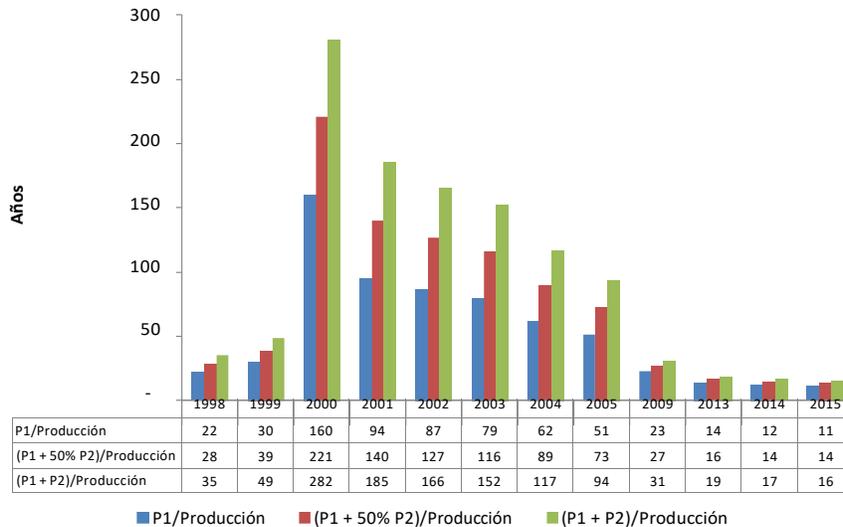
La Figura 1 muestra que según la última certificación de reservas, Bolivia repuso el gas natural consumido entre 2009 y 2013, lo que no sucede en los años 2014-2015, dado que la estimación de YPFB sólo considera los volúmenes consumidos y no así los repuestos. También se desprende, de la estimación realizada por la estatal petrolera, que la producción anual bruta de gas natural en Bolivia es de 0.8 TCF aproximadamente, cifra que puede incrementarse siempre que los envíos a la República Argentina también lo hagan.

Figura 1: Reservas probadas de gas natural (TCF)



El cociente entre el nivel de reservas probadas (P1) estimadas para el año 2015 y el nivel de producción bruta² observado durante el mismo período, alcanza un valor de 11.3 años; dado que este coeficiente presenta una tendencia decreciente respecto los primeros años de la década pasada, ver Figura 2, urge captar más inversión en exploración en el *upstream* hidrocarburífero en Bolivia y así incrementar el nivel de reservas de este producto,

Figura 2: Cociente reservas/producción de gas natural en Bolivia (años)



¿El indicador R/P es perfecto? La respuesta inmediata es no, puesto que es un indicador del tipo estático que sólo permite conocer la tendencia pasada. Uno de los principales problemas con dicho indicador es que no considera la producción futura, ya que no necesariamente la producción se mantendrá constante en el futuro; en este sentido, lo ² 61.83 millones de mcd.

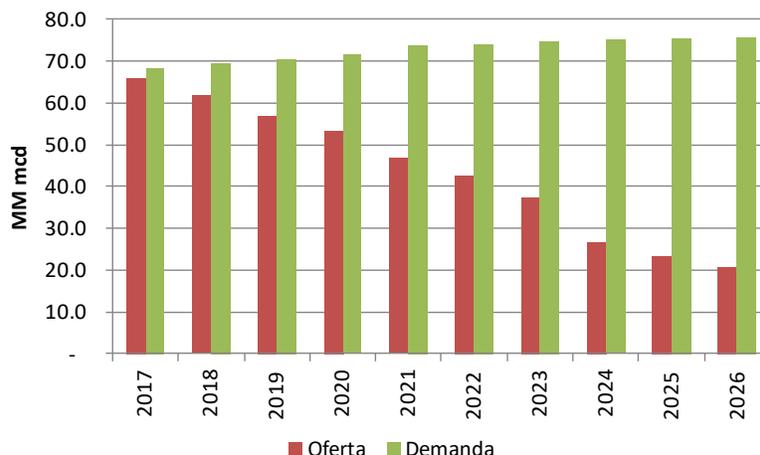
correcto es dividir la cantidad de reservas con la producción futura estimada, en algún sentido, se introduce cierta dinámica al indicador. Sin embargo, realizar este ejercicio (introducir la dinámica) conlleva la difícil tarea de pronosticar la producción y/o la demanda por la producción de gas natural.

Es así que una segunda manera de analizar la situación de reservas es contrastar la situación futura, es decir la producción de gas natural futura con las reservas certificadas al presente. Considerando los proyectos de exportación de gas natural a Brasil y Argentina, el crecimiento en el consumo interno de gas natural, la planta de urea y las plantas de separación de líquidos, a partir del año 2017 el requerimiento de gas natural es aproximadamente 0.92 TCF por año, es decir las reservas probadas de gas natural estimadas al año 2015 podrían ser útiles por 8.8 años más; aproximadamente 2.5 años menos al resultado otorgado por el indicador R/P. Ciertamente este cálculo fue realizado tomando en cuenta el nivel de reservas probadas (P1), es necesario verificar qué sucederá en el futuro con mayores niveles de inversión en las reservas probables (P2) para estudiar cómo este indicador podría modificarse.

Finalmente, una tercera manera de analizar esta temática consiste en verificar los perfiles de producción de los actuales campos productores de gas natural y contrastarlos con la demanda. Es decir, la tasa de crecimiento de la demanda puede ser mayor a la tasa de crecimiento de la oferta (reflejada en las curvas de declinación de los campos), por ello, pese a tener una cifra de reservas que podría abastecer la demanda futura por, digamos, diez años, bien podrían surgir problemas en los siguientes 3, ya que pequeños déficits de oferta podrían originarse debido a la dinámica en el crecimiento de oferta y demanda.

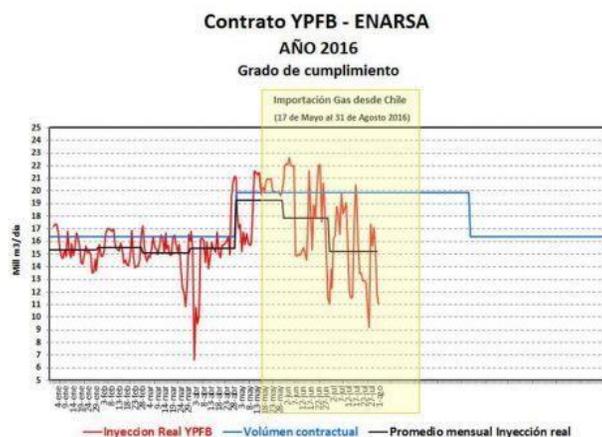
Tomando en cuenta proyecciones razonables de los perfiles de producción de los actuales campos productores de gas natural en Bolivia y el crecimiento de la demanda por este producto, tanto en el mercado interno como en el externo, podrían surgir problemas de abastecimiento ya el año 2017, bajo las condiciones actuales. Ello **no** implica que las reservas de gas natural acaben ese año, lo único que este ejercicio refleja es que la tasa de crecimiento de la oferta es menor al crecimiento de la demanda, ver la siguiente Figura.

Figura 3: Evolución posible de la oferta y demanda de gas natural en Bolivia (MM mcd)



La situación que se presentó en la Figura previa ya se la adelantó en el Informe Nacional de Coyuntura No. 224 de 13 de diciembre de 2013 publicado por la Fundación Milenio y, fue evidente a través de la publicación oficial del Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. En dicha publicación oficial se presentó la Figura 4, en ella se hace evidente que los envíos de gas natural desde Bolivia fueron menores a los volúmenes contractuales acordados en el contrato de compra y venta entre ambos países; incidentalmente, ello habría obligado a la República de Argentina a comprar gas natural de Chile a precios ciertamente superiores a los pagados a Bolivia.³

Figura 4: Abastecimiento de gas natural a la República de Argentina



Producción

La Figura 5 presenta la evolución de la producción de gas natural en Bolivia durante el

³ Se puede añadir que el posible costo por el no cumplimiento de volúmenes para el primer semestre del año 2016 es relativamente pequeño, de acuerdo a estimaciones preliminares del autor y sujeto a verificación oficial, dicho costo no pasaría los US\$ 50 millones.

período 2007-2015, comparando estas cifras con el primer quinquenio de la década pasada no cabe duda que el crecimiento fue notable, todo ello se explica (en gran parte) por los envíos de gas natural a Brasil y Argentina. Es importante destacar que en el período de análisis se registran dos disminuciones, la primer debido a la crisis internacional del año 2009 que produjo un shock negativo de demanda y por ello una caída del 14% en la producción; por otra parte, el año 2015 es con alta probabilidad un shock de oferta -menor capacidad productiva del país- el que genera una tasa de crecimiento negativa en la producción. La Figura 6 presenta la información de producción desagregada por campos (los principales campos productores del país), queda claro que hasta el año 2012 los campos de San Alberto y Sábalo fueron los impulsores del crecimiento en el sector, mientras que a partir del año 2013 el campo Margarita/Huacaya comienza a cobrar importancia y se convierte en uno de los campos más importantes del país. Es bueno resaltar que estos tres campos fueron descubiertos antes del año 2006.⁴

Figura 5: Producción de Gas Natural (MM mcd)

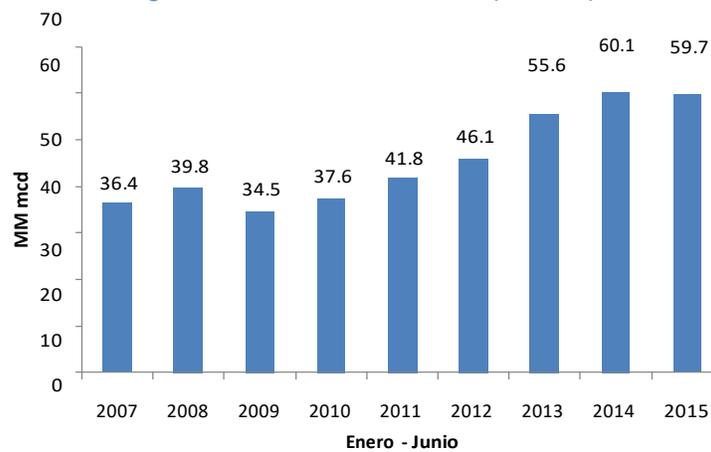
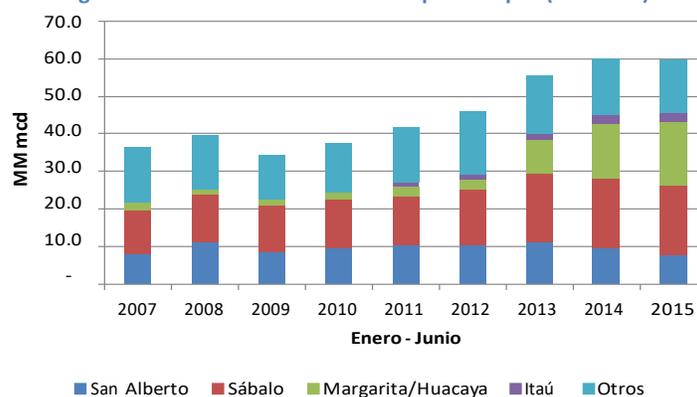


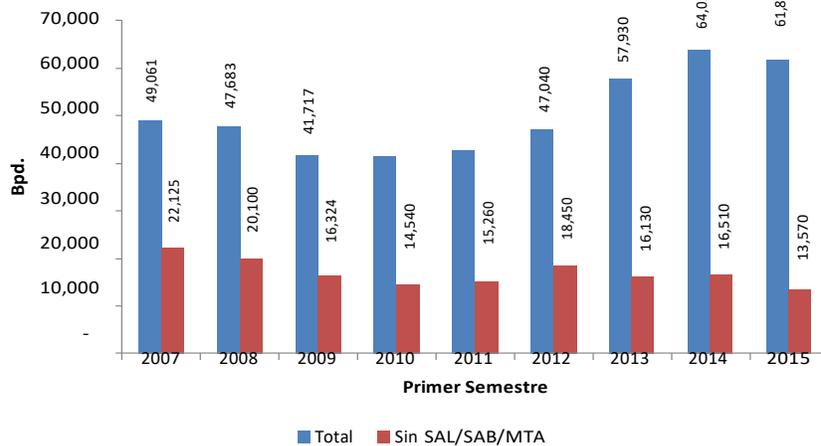
Figura 6: Producción de Gas Natural por Campos (MM mcd)



⁴ A través de información de prensa del año 2016 se conoce que el campo comenzó a producir 5.7 millones de mcd de gas natural, ello ciertamente podría revertir (ligeramente) la tendencia observada el año 2015; sin embargo, será necesario tener estadísticas oficiales de producción para conocer el impacto real de la producción de este campo.

Respecto a la producción de petróleo/condensado/gasolina natural, la Figura 7 presenta la información para el período 2007-2015, destacando los siguientes aspectos: 1) Hasta el año 2012 la producción se situaba entre los 40,000 y 50,000 Bpd; sin embargo, a partir del incremento en la producción de gas natural del campo Margarita/Huacaya (ver Figura 6) se incrementa la producción de condensado, es ésta la razón por la que la producción de líquidos en el país sobrepasa los 60,000 Bpd. el año 2014. 2) Aislado los tres campos productores de gas natural más importantes de Bolivia, San Alberto-Sábalo-Margarita/Huacaya, la producción del resto de campos no logra sobrepasar los 20,000 Bpd. desde hace ya algunos años atrás. 3) El incremento en la producción de condensado (producto líquido asociado a la explotación de gas natural) ayuda a incrementar el volumen de refinación de gasolinas, sin embargo, no es útil para incrementar la producción de diesel oil; en este sentido, el incremento en la producción de líquidos de los últimos años no implica, necesariamente, un incremento en la producción de diesel oil⁵. 4) Al primer semestre del año 2015, se observa (al igual que en el caso del gas natural) una tasa de crecimiento negativa.

Figura 7: Producción de petróleo, condensado y gasolina natural en Bolivia

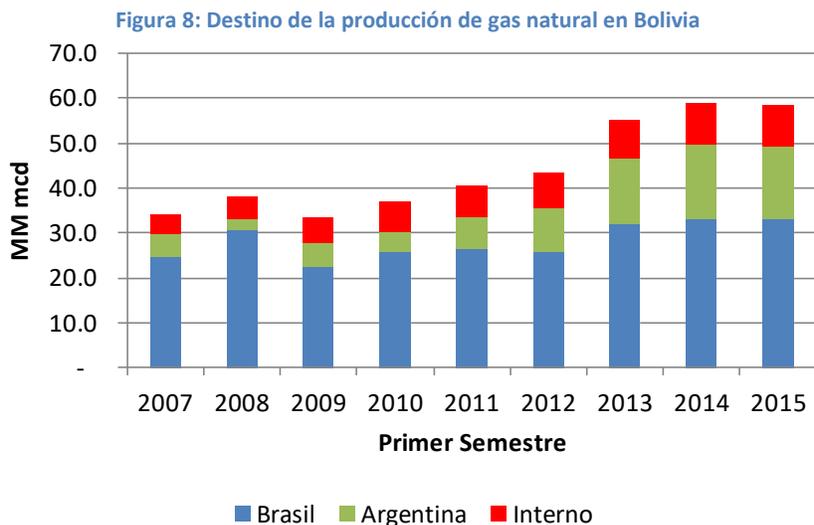


Mercados del gas natural boliviano

La Figura 8 presenta el destino de la producción del gas natural boliviano durante el período 2007 - 2015, a través de ella se evidencia que fueron la demanda de Brasil y, en menor escala, la de Argentina, las variables que posibilitaron tasas de crecimiento importantes en la producción. Vale la pena destacar que el proyecto de exportación al Brasil comenzó a gestionarse a mediados de la década de los setenta, cuando los gobiernos de Bolivia y Brasil intentaron la discusión sobre un proyecto amplio de integración energética. Durante la década de los ochenta, dicho proyecto fue acotado a uno específico de exportación de gas natural desde Bolivia hacia Brasil, finalmente, en la década de los noventa, se realizó el operativo técnico para lograr el financiamiento de

⁵ Debido a la calidad de los líquidos obtenidos

un proyecto de esta magnitud finalizando su construcción el año 1999.



El principal destino del gas natural Boliviano es el mercado de Brasil, sin embargo, durante los años 2011 y 2012 la participación de la demanda Argentina creció notablemente. Por otra parte, las ventas al mercado interno también se incrementaron, a una no despreciable tasa mayor al 10% promedio anual en el período 2008-2015. Finalmente el contraste en la tasa de crecimiento de ambos mercados (externo e interno) al primer semestre del año 2015 no debe descuidarse, mientras el mercado externo se contrajo en -0.9% el interno se expandió en 1.9%.

Producción y consumo de derivados

Tal como se observa en las siguientes figuras, la refinación de gasolina y diesel oil se encuentra por debajo de las ventas internas de ambos productos. Previamente se explicó el por qué el incremento en la producción de petróleo no es suficiente para abastecer el mercado interno. Más allá de ello, existen también otras razones, tales como:

- a) Un sistema tributario altamente regresivo que aplica 50% de regalías e impuestos independiente del tamaño del campo y/o el destino de la producción (mercado interno o externo) genera muy poco incentivo a la inversión en exploración.
- b) El marco legal aplicado en el sector aún debe ser compatibilizado, en este momento, el sector es regulado mediante decretos supremos y resoluciones ministeriales, normas que no siempre son compatibles con lo especificado en la Ley de Hidrocarburo N. 3058 y la Nueva Constitución Política del Estado.
- c) Durante los últimos ocho años la actividad exploratoria no fue suficiente para

lograr incrementar la producción de petróleo, en particular, aquél útil para obtener diésel oil.

- d) La relación entre el sector hidrocarburífero con los pueblos y comunidades indígenas es poco amigable con la actividad de exploración;
- e) Las consideraciones medioambientales tampoco colaboran a un desarrollo sostenible del sector petrolero.
- f) El castigo al funcionario público a través de normativas como la ley "Marcelo Quiroga Santa Cruz"⁶ muchas veces imponen costos adicionales a la toma de riesgo por parte de dichos funcionarios⁷.

Figura 9: Ventas internas y refinación de gasolina

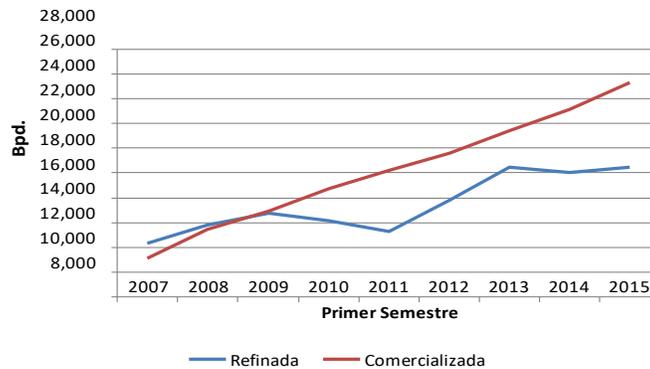
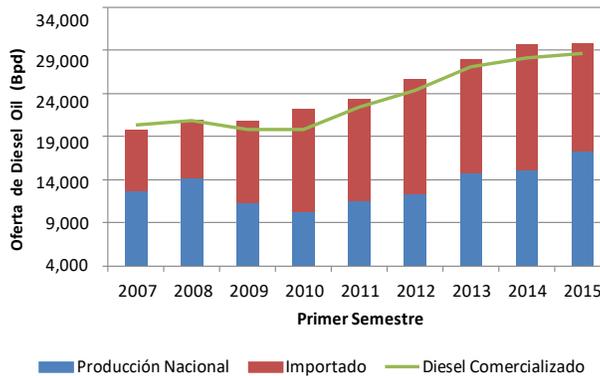


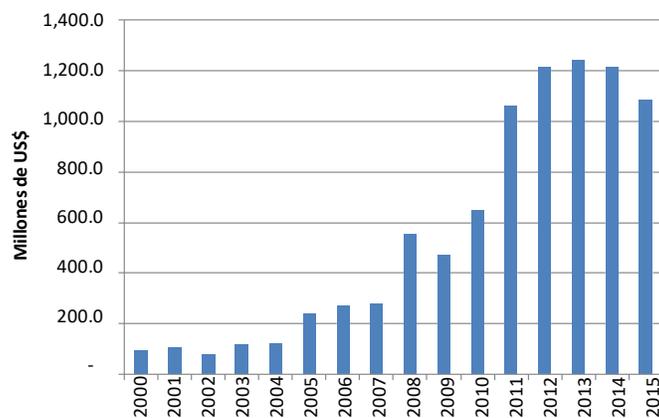
Figura 10: Ventas internas y refinación de diésel oil



⁶ Por ejemplo, el artículo 25 de esta Ley menciona lo siguiente: "Se crean los siguientes tipos penales: a) Uso indebido de bienes y servicios públicos;..."; el texto del artículo 26 define el uso indebido como: "La servidora pública o el servidor público que en beneficio propio o de terceros otorgue un fin distinto al cual se hallaren destinados bienes, derechos y acciones pertenecientes al Estado o a sus instituciones, a las cuales tenga acceso en el ejercicio de su función pública, será sancionado con la privación de libertad de uno a cuatro años." En este contexto, el gasto en exploración de un pozo petrolero o gasífero, la contratación de un mercado a futuro o la compra de petróleo a precio spot podría tipificarse como "uso indebido". Ello es preocupante, dado que este sector en particular se caracteriza por el inherente riesgo de sus actividades.

Finalmente, la Figura 11 presenta el comportamiento del valor de las importaciones de combustibles y lubricantes (diesel oil entre ellos) en los últimos años. Como ya se anotó, la imposibilidad de obtener más petróleo (útil para obtener diesel oil) y la poca actividad exploratoria en el período 2000-2015 ocasionaron que actualmente el nivel de importaciones supere los US\$ 1,200 millones, un incremento notable si se tiene en cuenta que el año 2000 dicho valor fue de US\$ 95 millones aproximadamente. No obstante, y debido a la disminución de precios internacionales del petróleo anotada previamente, el valor de las importaciones para el año 2015 es menor en US\$ 129.2 millones respecto del año previo. Ello sugiere la hipótesis de que el subsidio a la importación de diesel oil disminuyó para el año 2015.

Figura 11: Importación de Combustibles y Lubricantes (MM US\$)



Algo que llama la atención de la Figura anterior es que pese a que el precio internacional del petróleo se redujo a casi la mitad de los valores observados en el pasado, el valor de las importaciones de combustibles y lubricantes no lo hizo en similar proporción. Ello se debe, con elevada probabilidad, a que los costos de transporte y comercialización del diesel oil importado no son flexibles a la baja y representan una parte importante del costo total de importación.

Precios internacionales del petróleo

En el ámbito petrolero, uno de los hechos más destacados de los años 2014 y 2015 fue la drástica disminución de los precios internacionales de este *commodity*. Como se aprecia en la Figura 12, tanto el precio del *West Texas Intermediate* (WTI) como del Brent⁸ experimentan severas disminuciones respecto a las observaciones pasadas. De hecho, comparando el comportamiento mensual del WTI (Figura 13) en la coyuntura actual con aquellos precios observados en el período 2008-2009 (crisis financiera

⁸ Ambas referencias internacionales muy utilizadas para transacciones de compra y venta.

internacional) no se aprecian grandes diferencias cuando el precio disminuía, pero la recuperación es ciertamente distinta; luego de la crisis financiera mundial los precios sí se recuperaron, lo que ahora no sucede. Una de las explicaciones de este comportamiento serían las causas, aparentemente estructurales, detrás la reciente disminución de precios. A continuación, explicamos brevemente el desempeño del mercado petrolero mundial en los últimos meses.

Figura 12: Precios del Petróleo WTI y Brent (US\$/Barril)

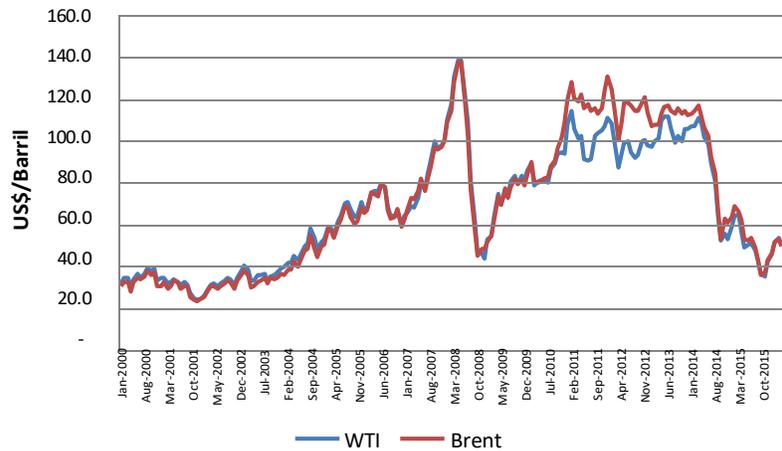
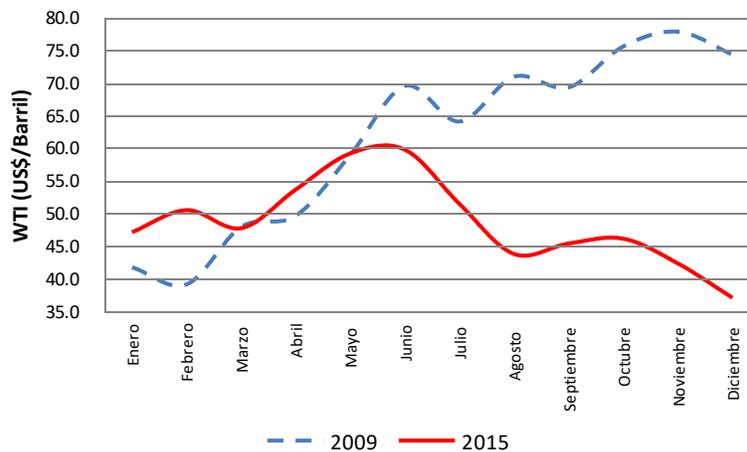


Figura 13: Comportamiento mensual del WTI 2005-2014



No son pocos los analistas que explican la caída en los precios internacionales del petróleo a través del comportamiento de dos variables: i) el incremento en la producción de petróleo por parte de los Estados Unidos de América (EUA); ii) la desaceleración en la tasa de crecimiento económico de la China. A continuación se revisarán algunas estadísticas que intentan demostrar esta hipótesis.

Las siguientes figuras presentan la información publicada por la Joint Organization Data Initiative (JODI) respecto a la producción de los principales países productores de

petróleo, expresada en millones de barriles por día (MM Bpd.) durante el período Agosto/2013 - Mayo/2016. Queda claro que la producción de petróleo proveniente de los Estados Unidos de América (EUA) tuvo un crecimiento significativo durante el año 2014, con un incremento de 1,67 millones de Bpd. A su vez, este crecimiento se explica gracias a la mejora tecnológica implementada en este país para explotar los llamados hidrocarburos no convencionales, y en particular el llamado *shale oil*.

Figura 14: Principales países productores de petróleo - A

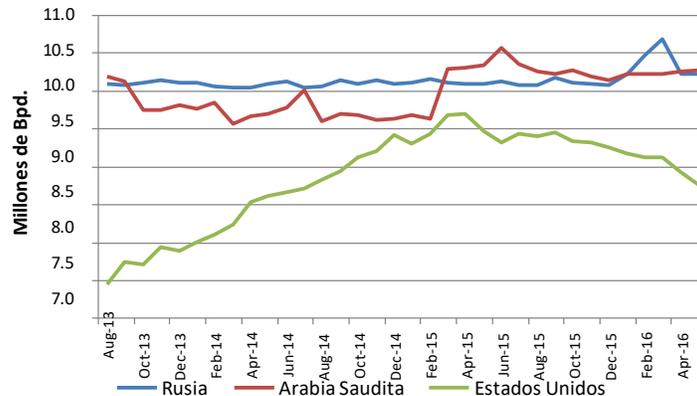
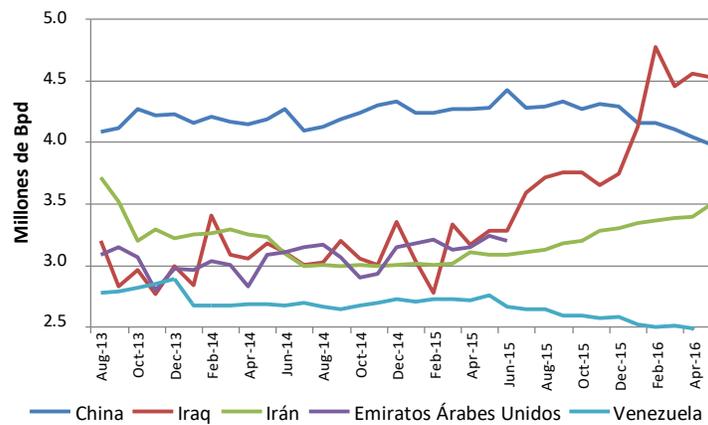


Figura 15: Principales países productores de petróleo - B



Desde una perspectiva técnica los hidrocarburos convencionales han migrado desde la roca madre hacia la roca reservorio y -dependiendo de las condiciones de porosidad y permeabilidad- el hidrocarburo fluye con relativa facilidad desde el almacén rocoso al pozo y, por la perforación, hacia la superficie. Por otra parte, los hidrocarburos no convencionales son aquellos que no están albergados en rocas porosas y permeables y no tienen la capacidad de fluir sin intervención. Así definido el grupo, entonces se incluye un rango amplio y heterogéneo de tipos de acumulaciones de hidrocarburos.

"Los hidrocarburos no convencionales y convencionales son composicional y genéticamente idénticos, se diferencian en que los segundos migraron a una roca

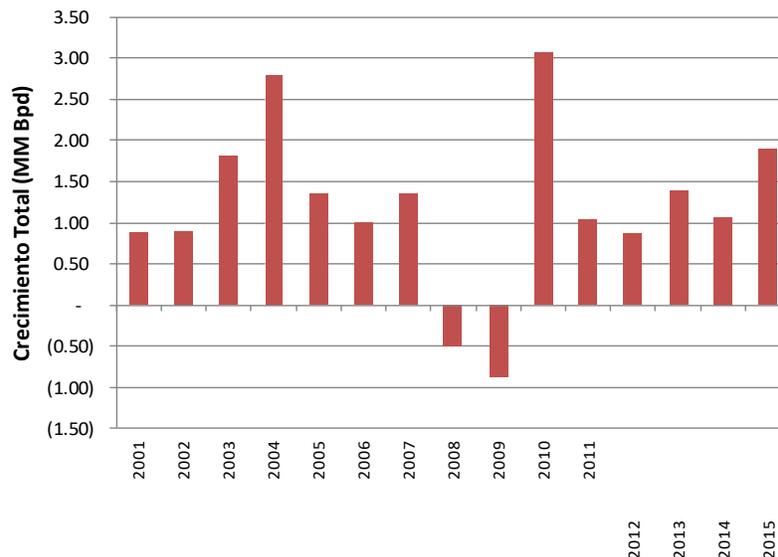
*reservorio permeable (reservorio convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (shale oil y shale gas) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (tight gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas que contienen hidrocarburos se denominan reservorios no convencionales."*⁹

Como se observa, esta mejora en la extracción de hidrocarburos posibilitó el incremento en la producción de petróleo de los EUA, a su vez ello incrementó la oferta de este producto en el mundo, reforzando (con elevada probabilidad) una caída en los precios internacionales de este producto, ello asociado además a que el resto de importantes países productores de petróleo (como Arabia Saudita) no ajustaron la producción a la baja.

También queda claro, a través de las dos figuras previas, que ante la disminución en los precios internacionales del petróleo, la producción de EUA disminuyó ligeramente en 0.6 millones de Bpd. Sin embargo, la de Arabia Saudita, Irán e Iraq se incrementó: en total los tres países añaden un crecimiento de 2.6 millones de Bpd (Enero 2015-Mayo 2016). Todo ello sugiere que la oferta de petróleo en el mundo al momento es elevada.

Respecto a la demanda, la Figura 16 presenta la tasa de crecimiento anual de demanda de petróleo en el mundo.¹⁰ Con datos al año 2015, la demanda de la China se incrementó, respecto del año 2014, en 0.8 millones de Bpd de los 1.9 millones a nivel mundial; no obstante, esta recuperación en la demanda no parece suficiente para compensar los incrementos en la oferta y así disminuir la presión para precios a la baja.

Figura 16: Crecimiento de la demanda de los principales países consumidores de petróleo



⁹ García, J. (2012). "Hidrocarburos no convencionales I y II". Revista Tierra y Tecnología. No. 41. Primer Semestre de 2012. Pp. 28-32. Ilustre Colegio Oficial de Geólogos. Madrid, España.

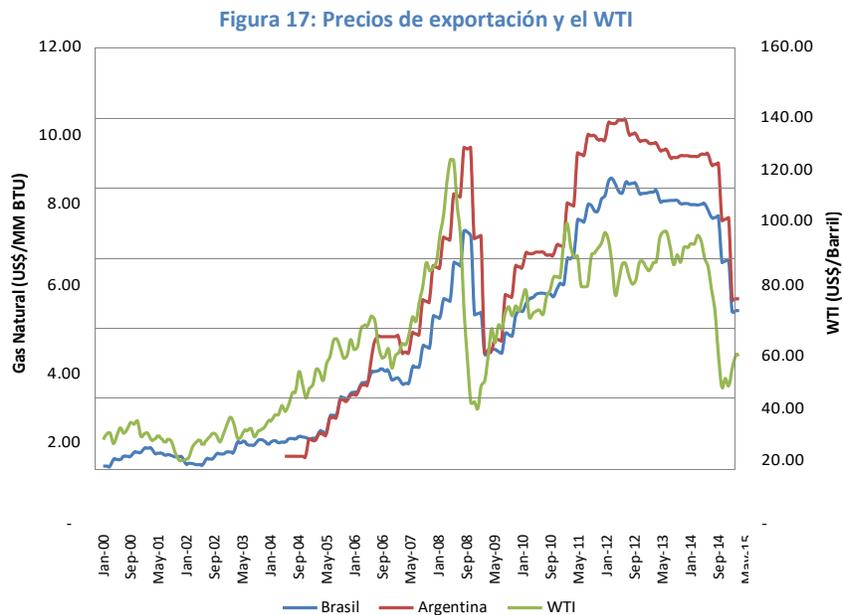
¹⁰ En el caso del año 2014, el dato se refiere al promedio Enero-Octubre.

No cabe duda que en los siguientes años se generarán noticias importantes en el mercado petrolero mundial, debido a los hechos anotados previamente. Gran parte de las proyecciones realizadas prevén precios relativamente bajos para este año, con una posible recuperación en dos o más años.

Precios de interés para Bolivia

Respecto a las condiciones de comercialización en el mercado interno, la estructura de precios relevantes para el sector hidrocarburífero en Bolivia, durante el año 2015, no se presenta modificaciones respecto a los años previos. El precio del petróleo (en el campo productor) destinado al mercado interno aún se mantiene “congelado/subsidiado” en el orden de los 25-27 US\$/Barril, la compra y venta de gas natural al mercado interno se realiza a precios, para el productor, entre 0.60 y 1.00 US\$/MM BTU.

Por otra parte, el precio de exportación de gas natural al Brasil se comportó de acuerdo al comportamiento internacional en el precio de una canasta de fuel oils¹¹ (en función a lo establecido en el contrato GSA), y en el caso de las exportaciones a la Argentina, se tiene un similar desempeño, toda vez que la fórmula de indexación de precios también incorpora una canasta parecida a la observada en el contrato con el Brasil sólo que además se añade a la canasta el precio del diesel oil. En la Figura 17 se presenta la evolución de los precios de exportación del gas natural (tanto a Brasil como Argentina) y el precio del WTI (West Texas Intermediate), los primeros expresados en US\$/MM BTU y el último en US\$/Barril.



Es correcto mencionar que la vinculación de los precios de exportación de gas natural al

¹¹ Precios altamente correlacionados con el precio del petróleo WTI.

Brasil fue acordado en la década de los noventa, mientras que aquellos destinados a la república Argentina se realizaron en la década pasada. En este sentido, gran parte del desempeño del sector hidrocarburífero en Bolivia se debe al notable crecimiento en los precios internacionales del crudo, sobre los que Bolivia no posee ningún control.

Pese a que no existe información (publicada por YPF) a diciembre de 2015 y 2016, es posible anticipar la confirmación de la tendencia decreciente observada hasta junio. Dado que una de las referencias de precios más importantes para la región, el precio del WTI, continuó con la tendencia decreciente, alcanzando niveles incluso menores a los observados en el primer semestre (Figura 18). Se puede inferir, entonces, que los precios de exportación del gas natural a Brasil y Argentina también disminuyeron.

Figura 18: Precio del WTI (US\$/Barril)



No son pocos los analistas que afirman que los precios internacionales del petróleo se mantendrán en este umbral al menos en el período 2016-2017. Por ejemplo, la EIA (US Energy Information Administration) anticipa un precio promedio para el WTI de US\$/Barril 42.83 para el año 2016 y US\$/Barril 51.82 para el 2017. Por ello, no se espera que en dicho período los precios de exportación del gas natural se recuperen a los niveles observados en el llamado "superciclo" de precios de las materias primas.

Sistema tributario

El sistema impositivo aplicado al *upstream*¹ del sector hidrocarburos en Bolivia es el resultado de varias modificaciones hechas a partir de la Ley 1689 de 1996 y de la Ley de Hidrocarburos 3058 de 2005.¹³ Resultado de todo este proceso, el sistema tributario aplicado al sector, se compone de:

- Regalías y participaciones, 18% sobre el total producido

¹² Etapas de exploración y explotación de hidrocarburos.

¹³ Un detalle de su evolución se encuentra en Medinaceli (2007)

- Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), 32% sobre el total producido
- Impuesto sobre las Utilidades equivalente al 25%
- Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior equivalente al 12.5% del total remesado
- Patentes
- Impuesto al Valor Agregado equivalente al 13% de las ventas al mercado interno
- Impuesto a las Transacciones equivalente al 3% de las ventas al mercado interno
- Participación en favor de YPF del x% sobre la utilidad disponible de las operaciones en el campo, *resultantes del llamado proceso de nacionalización*

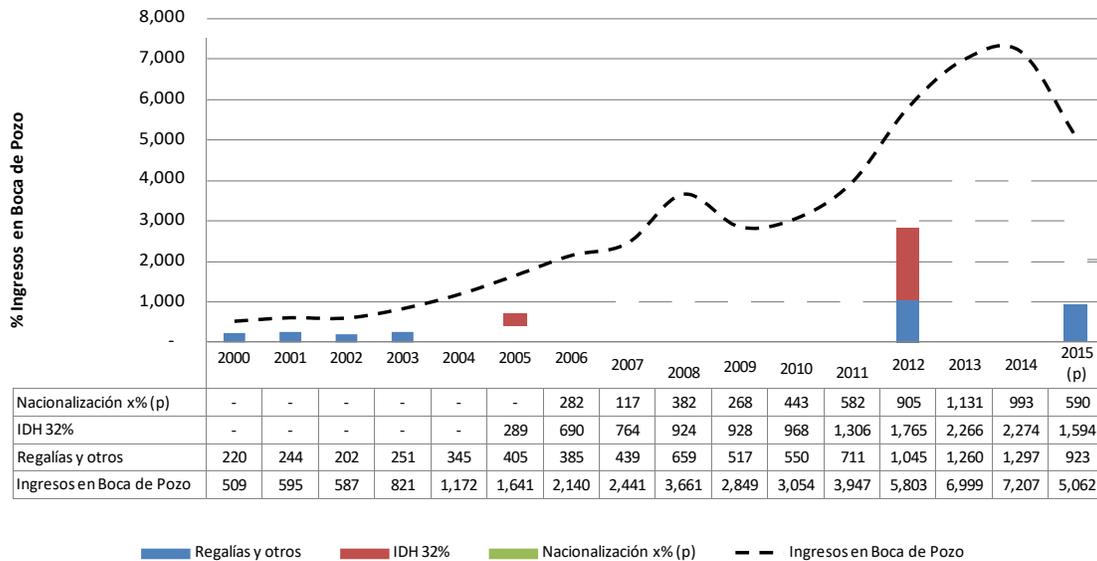
Puesto que no existe información consolidada oficial sobre el total de aportes fiscales del sector del *upstream* hidrocarburífero en Bolivia, fue necesario estimar y consolidar ello tomando en cuenta varias fuentes de información. Los resultados de esta recopilación se reflejan en la Figura 19; en la Figura 20 se contrastan con el total de ingresos en boca de pozo que recibió el sector en el período sujeto de análisis.¹⁴ Algunas de los hechos más importantes de este ejercicio son:

- 1) Comparar el total de ingresos tributarios provenientes del *upstream* hidrocarburífero en Bolivia, sin considerar el valor de las ventas brutas en boca de pozo, resulta muy sesgado, dado que si los aportes tributarios se incrementaron en los últimos años ello se debe primordialmente al incremento de las exportaciones al Brasil y los mayores precios internacionales del petróleo. Por ejemplo, en 2000 el total de ventas del sector oscilaba en los 500 millones de dólares, de los cuales más de 200 millones se destinaron al pago de tributos; por el contrario, el aporte al Estado de más de US\$ 4,500 millones del año 2014 obedece a que el total de ventas en boca de pozo superó los 7,200 millones. De esta forma, no resulta sensato comparar en *valor absoluto* los US\$ 200 millones del año 2000 con los US\$ 4,500 millones del año 2014.
- 2) Gran parte de los recursos fiscales provenientes de este sector se explican por la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (área roja de la Figura 19); en este sentido, si bien los ingresos del llamado proceso de "nacionalización" son positivos (en verde) t a m b i é n son relativamente menores a los generados por el IDH (creado en 2005), un año antes de la mencionada nacionalización. Naturalmente, aún se mantiene el pago del Impuesto sobre Utilidades de las Empresas, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, el Impuesto al Valor Agregado, el Impuesto a las Transacciones y el pago de patentes.
- 3) La crisis internacional del año 2009 afectó negativamente a la producción de

¹⁴ A partir del pago de la regalía departamental del 11% se construye el valor de la producción de hidrocarburos en Boca de Pozo, esta cifra se contrasta con la suma de los siguientes tributos: 1) las regalías departamentales; 2) la participación del 6%; 3) el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH); 4) los ingresos de YPF resultantes del llamado proceso de "Nacionalización" y; 5) cuando la información está disponible, el Impuesto sobre las Utilidades, el pago de patentes, el Impuesto al Valor Agregado, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior y otros.

hidrocarburos (en particular gas natural), dado que las compras por parte de Brasil disminuyeron, lo cual, a su vez, generó menores niveles de ingresos tributarios; afectando así a las cuentas fiscales y el crecimiento económico de Bolivia. Algo similar sucedió el año 2015, dado que los precios internacionales del petróleo disminuyeron notablemente, afectando a los precios de exportación del gas natural boliviano a Argentina y Brasil.

Figura 19: Ingresos en Boca de Pozo y Tributos del Sector (MM US\$)

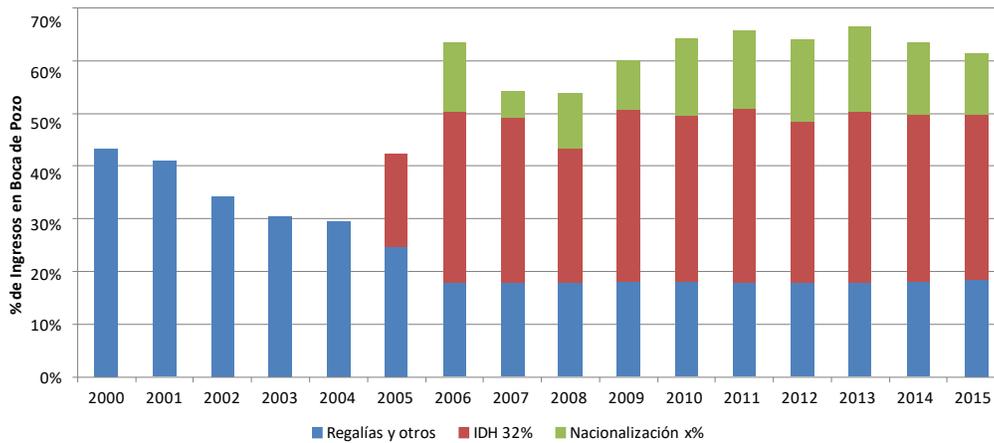


Fuente: YPFB, SIN, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Dado que es necesario contrastar el total de tributos con las ventas en boca de pozo del sector, a continuación se presenta la participación de cada uno de los conceptos presentados en la Figura 19, sólo que en esta oportunidad, como porcentaje (%) de las ventas totales en boca de pozo (Figura 20). Sobre el particular, resaltamos:

- 1) Durante el período 2000-2004, el porcentaje de ingresos osciló entre el 30% y 40%, por ello no es correcto afirmar que antes de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos y del llamado proceso de "nacionalización", este porcentaje para el sector en su conjunto fuera únicamente de 18%.
- 2) En general, las regalías más el IDH representan el 50% de los ingresos brutos en boca de pozo, en ocasiones este porcentaje es mayor o menor debido al rezago (tres meses) en el pago de este tributo por parte de YPFB.
- 3) En años pasados, los ingresos provenientes de la "nacionalización", generaron una participación adicional sobre los ingresos en boca de pozo que osciló entre el 10% y 15%.

Figura 20: Tributos del *Upstream* como % de la Producción

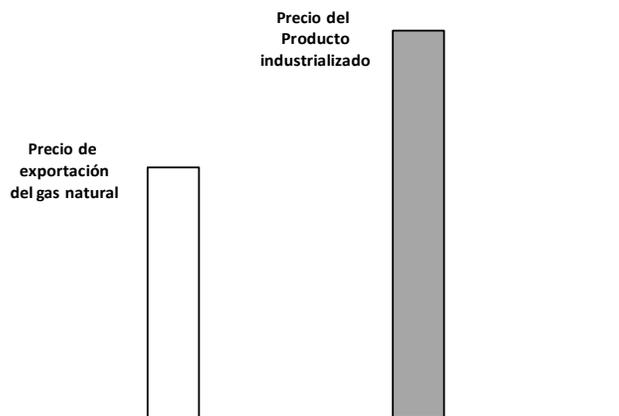


Fuente: YPFB, SIN, Ministerio de Hidrocarburos y Energía

2. Evaluación económico-financiera del proyecto de urea y amoniaco

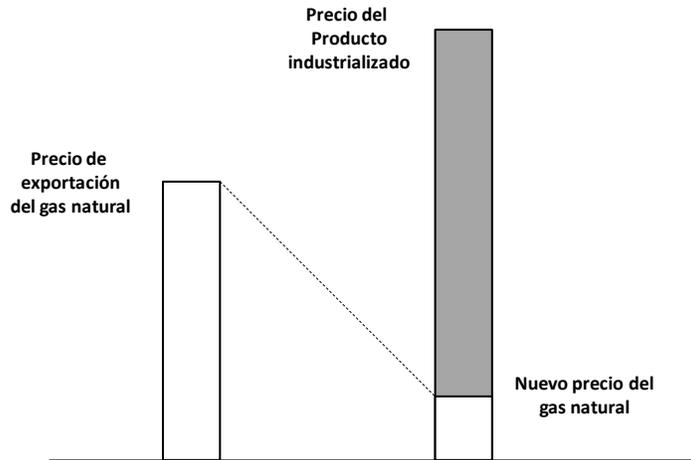
El argumento usual es como sigue: "el precio del producto industrializado es mayor al precio de la materia prima." Asumiendo que ello es cierto, es posible construir la siguiente Figura, en ella se advierte que el precio de exportación del gas natural como materia prima (en blanco) es menor al precio del producto industrializado (en gris).

Figura 21: Diferencia de precios en la industrialización del gas natural



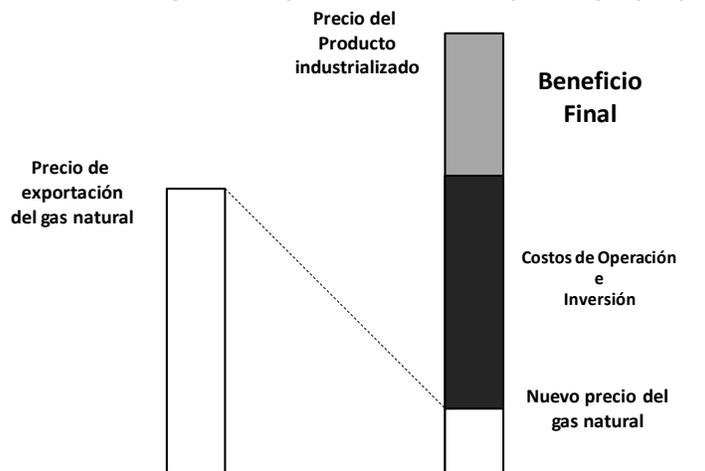
Ahora bien, gran parte de los proyectos de industrialización del gas así como también la Ley de Hidrocarburos, requieren o establecen que el precio del gas natural, como materia prima para ser industrializada, debe ser *menor* al precio de exportación de este producto, de hecho la mencionada ley de hidrocarburos establece que este precio no debe ser mayor al 50% del precio de exportación. Con esta información, ahora en la nueva figura se observa que el precio del producto industrializado tiene inserto un precio del gas natural menor denominado "Nuevo precio del gas natural".

Figura 22: Industrialización del gas con nuevos precios en boca de pozo



Ante esta idea el contraargumento usual es: "el área gris (en la Figura) compensa la pérdida por el menor precio del gas natural". Ello no es completamente cierto, dado que el precio del producto industrializado debe cubrir los costos de operación y de inversión, entonces, con esta nueva pieza de información, la nueva Figura es:

Figura 23: Precio del gas natural para industrialización que incluye opex y capex

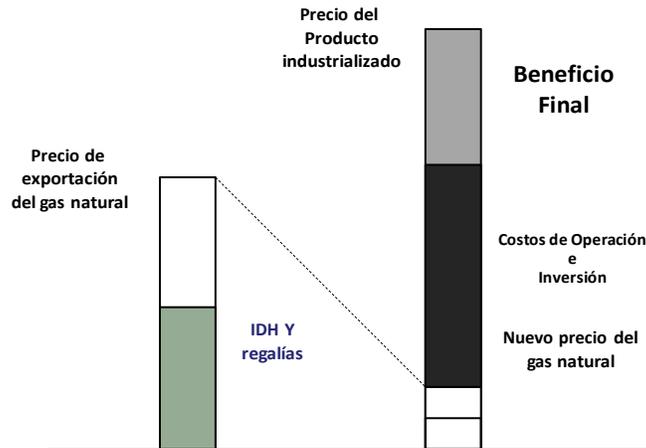


En este nuevo contexto, la pregunta es si el beneficio final (en gris) compensa la pérdida por el precio del gas natural más bajo. Es ésta la razón por la que la segunda sección de

este documento intentará realizar un análisis numérico con la información disponible para el proyecto de Amoniaco-Urea que actualmente se construye en Bolivia.

Antes de concluir la primera parte es útil también señalar las dificultades (o desafíos) que surgen con las regalías e impuestos (IDH¹⁵) en Bolivia cuando los precios del gas natural a industrializarse son menores a los del gas natural exportado. En la siguiente Figura se observa que la base sobre la que se aplican las regalías e IDH en Bolivia es el precio del gas natural en boca de pozo, con un área degradada en la figura. Queda claro que un precio más bajo impacta negativamente en aquellas instituciones que coparticipan de dichas regalías e IDH.

Figura 24: Problemas fiscales asociados a la industrialización del gas natural



Supuestos y metodología

Debido a que la información pública de dicho proyecto no es completa, es necesario asumir determinados valores para algunas variables y, quizá lo más importante, realizar análisis de sensibilidad sobre éstas. Los supuestos del modelo construido para los fines antes mencionados son:

- El volumen de gas natural que utilizará la planta es de 1.42 MM mcd¹⁶ con un poder calorífico de 1.0 MMBTU/MPC.
- La capacidad total de la planta es de 2,100 Tmd de urea.¹⁷ En este sentido, se asume que el primer año se produce al 50% de la capacidad total, el segundo al 75% y a partir del tercero el 100%.

¹⁵ Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

¹⁶ Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2013).

¹⁷ Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2013).

- La inversión inicial de la planta es de US\$ 917 millones¹⁸ que se financia con un crédito del Banco Central de Bolivia (BCB) a 20 años plazo y con una tasa de interés del 1% anual.¹⁹ Por ello, el período de análisis será de dicho plazo y la tasa de descuento a utilizarse será del 1%.²⁰
- Los costos de operación (opex) que no incluyen la compra de gas natural se asumen iguales al 1.3% del total invertido.²¹
- Destino de la producción de urea: 20% mercado interno y 80% para la exportación²² al Brasil.
- El precio de venta de la urea al mercado interno se asume es el 50% del precio de exportación de este producto.²³
- El costo de transporte de urea para el mercado interno se asume 0 US\$/Ton y 85 US\$/Ton para el mercado externo.
- El precio de compra de gas natural (para su posterior transformación en urea) se asume es equivalente al 50% del precio de exportación de dicho producto.²⁴ El costo de transporte de gas natural para el mercado interno es igual a 0.41 US\$/MPC.
- El precio de venta al mercado externo de urea merece atención importante. De acuerdo a Galbraith (2010), Ott (2012) y Santamaría & Useche (2016), no es posible rechazar la hipótesis de que uno de los factores que influyen en el precio internacional de la urea es el precio del gas natural, dado que es la materia prima fundamental. En este sentido, se esperaría que la dinámica de precios de ambos productos se encuentre correlacionada de manera positiva.

En principio es útil analizar la siguiente tabla. En ella se presenta dos referencias internacionales para el precio de la urea, el valor unitario de importación de este producto en Brasil, el precio internacional del petróleo WTI y el precio de

¹⁸ Saavedra (2016).

¹⁹ Banco Central de Bolivia, crédito SANO No. 257/2012.

²⁰ No se descompone el análisis entre deuda y patrimonio, dado que se asume que todo el proyecto se realiza con el financiamiento del BCB al 1% anual; posteriormente se realiza el análisis de sensibilidad correspondiente.

²¹ Referencia que se obtuvo de Carneiro & Szklo (2015).

²² Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2013).

²³ Se toma como referencia lo que actualmente sucede con el precio del gas natural destinado al mercado interno y externo, de acuerdo al artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos No 3058, que establece: "*El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas. En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación.*"

²⁴ Artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos No. 3058.

exportación de gas natural boliviano al Brasil. Dos hechos destacan. Primero, los precios de importación de urea de Brasil²⁵ tienen un coeficiente de correlación de 98.1% con los precios internacionales del mismo producto, por tanto, es razonable utilizar dichos precios internacionales como referencia para el previo de venta de la producción boliviana de urea. Segundo, los precios internacionales del petróleo y la urea tienen una correlación de 82.7%, resultado que es consistente con lo señalado en el párrafo precedente.

Tabla 1: Precio internacional de la urea, el WTI y el precio de exportación de gas natural

Año	Precio internacional urea World Bank (US\$/Ton) ¹	Precio urea Black Sea (US\$/Ton) ²	Valor unitario importación de urea en Brasil (US\$/Ton) ³	WTI (US\$/Barril) ⁴	Precio exportación gas a Brasil (US\$/MM BTU) ⁵
2006	222.9	222.9	229.6	66.1	3.8
2007	309.4	309.4	322.7	72.3	4.1
2008	492.7	492.7	598.7	99.7	6.7
2009	249.6	249.6	270.7	61.9	5.0
2010	288.6	288.6	286.3	79.5	6.0
2011	421.0	421.0	444.6	94.9	7.7
2012	405.4	405.4	449.2	94.1	9.2
2013	340.1	340.1	357.6	98.0	9.0
2014	316.2	316.2	316.0	93.2	8.7
2015	272.9	270.7	299.8	48.7	5.6
2016	N.D.	199.7	225.8	40.1	N.D.

Fuente:

(1) World Bank: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

(2) www.indexmundi.com

(3) Alice web2, es el precio en el puerto de Santos, Brasil

(4) US Energy Information Administration, spot price

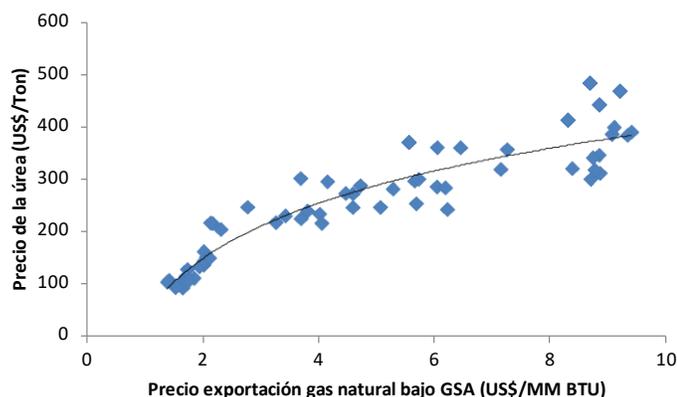
(5) YPFB, precio en Río Grande

Dados los resultados previos, cabe preguntarse si los precios internacionales de la urea tienen alguna correlación con los precios de exportación del gas natural boliviano al Brasil.²⁶ La Figura 25 evidencia que ambos precios tienen similar comportamiento, a mayor precio del gas natural, mayor el precio de la urea.

²⁵ Que se toma como el principal mercado de destino para la producción de urea boliviana.

²⁶ Ver anexos.

Figura 25: Precios internacionales de la urea y el precio de exportación de gas natural al Brasil



Por este motivo, el análisis que se realiza en esta sección utiliza el siguiente resultado econométrico:²⁷

Donde:

- Pu = Precio de venta de la urea boliviana
- Pg = Precio de exportación del gas natural boliviano al Brasil

Puesto que la alternativa a industrializar el gas natural es su comercialización al mercado externo como materia prima, en este caso a la República del Brasil, los resultados económico-financieros del proyecto de urea en Bolivia se contrastan con aquellos de un proyecto de exploración y explotación (E&E) del *upstream* para una similar cantidad de gas natural y cuyo mercado es la exportación. Los supuestos de este proyecto se detallan en el Anexo.

El impuesto sobre las utilidades se aplica tanto al proyecto de urea como al de E&E de gas natural, en el caso del primero existe un diferimiento de 8 años (de acuerdo a Ley) para el pago de dicho impuesto.²⁸ Por otra parte, sólo el proyecto de E&P paga el impuesto a las remesas y en ambos no se consideran el pago del impuesto sobre el valor agregado (IVA) y el impuesto a las transacciones (IT).

El análisis comparativo consiste en dos etapas: 1) La primera evalúa los resultados económico-financieros de ambos proyectos, exportación de urea y exportación de gas natural y; 2) la segunda contrasta, para ambos proyectos, los ingresos para el Estado boliviano. En el caso del proyecto de urea dichos ingresos se componen de: 11% regalía departamental, 1% para Beni y Pando, 6% para el Tesoro General de la Nación (TGN), 32% del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y el total del VAN del flujo de caja. En el caso del proyecto

²⁷ Que se obtuvo a partir de los datos de la Figura y además obtiene un R^2 positivo de 0.8697.

²⁸ Se asume que la depreciación de la inversión inicial es de 40 años, debido a que es una planta de gran escala.

E&P los ingresos del Estado son: 11% regalía departamental, 1% para Beni y Pando, 6% para el Tesoro General de la Nación (TGN) 32% del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).²⁹

Resultados del ejercicio

Con los supuestos explicado previamente y utilizando los indicadores usuales de evaluación, Valor Actual Neto del flujo de caja (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), se obtiene que el proyecto de exportación de gas natural posee una TIR 16.4% mayor al proyecto de urea y amoniaco. Por otra parte, este último proyecto tiene un VAN mayor en US\$ 11.7 millones al proyecto de E&E para exportar gas natural. Este resultado aparentemente contradictorio se explica porque la tasa de descuento utilizada para el VAN es 1%, igual al costo de la deuda por parte del BCB. Respecto a la diferencia de ingresos para el Estado boliviano, el proyecto de exportación genera US\$ 116.5 millones adicionales³⁰ respecto al proyecto de urea.

Los resultados señalados en el párrafo previo asumen un precio de exportación de gas natural igual a US\$/MM BTU 4.0. Por ello, a continuación se presentará la sensibilidad de dichos resultados, en particular la diferencia, a variaciones en este precio. Cuando esta diferencia es positiva, implica que el retorno³¹ del proyecto de urea es mayor y, naturalmente, cuando la diferencia es negativa, los retornos del proyecto de exportación son mayores

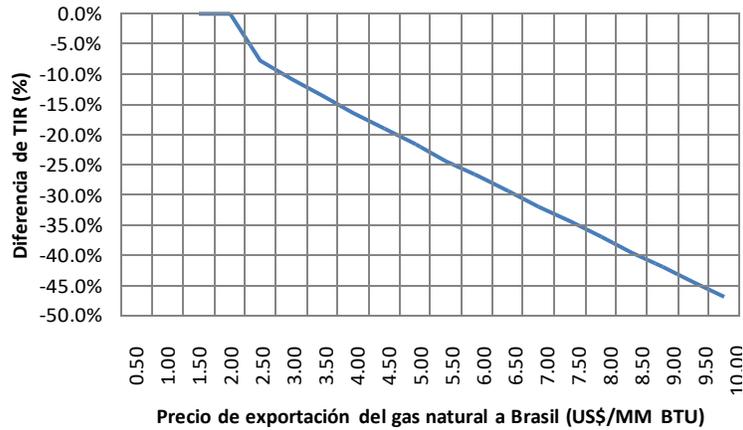
De acuerdo a la Figura 26, la diferencia de la TIR (en contra del proyecto de urea) se incrementa a medida que sube el precio del gas natural al mercado externo; el canal de transmisión es como sigue: a mayor precio de gas natural para la exportación, también se incrementa el precio de exportación de urea, sin embargo, el crecimiento en el retorno del proyecto de exportación de gas natural es mayor al observado en el caso de la urea.

²⁹ El supuesto implícito es que la operación la realiza un operador privado y no YPFB, por ello, el VAN del flujo de caja no es parte de los ingresos del Estado boliviano.

³⁰ En valor presente para los veinte años de duración del proyecto.

³¹ Retorno entendido como VAN o TIR.

Figura 26: Sensibilidad de la diferencia en la TIR ante cambios en el precio de exportación de gas natural



La Figura 27 presenta la diferencia del VAN del flujo de caja entre el proyecto de urea y el de exportación de gas natural. Como ya se anotó, debido a la baja tasa de descuento utilizada en el proyecto de urea, a determinados niveles de precios de exportación de gas natural (mayores a US\$/MM BTU 4.0) esta diferencia es positiva, es decir, el VAN del proyecto de urea es mayor al van del proyecto de exportación de gas natural, pero luego es nuevamente negativa. La Figura 28 presenta similar información a la Figura previa sólo que en este caso se utilizan distintas tasas de retorno de 1% hasta 20%. Como queda claro, con tasas de retorno superiores al 1% la diferencia a favor de exportar gas natural es superior a la de exportar urea.

Figura 27: Sensibilidad de la diferencia en el VAN ante cambios en el precio de exportación de gas natural

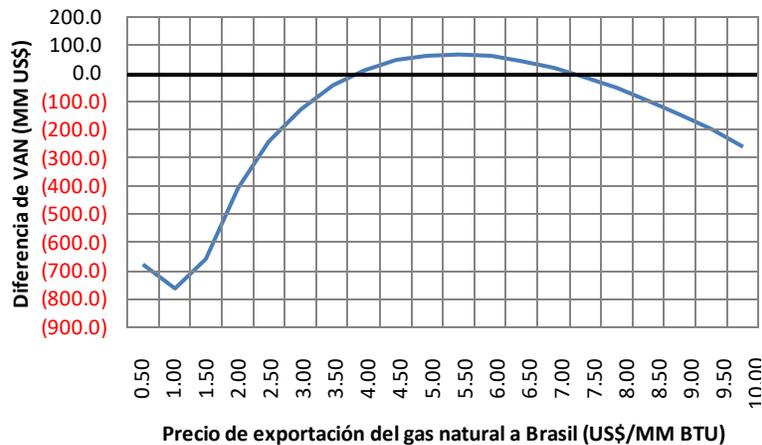
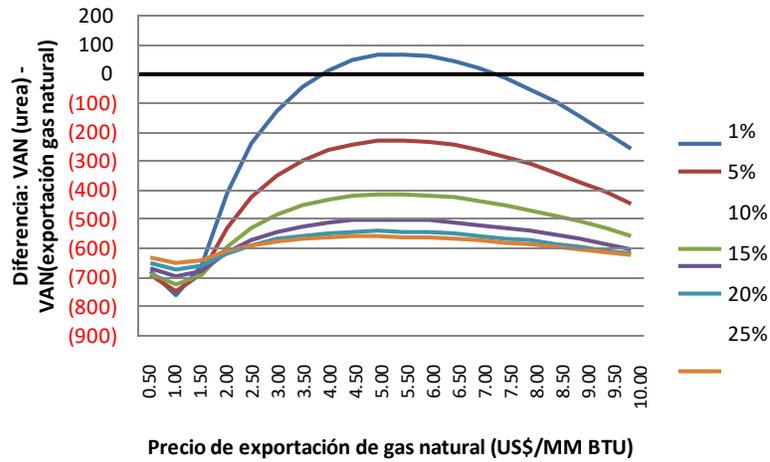


Figura 28: Sensibilidad del VAN a distintos precios del gas natural y distintas tasas de descuento



Por otra parte, la Figura 29 presenta la diferencia entre los ingresos del Estado del proyecto de urea y aquellos de la exportación de gas natural. Al igual que en figuras previas cuando esta diferencia es positiva, implica que los ingresos fiscales del proyecto de urea son mayores y, naturalmente, cuando la diferencia es negativa, los ingresos fiscales del proyecto de exportación son mayores. Es evidente que los ingresos para el Estado son mayores en el caso del proyecto de exportación de gas natural. Más aún, la Figura 30 presenta el comportamiento de esta diferencia a distintas tasas de descuento.

Figura 29: Sensibilidad de la diferencia en los ingresos para el Estado ante cambios en el precio de exportación de gas natural

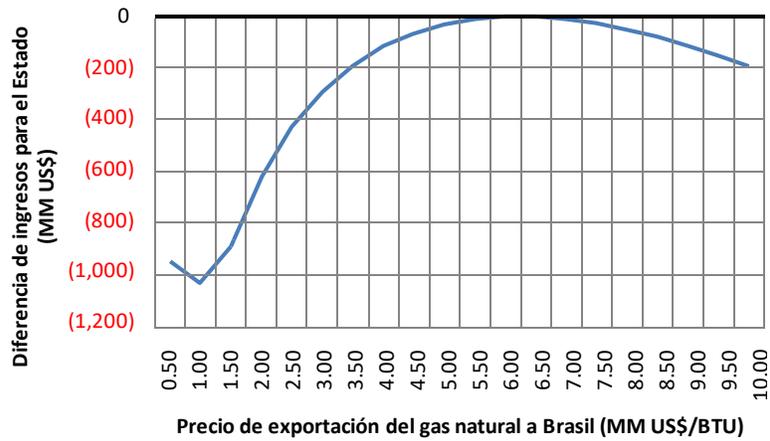
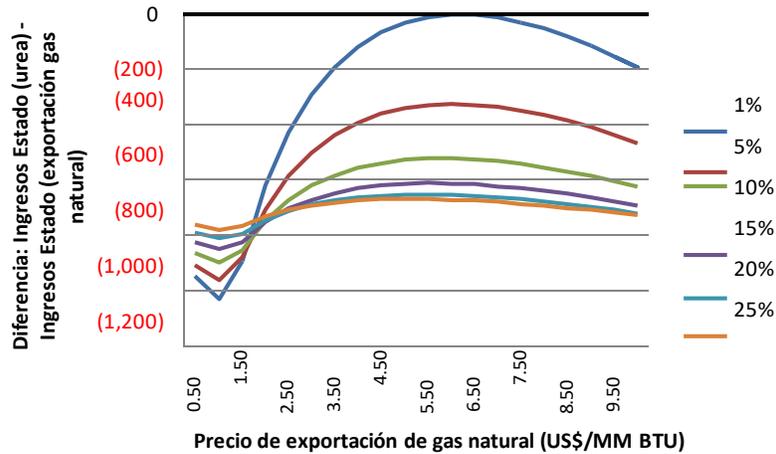


Figura 30: Sensibilidad de la diferencia de los ingresos fiscales a distintos precios del gas natural y distintas tasas de descuento



Un supuesto importante del análisis previo es que el precio del gas natural, utilizado en la planta de urea, es igual al 50% del precio de exportación.³² Sin embargo, en la actualidad el precio del gas natural destinado al mercado interno (para la generación de energía eléctrica, distribución de gas natural por redes, etc.) es igual a 1.3 US\$/MPC, es decir, mucho menos al precio de exportación. Por esta razón, a continuación se analizarán los resultados considerando un precio de compra de gas natural (para la planta de urea) igual a 1.3 US\$/MPC.

Las siguientes figuras muestran similares resultados a los obtenidos en el análisis previo, simplemente se observan mejores indicadores a favor del proyecto de urea. De hecho, a partir de un precio de exportación de US\$/MM BTU para el gas natural, el proyecto de urea presenta un mejor VAN y mejores recaudaciones fiscales (Figura 31, Figura 32 y Figura 34). Sin embargo, cuando la tasa de descuento se incrementa a 5% la diferencia en ingresos fiscales deja de ser positiva (Figura 35); y con una tasa del 10% la diferencia del VAN del flujo de caja es negativa (Figura 33).

³² El Artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos No. 3058, dice: "El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas". Añade: "En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el

cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación El Precio del Gas Natural Rico de exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y su contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de uno y medio por ciento (1.5%) molar de dióxido de carbono, medio por ciento (0.5%) molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base Seca máximo de mil (1.000) BTU por pie cúbico. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación se aplicará al Gas Natural Rico de exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turboexpansión”.

El artículo previo es muy importante, dado que de éste se puede inferir que el precio del gas natural utilizado como materia prima en los procesos de industrialización, no deben ser mayores al 50% del precio del gas natural exportado. Ello, como se verá adelante, tiene un impacto sobre los resultados económico financieros en los proyectos de industrialización del dicho gas natural.

Figura 31: Sensibilidad de la diferencia en la TIR ante cambios en el precio de exportación de gas natural y con precio del gas natural como materia prima igual a US\$/MPC 1.3

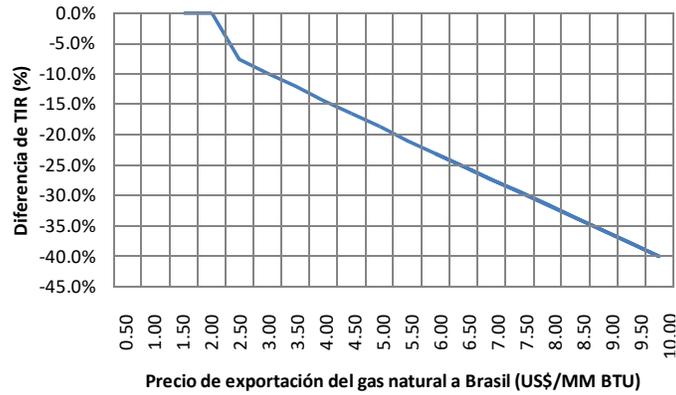


Figura 32: Sensibilidad de la diferencia en el VAN ante cambios en el precio de exportación de gas natural y con precio del gas natural como materia prima igual a US\$/MPC 1.3

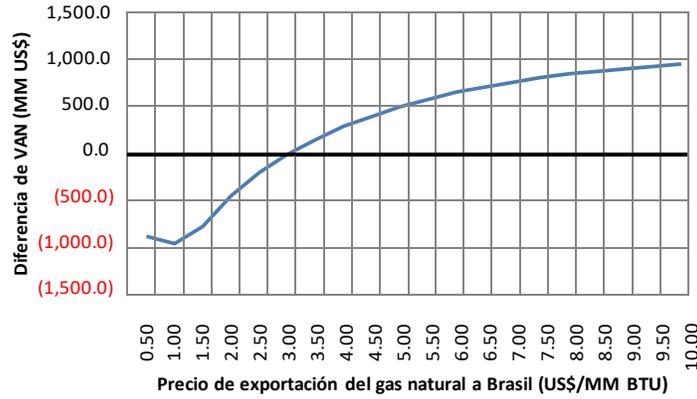


Figura 33: Sensibilidad de la diferencia en el VAN ante cambios en el precio de exportación de gas natural y con precio del gas natural como materia prima igual a US\$/MPC 1.3 (tasa de descuento del 10%)

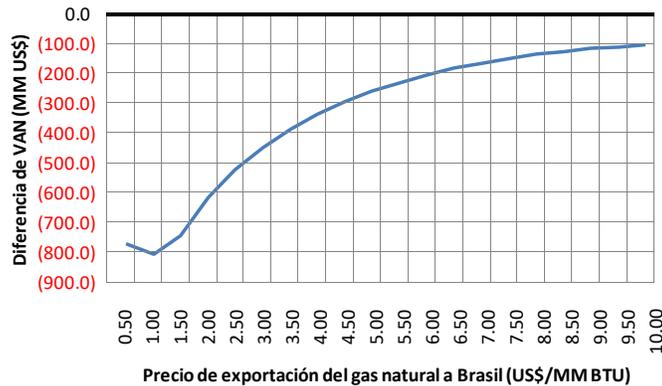


Figura 34: Sensibilidad de la diferencia en los ingresos fiscales ante cambios en el precio de exportación de gas natural y con precio del gas natural como materia prima igual a US\$/MPC 1.3

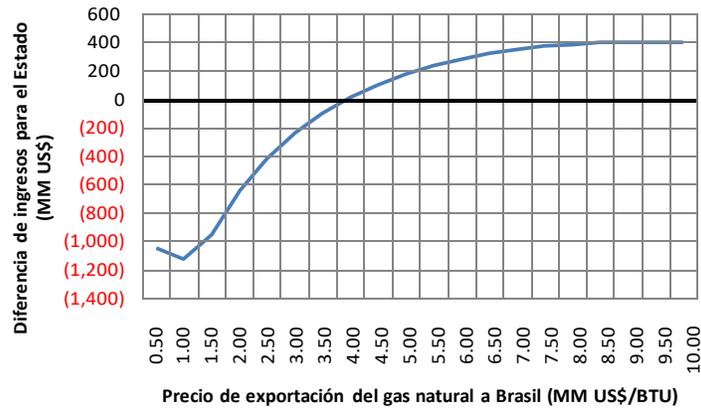
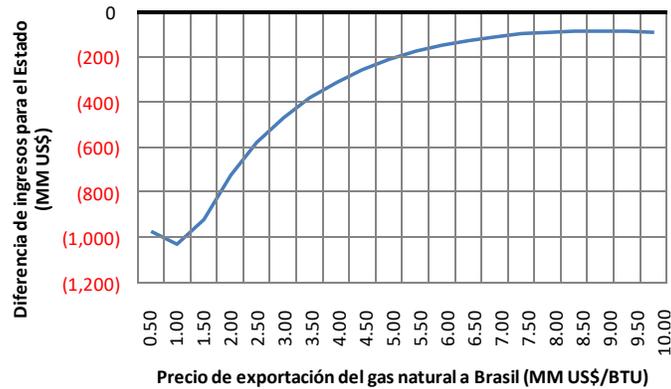


Figura 35: Sensibilidad de la diferencia en los ingresos fiscales ante cambios en el precio de exportación de gas natural y con precio del gas natural como materia prima igual a US\$/MPC 1.3 (tasa de descuento del 5%)



Si bien hasta ahora se utilizó el concepto de ingresos fiscales de forma agregada, ahora se lo descompondrá para analizar la redistribución de recursos al interior del Estado, debido al proyecto de urea. La Tabla 2 presenta la recaudación fiscal en el caso del proyecto de urea³³, y la Tabla 3 el mismo concepto sólo que para el proyecto de exportación de gas natural; en ambos casos se considera que el precio de venta de gas natural a la planta de urea está fijo en US\$/MPC 1.3.

Como se podía anticipar, los ingresos para las regiones y aquellas instituciones que coparticipan el IDH son menores para el caso del proyecto de urea, dado el supuesto de un precio fijo de US\$/MPC 1.3. Se puede advertir que uno de los impactos fiscales más importantes al industrializar el gas natural es la redistribución de los beneficios al interior del Estado, desde el gobierno nacional y los regionales hacia la empresa industrializadora.

³³ Como ya se mencionó, ésta incorpora el VAN del flujo de caja.

Tabla 2: VAN de los ingresos para el Estado - Proyecto de urea (MM US\$)³⁴

Precio GN ME Bpd	VAN (MM US\$)	Regalías 11% (MM US\$)	B y P 1% (MM US\$)	TGN 6% (MM US\$)	IDH 32% (MM US\$)	Total (MM US\$)
0.50	(1,109.1)	30.4	2.8	16.6	88.4	(970.9)
1.00	(1,109.1)	30.4	2.8	16.6	88.4	(970.9)
1.50	(855.7)	30.4	2.8	16.6	88.4	(717.5)
2.00	(463.9)	30.4	2.8	16.6	88.4	(325.7)
2.50	(157.6)	30.4	2.8	16.6	88.4	(19.4)
3.00	97.2	30.4	2.8	16.6	88.4	235.4
3.50	315.4	30.4	2.8	16.6	88.4	453.6
4.00	506.2	30.4	2.8	16.6	88.4	644.3
4.50	675.6	30.4	2.8	16.6	88.4	813.8
5.00	828.1	30.4	2.8	16.6	88.4	966.3
5.50	966.7	30.4	2.8	16.6	88.4	1,104.8
6.00	1,093.6	30.4	2.8	16.6	88.4	1,231.8
6.50	1,210.8	30.4	2.8	16.6	88.4	1,349.0
7.00	1,319.6	30.4	2.8	16.6	88.4	1,457.8
7.50	1,421.1	30.4	2.8	16.6	88.4	1,559.3
8.00	1,516.3	30.4	2.8	16.6	88.4	1,654.5
8.50	1,605.9	30.4	2.8	16.6	88.4	1,744.1
9.00	1,690.5	30.4	2.8	16.6	88.4	1,828.6
9.50	1,770.6	30.4	2.8	16.6	88.4	1,908.7
10.00	1,846.7	30.4	2.8	16.6	88.4	1,984.9

Tabla 3: VAN de los ingresos para el Estado - Exportación de gas natural (MM US\$)³⁵

Precio GN ME Bpd	Regalías 11% (MM US\$)	B y P 1% (MM US\$)	TGN 6% (MM US\$)	IDH 32% (MM US\$)	Total (MM US\$)
0.50	17.4	1.6	9.5	50.7	79.2
1.00	34.8	3.2	19.0	101.4	158.4
1.50	52.3	4.8	28.5	152.0	237.6
2.00	69.7	6.3	38.0	202.7	316.8
2.50	87.1	7.9	47.5	253.4	395.9
3.00	104.5	9.5	57.0	304.1	475.1
3.50	121.9	11.1	66.5	354.8	554.3
4.00	139.4	12.7	76.0	405.4	633.5
4.50	156.8	14.3	85.5	456.1	712.7
5.00	174.2	15.8	95.0	506.8	791.9
5.50	191.6	17.4	104.5	557.5	871.1
6.00	209.1	19.0	114.0	608.2	950.3
6.50	226.5	20.6	123.5	658.8	1,029.4
7.00	243.9	22.2	133.0	709.5	1,108.6
7.50	261.3	23.8	142.5	760.2	1,187.8
8.00	278.7	25.3	152.0	810.9	1,267.0
8.50	296.2	26.9	161.5	861.6	1,346.2
9.00	313.6	28.5	171.0	912.2	1,425.4
9.50	331.0	30.1	180.5	962.9	1,504.6
10.00	348.4	31.7	190.1	1,013.6	1,583.8

Dado el resultado previo, y tomando en cuenta lo dispuesto en los artículos 300 y 302 de la CPE¹, es posible compensar los menores ingresos pro regalías (11%) e IDH (32%) con una posible participación en las utilidades del proyecto

¹ Los referidos artículos de la CPE, reconocen que los gobiernos departamentales y municipales son competentes, en sus jurisdicciones, para participar en empresas de industrialización, distribución y comercialización de Hidrocarburos, en asociación con las entidades nacionales del sector.

³⁴ Utilizando una tasa de descuento del 1%.

³⁵ Utilizando una tasa de descuento del 1%.

de industrialización. En este sentido, a continuación se presenta la tabla donde está reflejada la pérdida del 11% y 32% como porcentaje del VAN del flujo de caja utilizando una tasa de descuento del 1%. Para precios mayores a US\$/MM BTU 4.5, esta "compensación" presenta un promedio de 24% para el departamento productor y 71% para las instituciones que coparticipan el IDH. En concreto, la participación de los gobiernos departamentales y municipales en la utilidad de los proyectos de industrialización podría, en alguna medida, mitigar la pérdida de recursos por menores precios del gas natural.

Tabla 4: Compensación de recursos de la regalía (11%) y del IDH (32%)

Precio GN ME Bpd	Diferencia Regalía 11% (MM US)	% Diferencia 11% respecto del VAN	Diferencia Regalía 32% (MM US)	% Diferencia 32% respecto del VAN
0.50	10.9	-1%	31.8	-4%
1.00	27.7	-3%	80.5	-9%
1.50	36.6	-5%	106.3	-15%
2.00	45.4	-11%	132.2	-32%
2.50	54.3	-30%	158.0	-88%
3.00	63.2	-2958%	183.9	-8604%
3.50	72.1	52%	209.7	151%
4.00	81.0	32%	235.5	94%
4.50	89.8	26%	261.4	76%
5.00	98.7	24%	287.2	69%
5.50	107.6	22%	313.0	65%
6.00	116.5	22%	338.9	64%
6.50	125.4	22%	364.7	64%
7.00	134.3	22%	390.6	65%
7.50	143.1	23%	416.4	67%
8.00	152.0	24%	442.2	69%
8.50	160.9	25%	468.1	72%
9.00	169.8	26%	493.9	75%
9.50	178.7	27%	519.8	79%
10.00	187.6	28%	545.6	83%

Hasta ahora se asumió que la producción complejo petroquímico de amoníaco y urea sólo comercializará urea, bajo el entendido de que la producción de amoníaco es utilizada como insumo para la producción de urea. Sin embargo, existe la posibilidad de que también se produzcan volúmenes adicionales de amoníaco que se puedan vender al mercado externo. Pese a que no existe información oficial al respecto y no se sabe con certeza sobre esta nueva producción, a continuación se realizará similar análisis al hecho previamente asumiendo una producción adicional de 96 Tmd de amoníaco.³⁶

Las siguientes figuras presentan los resultados en este nuevo escenario. Se observa que si bien los indicadores mejoran levemente a favor del proyecto de urea, las conclusiones no varían respecto de los escenarios previos: 1) el proyecto de urea presenta una menor

³⁶ De acuerdo a Carneiro dos Santos & Szklo (2016) por cada millón de mcd de gas natural procesado se pueden comercializar 67 Tmd de amoníaco, en este sentido, el procesamiento de 1.42 MM mcd permitiría la comercialización de 96 Tmd de amoníaco. Por otra parte, se asume que el precio del amoníaco es US\$/Ton 137.5 mayor al precio de la urea, ambos en el mercado externo.

TIR respecto al proyecto de exportación; 2) en términos del VAN, el proyecto de urea es mejor al de exportación de gas natural sólo con tasas de descuento cercanas al 1%; 3) los ingresos fiscales son mejores en el caso del proyecto de exportación de urea también son tasas de descuento muy bajas y cercanas al 1%.

Figura 36: Sensibilidad de la diferencia en la TIR ante cambios en el precio de exportación de gas natural (incluye producción de amoniaco)

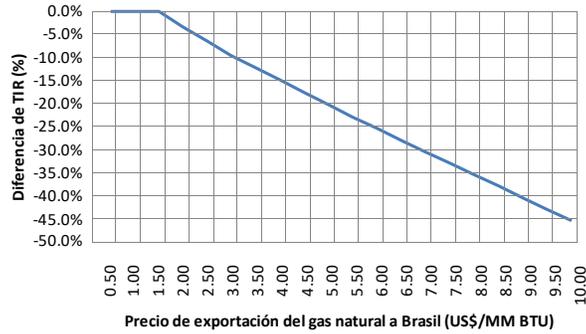


Figura 37: Sensibilidad de la diferencia en el VAN ante cambios en el precio de exportación de gas natural (incluye producción de amoniaco)

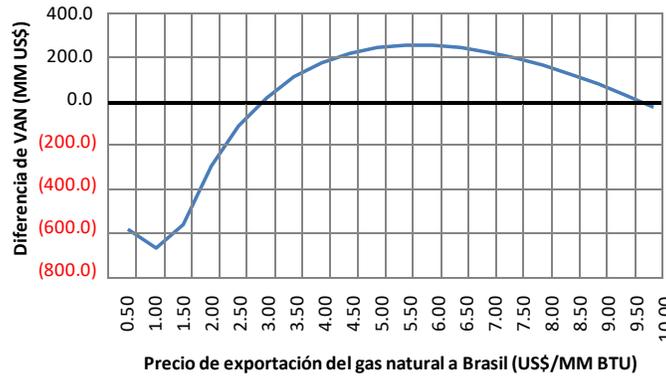


Figura 38: Sensibilidad del VAN a distintos precios del gas natural y distintas tasas de descuento (incluye producción de amoniaco)

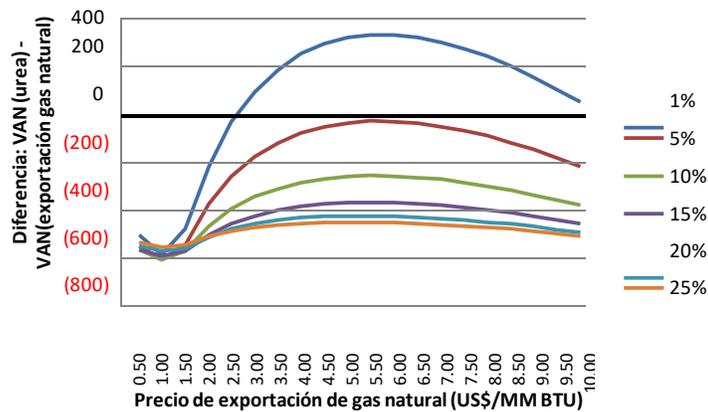


Figura 39: Sensibilidad de la diferencia en los ingresos para el Estado ante cambios en el precio de exportación de gas natural (incluye producción de amoniaco)

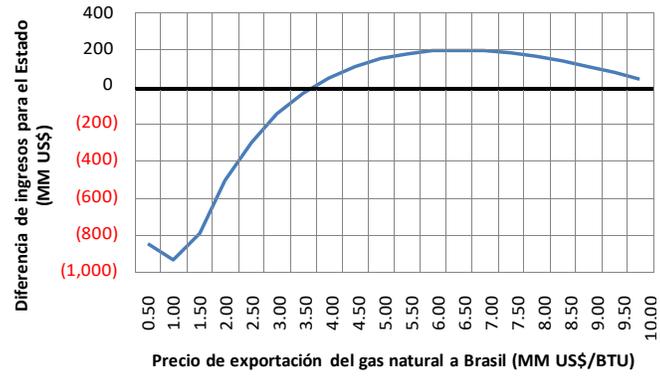
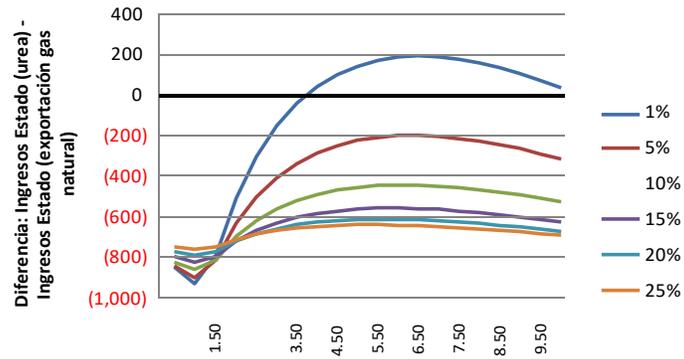


Figura 40: Sensibilidad de la diferencia de los ingresos fiscales a distintos precios del gas natural y distintas tasas de descuento (incluye producción de amoniaco)



Análisis alternativo

Considerando un precio internacional de la urea igual a US\$/Ton 240 y con el precio del gas natural (utilizado como materia prima para la planta de amoníaco y urea) de US\$/MM BTU 1.87 (sin subsidio) la tasa interna de retorno del proyecto es igual a 3.8% con una VAN del flujo de caja igual a US\$ 300 millones bajo una tasa de descuento del 1%; y de US\$ -476 millones con un descuento del 15%. Por otra parte, si el volumen producido es de 450,000 toneladas por año, la TIR es igual a -3.1% y el VAN del flujo de caja (con un descuento del 1%) alcanzaría un valor de US\$ -327 millones.

3. Desafíos de la política hidrocarburífera

Esta sección presenta algunas propuestas de política pública que pueden ayudar a mejorar el desempeño del sector hidrocarburos, y en particular de YPF. Partimos del supuesto de que YPF mantendrá su presencia en el futuro, siendo muy difícil imaginar un proceso de privatización como ocurriera en el pasado.³⁷

Marco Legal

Se debe definir y precisar el actual marco legal aplicado al sector, lo cual pasa por reglamentar adecuadamente varios artículos de la Constitución, puesto que muchas de sus disposiciones no son compatibles con las leyes y decretos en vigencia. En particular, es necesario resolver las siguientes cuestiones:

- La tipología de contratos de exploración y explotación, definida en la CPE, dista de aquella definida en la actual Ley de Hidrocarburos.
- La CPE sólo asegura la vigencia de las regalías departamentales aplicadas al sector, lo cual sugiere que abriría una ventana de oportunidades para crear un sistema impositivo progresivo y adecuado con los operadores públicos y privados.
- La relación con el medio ambiente y las comunidades indígenas establecida en la nueva CPE, necesita ser reglamentada, de manera de que definan los límites y obligaciones de las empresas operadoras de los campos de gas natural y petróleo.
- Reglamentar la forma de incentivar los proyectos de industrialización del gas natural, dado que no todos son beneficiosos para el país. Por ejemplo, crear un mecanismo que evalúe costos y beneficios de estos proyectos, es absolutamente necesario, caso contrario, existe el riesgo de financiar proyectos que típicamente son "llave en mano" y no poseen un análisis financiero adecuado en función a los requerimientos del mercado.

YPFB

¿Por qué un Estado debería proveer un bien o servicio y no la empresa privada? La literatura económica tiene amplias y variadas respuestas, a continuación se presentarán algunas de ellas:

1. Monopolios Naturales: es preferible tener uno público que uno privado, aun cuando este último esté correctamente regulado.
2. Fallas en el mercado de capitales: el sector privado no invertiría en industrias de alto riesgo y/o proyectos de larga gestación, por ello, la intervención estatal es

³⁸ Medinaceli (2009).

deseable.

3. Externalidades: el sector privado no desea invertir en actividades que pueden beneficiar a otras industrias sin recibir una remuneración a cambio.
4. Equidad: las empresas que sólo buscan maximizar sus beneficios podrían no querer ofrecer sus servicios/productos a personas pobres o que viven en zonas alejadas.

Todos esos objetivos podrían ser alcanzados por el sector privado, pero ello requiere diseño, implementación y administración de contratos completos a un costo no despreciable. Salehi&Toossi (2002) encuentran, tanto a nivel teórico como empírico, que una empresa estatal genera un equilibrio estable cuando: a) el costo de la ineficiencia por mayor empleo es bajo; b) el costo del compromiso con el sector privado, por mantener las reglas del juego estables, es alto; c) la presión política por empleos es considerable.

En un estudio anterior (Medinaceli, 2009), constatamos que existen factores externos e internos (desde un punto de vista teórico) que pueden mejorar el desempeño de una empresa estatal. Así, no parece malo que una empresa estatal tenga múltiples objetivos, pero si la priorización de ellos es confusa, entonces el manejo empresarial se hace difícil, por ello, es necesario tener claro el objetivo central de la empresa. Los indicadores usuales de desempeño empresarial (elevados beneficios, por ejemplo) no debieran ser las únicas medidas tomadas en cuenta, toda vez que las empresas estatales deben alcanzar objetivos de equidad; así, por ejemplo, fijar metas de producción doméstica y ampliar mercados internacionales para ésta, podría colaborar mucho en el seguimiento de dicho desempeño.

Un sistema que separe a la empresa de la injerencia estatal es positivo para el desempeño de una empresa pública. Por otra parte, un sistema de premios y castigos para evaluar el desempeño de los gerentes, crea los incentivos necesarios para mejorar la eficiencia de la empresa. Finalmente, una de las formas más efectivas para mejorar el desempeño de una empresa, es introducir representantes del sector privado dentro la misma. Está comprobado que el desempeño de una empresa estatal mejora mucho cuando el Estado no cubre las deudas no pagadas por dicha empresa, de esta forma, se induce a cierta disciplina financiera. En cualquier caso, una política necesaria, pero no suficiente, para impedir la injerencia político- partidaria es la *corporativización* de la empresa estatal. De hecho, existe una amplia literatura coincide en que éste debiera ser el primer paso para mejorar la eficiencia de la empresa.

Entre los factores externos a tener en cuenta está la necesidad de incrementar la competencia. Evidentemente, esta medida no puede implementarse de la forma usual en el caso de los monopolios naturales, pero sí es posible en aquellos sectores donde interviene el sector privado; por ejemplo, en el mercado de estaciones de servicio o, cuando el tamaño de la demanda lo permita, en la refinación del petróleo.

Frecuentemente, los gobiernos utilizan las empresas estatales para solucionar problemas que, en principio, no son propios de ellas. En este sentido, diseñar otro tipo de soluciones a estos problemas podría ayudar a disminuir el presupuesto de la empresa estatal.

En cambio, el desempeño de la empresa estatal podría mejorar mucho con un marco legal que (a) permita que parte de las acciones puedan venderse al sector privado; (b) aplicar restricciones presupuestarias; (c) evitar métodos complejos de monitoreo; (d) establecer criterios empresariales internacionalmente aceptados.

En ese sentido, el país podría beneficiarse enormemente de las buenas experiencias de reformas encaradas por varias empresas estatales en América del Sur (Medinaceli, 2009). A continuación, destacamos algunas medidas adoptadas con reconocido éxito:

- *Sí existen casos donde la empresa otorga bonos al cumplimiento de metas cualitativas y cuantitativas, ello ayuda a resolver el problema de agencia mencionado en el primer capítulo de este trabajo. Así como también, la estabilidad laboral genera el ambiente adecuado para que los trabajadores realicen un mejor trabajo y, tal vez más importante, los planes de mediano y largo plazo sí se ejecuten.*
- *En países importadores de petróleo, la empresa estatal generalmente se dedica a la refinación y distribución de los derivados. En este sentido, cuando la coyuntura de precios es creciente (como la actual) es positivo mantener una fluida comunicación entre el Ministerio de Hacienda, el organismo regulador de precios y la empresa estatal. De esta forma, el ajuste en los precios internos de los derivados no daña ni las finanzas de la empresa ni la recaudación fiscal.*
- *Es usual encontrar que los planes de expansión e inversión de mediano y largo*

- *plazo son aprobados de manera conjunta con los Ministerios correspondientes, en particular de Hacienda, sin embargo, existe bastante flexibilidad al momento de ejecutar los planes anuales. De hecho, algunas empresas tienen completa independencia para diseñar los mismos, en algunos casos, la participación del Gobierno en el diseño e implementación de los proyectos es en calidad de socio.*
- *Parece de gran utilidad que el Gobierno Central o miembros de Poder Ejecutivo, participen en la elaboración de los planes y proyectos de la empresa estatal. Así, cuando los mismos deben ser aprobados en una instancia más formal, entonces, no reciben muchas objeciones del propio Gobierno.*
- *En varias de las reformas efectuadas a empresas estatales, el apoyo de los trabajadores a la misma parece relevante en su éxito . Aparentemente este éxito se debió a que fueron los propios trabajadores quienes impulsaron la reforma.*
- *Uno de los objetivos de que una empresa estatal posea un paquete accionario, aun cuando el 100% de las acciones pertenezcan al Estado, es otorgar mayor flexibilidad en el manejo gerencial de la empresa. En este sentido, muy poco ayuda tener dicho paquete accionario si, por otro lado, existen un conjunto de normas legales que son contrarias a otorgar mayor flexibilidad a la empresa.*
- *Las empresas estatales que están en proceso de reforma, realizaron las gestiones necesarias para modificar la normativa legal, de tal forma que los procesos administrativos y operativos inherentes a la actividad petrolera, se desliguen de los usualmente observados en el sector público. De esta forma, se crean normas particulares aplicadas sólo a la empresa estatal del sector hidrocarburos. Por otra parte, en aquellas empresas ya consolidadas o con resultados exitosos, como PETROBRAS y ECOPETROL, este tipo de normativa particular es práctica común.*

Tanto en el plano teórico como empírico, se observa que una buena parte del éxito que obtiene una empresa estatal se presenta cuando se toma la decisión de llevar a cabo un proceso de corporativización. Es decir, que la empresa estatal pueda formar paquetes accionarios (sin perder el control de su administración) y, en lo posible, trazarlos en las bolsas de valores internacionales. Ello no sólo puede mejorar el *acceso al crédito*, sino también ordenar y transparentar las operaciones de dicha empresa, toda vez que los mecanismos de control para realizar este tipo de actividades son, muchas veces, mayores a aquellos implementados en el sector público. Por lo tanto, fijar este tipo de metas para YPFB sería una buena política, para proyectarse hacia objetivos de mediano y largo plazo bastante razonables.

Sistema Tributario

Uno de los problemas centrales del sistema tributario aplicado al sector

hidrocarburífero en Bolivia es su regresividad respecto a la dimensión de los campos y las condiciones de precios y costos. En efecto, actualmente toda la producción en Bolivia es sujeta de tributos "ciegos" equivalentes al 50% del total producido.³⁹ Si bien los megacampos situados al sur de Bolivia pueden, con precios de exportación elevados, soportar esta carga tributaria, existen prospectos, no de tanta envergadura, que no pueden tributar el 50% de sus ingresos brutos, aun cuando sea YPFB quien controle éstos.

En este sentido, es necesario crear un sistema tributario progresivo que grave a cada campo, según: i) el nivel de producción; ii) el nivel de reservas; iii) el mercado destino; iv) los precios de venta en Boca de Pozo. Una buena aproximación a ello puede encontrarse en los contratos de exploración y explotación firmados entre el Estado boliviano y las operadoras privadas a raíz del proceso llamado de "nacionalización", que definen la participación de YPFB en función a la recuperación de inversiones por los contratistas.

Adjudicación de áreas

Uno de los aspectos centrales en la administración de áreas de interés hidrocarburífero es la forma cómo éstas se adjudican, sea a la empresa pública sea a la privada. Lo deseable es que se adjudique la empresa más eficiente posible, entendiendo esta "eficiencia" en un sentido amplio: i) menores costos de operación y capital; ii) explotación racional y prudente del campo; iii) amplia posibilidad de abrir mercados.

Las buenas prácticas en países productores de petróleo y/o gas natural en América Latina, generaron dos tipos de políticas: a) procesos de licitación pública e internacional para adjudicar los bloques de interés hidrocarburífero; b) la separación de funciones por parte del Estado, creando una institución administradora de contratos separada de la empresa estatal, a menudo operadora de algunos campos hidrocarburíferos.

Respecto al primer punto, procesos de licitación pública, se observa que con este mecanismo el país genera espacios de transparencia en la adjudicación de bloques y, en general, son las empresas más eficientes aquellas que terminan explorando y explotando estas áreas. Naturalmente, cada país posee distintos criterios de clasificación de las propuestas, entre las más usuales se encuentran: 1) nivel de inversión propuesto; 2) mayores tributos a los establecidos por ley; 3) operaciones adicionales en el campo; 4) contratación de mano de obra local. También se observa que no necesariamente, con este tipo de mecanismos, la empresa estatal termina no explorando y explotando las áreas, dado que en muchas oportunidades (Petrobras S.A.

³⁹ Este 50% está compuesto por: 11% para el departamento productor, 1% para Beni y Pando, 6% para el TGN y 32% por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

por ejemplo) es socia de las empresas privadas internacionales dado el conocimiento geológico del país receptor del capital internacional.

El segundo punto, la separación de funciones en las instituciones estatales, resulta prioritario para atraer inversión al sector. Típicamente se observa que las empresas estatales tienden a cumplir dos funciones: 1) operadores de campos; 2) administradores de contratos, resultando "juez y parte" en varias oportunidades. Por ejemplo, imagine que la empresa estatal no cumple con las disposiciones legales establecidas y por ello debe regresar el área al Estado, entonces, si las funciones no están separadas, se llega a la extraña situación en la que la empresa estatal regresa el área a la propia empresa estatal, dado que también actúa como administradora de contratos. Por esta razón, países como Brasil, Colombia, Perú, entre otros, decidieron crear una institución estatal independiente de la empresa pública, encargada de licitar áreas y firmar y administrar los contratos de exploración y explotación hidrocarburífera, bajo el entendido de que no necesariamente lo mejor para la empresa estatal es lo mejor para el Estado.

Precios en el mercado interno

Otro tema central en materia de política energética interna, es la metodología para fijar los precios internos de los principales derivados del petróleo, gasolina, diesel oil y GLP. La razón es clara, en la medida que los precios domésticos reflejen su "oportunidad internacional"⁴⁰, el abastecimiento del mercado interno será realizado con bastante holgura; por el contrario, países (usualmente productores) que no ajustaron su precio interno a criterios internacionales tuvieron problemas de abastecimiento.⁴¹

Un aspecto importante dentro el manejo de los precios domésticos de los principales derivados del petróleo, radica en que es un sólo instrumento para varios objetivos. Usualmente, las economías latinoamericanas utilizaron este precio con varios objetivos: i) *Fiscales*, dado que a través de él se aplican impuestos al consumo de estos productos; ii) *Sociales, ya que mantener los precios bajos "ayuda" a las familias pobres*; iii) *de política energética*, dado que precios que reflejen el *costo económico*⁴² de producción, generalmente, incentivan la inversión pública y privada. Naturalmente, cuando el

⁴⁰ En los países productores, esto se alcanza a través del "precio paridad de exportación", y en aquellos países importadores es el "precio paridad de importación". Bajo el primer concepto, al precio de referencia internacional se restan los costos de transporte y comercialización; en el segundo, a dicho precio internacional se añaden los costos de transporte y comercialización.

⁴¹ Esto se hizo latente en los últimos años porque los precios nacionales no se incrementaron a la par de los precios internacionales, ello originó desabastecimiento porque: 1) la demanda interna y externa (en la forma de "contrabando" de derivados del petróleo) se incrementó notablemente; 2) dado que los precios se mantuvieron "congelados", la inversión doméstica para acompañar el crecimiento en la demanda fue, por decir lo menos, muy baja; y 3) los precios bajos de los principales derivados del petróleo incentivaron a la migración de otras fuentes de energía, por ejemplo, en Ecuador varias residencias utilizan GLP para calentar el agua de las piscinas que poseen.

⁴² El costo económico incluye el costo de producción contable y una ganancia razonable para el inversionista (que incluye el costo de oportunidad).

número de objetivos es mayor al número de instrumentos (en este caso, tres objetivos y un solo instrumento), la política pública prioriza uno de dichos objetivos y relaja el resto.

¿Cuáles son ejemplos exitosos en el manejo de precios? La idea central es alcanzar los tres objetivos con, al menos, tres instrumentos. Por ejemplo, en Brasil, Irán y El Salvador, se ajustan los precios domésticos en función a su referencia internacional, pero, al mismo tiempo, el Estado otorga una compensación, usualmente en dinero a las familias más pobres de la sociedad. Es decir, focaliza el subsidio (que necesariamente es menor a una situación en la que se entrega el subsidio a todos los consumidores) y permite que los precios sean atractivos para la empresa pública y/o privada, asegurando de alguna manera el abastecimiento del mercado.

Nuevo acuerdo con Brasil

2019 marca un momento clave para la política de hidrocarburos en Bolivia, dado que entonces se cumplen 20 años del contrato de exportación de gas natural al Brasil. Al respecto, existe una alta probabilidad de que este plazo se amplíe por varios factores; dos de ellos son: a) la conciliación de volúmenes, debido a la cláusula de "*take or pay*", necesitaría de uno a dos años para completarse; b) tanto Bolivia como Brasil expresaron el deseo de continuar con el contrato en el futuro. A continuación, señalamos las nuevas condiciones de negociación de esta posible ampliación:

Los costos de capital del gasoducto de exportación en gran parte ya fueron amortizados, razón por la cual existe cierta holgura para que las tarifas de transporte sean menores, de manera que el gas natural boliviano incrementaría su competitividad en el mercado brasileño a través de precios más bajos al consumidor final. A diferencia de la década de los noventa, actualmente las reservas y producción de gas natural en el Brasil son considerables; de hecho, existen prospectos en el mar que podrían convertir al Brasil en un productor de hidrocarburos de categoría mundial. Sin embargo, estos yacimientos se encuentran alejados de la frontera Bolivia-Brasil. Por ello, si bien Brasil tendría una posición de negociación ventajosa, Bolivia no deja de tener una ventaja competitiva por la cercanía de sus campos de gas a la frontera binacional.

Uno de los temas centrales en la negociación será la capacidad de Bolivia para abastecer los volúmenes requeridos en el nuevo contrato, toda vez que el nivel de reservas probadas del país no parece suficiente para cumplir con los posibles volúmenes requeridos. Esta variable puede ser ajustada mediante un acuerdo de compra y venta con volúmenes interrumpibles, es decir, un

acuerdo más flexible en términos de cantidad enviada. Ello, naturalmente, disminuye el riesgo al comprador y lo incrementa al vendedor.

En el pasado, la negociación del contrato GSA fue realizada entre YPFB y PETROBRAS, pero actualmente los volúmenes que envía Bolivia son adquiridos por empresas privadas en Brasil. En este sentido, con elevada probabilidad la negociación no será "uno a uno" sino que YPFB deberá realizar acuerdos con varios compradores privados. Ello exige una estrategia de negociación distinta y las condiciones podrían variar para cada uno de los compradores. Este nuevo contexto apoya la hipótesis de un contrato (o varios) más flexible en términos de precios y volúmenes.

Un aspecto que Brasil conoce respecto de la situación boliviana son las pocas alternativas que posee Bolivia para vender el gas natural, en las condiciones de precios y volúmenes que actualmente tiene con ese país. Si bien Argentina es su segundo comprador, la estrategia de este último es lograr el autoabastecimiento energético en el mediano y largo plazo. Por ello, aislando la oportunidad argentina a través de un gasoducto convencional, surgen algunos posibles escenarios (no los únicos) para el gas boliviano: 1) el peor escenario es que Bolivia no encuentre compradores para su gas excedentario al requerimiento del mercado interno y deba, entonces, reinyectarlo o quemarlo⁴³ para obtener los líquidos asociados, la gasolina entre ellos; 2) que en los próximos años (muy poco probable) se logre un acuerdo con algún país vecino para vender gas a través de un proyecto de LNG; 3) que Bolivia logre acuerdos de *swaps* con algún país vecino para poder vender gas fuera del continente, entonces Bolivia podría comprometerse a entregar cierto volumen en la frontera y recibir su equivalente en el puerto; 4) una política agresiva de consumo en el mercado interno (muy poco probable) con precios no subsidiados, podría de alguna forma reemplazar los ingresos por la venta de gas al Brasil; 5) una combinación de las opciones anteriores.

Además de la cantidad, uno de los aspectos centrales en la posible futura negociación es la cláusula de precios. Queda claro que la actual fórmula establecida en el contrato funcionó muy bien para Bolivia, dado que permitió ingresos por exportación hasta 8 veces superiores a los inicialmente planificados. Sin embargo, bajo las nuevas condiciones quizás la presión del Brasil para renegociar (a la baja) esta cláusula sea elevada. En este punto es necesario remarcar que el precio de exportación generalmente tiene dos componentes insertos: i) el precio base; ii) los cambios en dicho precio base⁴⁴.

⁴³ ~~Ambas posibilidades implican costos elevados.~~

⁴⁴ Actualmente estos cambios están en función a una canasta de precios internacionales de *fuel oils*.

En años anteriores fue el mecanismo de ajuste (no así el precio base) lo que logró que el precio de exportación al Brasil se hubiera incrementado como lo hizo. Por este motivo, no sólo la negociación de la base del precio será difícil sino, también, el mecanismo de ajuste.

4. Conclusiones finales

- A. La política de hidrocarburos de los últimos diez años (2006-2016) se caracterizó por la maximización de ingresos para el Estado y por muy pocos incentivos para la exploración de hidrocarburos. Ello pudo ser posible debido a un contexto de precios internacionales del petróleo notoriamente favorable para los países productores y, en menor medida, a la necesidad urgente de Argentina de mayores volúmenes del gas procedente de Bolivia.
- B. Como resultado de una política hidrocarburífera guiada de la forma previamente mencionada, gran parte de la inversión en el sector fue destinada a la explotación de reservas antes descubiertas. Ello se refleja en el comportamiento de dos variables: 1) notable incremento en la producción de hidrocarburos y; 2) disminución en la tasa de recuperación de reservas de gas natural.
- C. Las condiciones prevalecientes en el pasado reciente, de crecientes niveles de demanda y de altos precios internacionales del petróleo, con alta probabilidad no se repetirán en el corto y mediano plazo.⁴⁵ De cara al futuro, es necesario reorientar la política hidrocarburífera con dos objetivos centrales: abrir mercados de exportación de gas, y captar inversiones en exploración y explotación de campos. Para la consecución de estos objetivos el primer paso es la aprobación de una nueva Ley de hidrocarburos, suficientemente idónea y efectiva para viabilizar la apertura de nuevos mercados y atraer el interés de inversión de las grandes compañías.
- D. En el mercado interno será fundamental alinear los precios domésticos del gas natural y los derivados del petróleo, a su oportunidad internacional, lo que usualmente se denomina "la eliminación de los subsidios". Tomando en cuenta experiencias previas en Bolivia, y también las de otros países, queda claro que este ajuste de precios debe ser gradual y consensuado con la sociedad civil, y para ello se pueden rescatar algunas buenas prácticas a nivel internacional (Medinaceli, 2006).

⁴⁵ Dado que no se espera que los precios internacionales, en el corto y mediano plazo, alcancen los valores pasados, US\$/Barril 100 por ejemplo; así como tampoco, se espera que Brasil y/o Argentina demanden cantidades mayores a las actuales

- E. Dos resultados destacan del análisis realizado para el complejo petroquímico de amoníaco y urea: (1) en condiciones de precios bajos los ingresos fiscales por la exportación de gas natural como materia prima son mayores a los registrados con la planta de urea; (2) bajo las condiciones actuales, un proyecto de industrialización traslada recursos desde los gobiernos regionales hacia la empresa industrializadora (YPFB, en este caso). Ello nos lleva a plantear que las pérdidas por regalías de las regiones productoras puedan ser compensadas mediante la participación de éstas en las utilidades de un proyecto de industrialización. La CPE permite este tipo de participación.

- F. Los resultados económico-financieros del proyecto de industrialización analizado, muestran que dichos emprendimientos no necesariamente son ventajosos para el país (en cuanto a ingresos fiscales) versus la alternativa de exportación del gas natural como materia prima. En este sentido, es necesario desmitificar el hecho de que todo proyecto de industrialización del gas natural es inherentemente bueno en materia de ingresos para el Estado.

- G. Dentro los desafíos del sector hidrocarburos para el futuro, se tienen: a) la aprobación de una nueva Ley de hidrocarburos que permita abrir y consolidar mercados y generar inversión en exploración y explotación; b) la corporativización de YPFB; c) un sistema tributario aplicado a las etapas de exploración y explotación, flexible y progresivo; d) un sistema de licitación de áreas, suficientemente claro y transparente; e) el ajuste de los precios internos del gas natural y los principales derivados del petróleo a su oportunidad internacional, o sea la eliminación de subsidios; f) nuevas condiciones de negociación con el Brasil que aparecen con fuertes presiones para ajustar la fórmula de precios, cantidades de entrega más flexibles y estrategias de negociación con varias empresas tanto públicas como privadas en el país vecino.

Bibliografía

Carneiro, P. & Szklo, A. (2015). Urea imports in Brazil: The increasing demand pressure from the biofuels industry and the role of domestic natural gas for the country's urea production growth. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 29 (2016) 188e200. Pp. 188-200.

Clements, B., Coady, D., Fabrizio, S., Gupta, S., Alleyne, T., & Sdrlevich, C. (2013). *Energy Subsidy Reform: Lessons and implications*. Octubre 2013. Fondo Monetario Internacional.

Del Granado, Hugo. (2016). *Programa de Industrialización de los Hidrocarburos*. Mimeo. La Paz.

Fundación Milenio. (2012). *Informe de Milenio sobre la Economía. Gestión 2011*. Konrad Adenauer Stiftung. La Paz

Fundación Milenio (2013). *Informe Nacional de Coyuntura No. 224*. La Paz.

Galbraith, Craig. (2010). "An Examination of Factors Influencing Fertilizer Price Adjustment". Selected paper for presentation at the Agricultural and Applied Economics Association 2010 AAEA, CAES and WAEA Joint Annual Meeting, Denver, Colorado, July 25-27, 2010.

Grebe, H.; Medinaceli, M.; Fernández, R. & Hurtado, C. (2012). **Los Ciclos Recientes en la Economía Boliviana: Una interpretación del desempeño económico e institucional (1989-2009)**. Instituto Prisma, Programa de Investigación Estratégica en Bolivia & Reino de los Países Bajos. La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2007). **La Nacionalización del Nuevo Milenio: cuando el precio fue un aliado**. Fundemos. Primera Edición. La Paz.

Medinaceli, M. (2009). **Marcos Regulatorios: Empresas Estatales Eficientes de Hidrocarburos**. OLADE, University of Calgary y CIDA. Quito.

Medinaceli, M. (2012). Los Desafíos de la Política de Hidrocarburos en un Escenario Globalizado. Mimeo. Fundación Pasoskanki. La Paz.

Medinaceli, M. (2014). Balance y perspectivas de la política hidrocarburífera: 2006-2013. Proyecto de Fortalecimiento Democrático del PNUD. La Paz.

Medinaceli, M. (2016). Dilemas petroleros en América Latina (Y algo más). Editorial 3600. La Paz - Bolivia.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2013). Industrialización de los Hidrocarburos Rumbo al Bicentenario. Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos. La Paz.

Ott, Hervé. (2012). Fertilizer markets and their interplay with commodity and food prices. JRC Scientific and Policy Reports. Report EUR 25392 EN. European Union.

Saavedra, Gonzalo. (2016). YPFB consolida a Bolivia como centro energético de la región. Presentación realizada en el Congreso de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía del año 2016. Santa Cruz de la Sierra, Bolivia.

Santamaría, J. & Useche, M. (2016). Urea Subsidies and the Decision to Allocate Land to a New Fertilizing Technology: Ex-ante Analysis in Ecuador. University of Florida. Selected paper prepared for presentation at the Southern Agricultural Economics Association's 2016 Annual Meeting, San Antonio, Texas, February, 6-9 2016. YPFB (2015). Estados Financieros y Anexos. YPFB. La Paz - Bolivia. YPFB. Informes estadísticos varios. La Paz

Anexo 1

Precios internacionales de la urea y el precio de exportación de gas natural al Brasil

Trimestre	Precio exp GSA _t (US\$/MM BTU)	Precio urea _t (US\$/Ton)	Precio exp GSA _{t+1} (US\$/MM BTU)	Precio urea _t (US\$/Ton)	Precio exp GSA _{t+1} (US\$/MM BTU)
I 00	1.30	85.2	1.49	85.2	1.49
II 00	1.49	95.0	1.58	95.0	1.58
III 00	1.58	120.8	1.69	120.8	1.69
IIII 00	1.69	103.5	1.81	103.5	1.81
I 01	1.81	106.7	1.67	106.7	1.67
II 01	1.67	84.4	1.61	84.4	1.61
III 01	1.61	90.3	1.56	90.3	1.56
IIII 01	1.56	99.9	1.37	99.9	1.37
I 02	1.37	96.4	1.34	96.4	1.34
II 02	1.34	88.2	1.50	88.2	1.50
III 02	1.50	95.8	1.65	95.8	1.65
IIII 02	1.65	97.1	1.70	97.1	1.70
I 03	1.70	129.2	1.98	129.2	1.98
II 03	1.98	126.3	1.90	126.3	1.90
III 03	1.90	144.8	2.03	144.8	2.03
IIII 03	2.03	155.3	1.98	155.3	1.98
I 04	1.98	137.1	1.98	137.1	1.98
II 04	1.98	142.8	2.08	142.8	2.08
III 04	2.08	210.4	2.13	210.4	2.13
IIII 04	2.13	210.9	2.09	210.9	2.09
I 05	2.09	198.1	2.28	198.1	2.28
II 05	2.28	241.6	2.74	241.6	2.74
III 05	2.74	211.7	3.23	211.7	3.23
IIII 05	3.23	224.7	3.40	224.7	3.40
I 06	3.40	219.2	3.67	219.2	3.67
II 06	3.67	228.1	4.00	228.1	4.00
III 06	4.00	210.4	4.03	210.4	4.03
IIII 06	4.03	234.0	3.78	234.0	3.78
I 07	3.78	297.4	3.67	297.4	3.67
II 07	3.67	291.3	4.13	291.3	4.13
III 07	4.13	283.6	4.71	283.6	4.71
IIII 07	4.71	365.4	5.55	365.4	5.55

I 08	5.55	357.6	6.04	357.6	6.04
II 08	6.04	575.7	7.07		
III 08	7.07	745.4	7.95		
IIII 08	7.95	292.2	5.65	292.2	5.65
I 09	5.65	267.3	4.58	267.3	4.58
II 09	4.58	241.1	4.57	241.1	4.57
III 09	4.57	241.6	5.05	241.6	5.05
IIII 09	5.05	248.3	5.68	248.3	5.68
I 10	5.68	281.0	6.04	281.0	6.04
II 10	6.04	237.2	6.22	237.2	6.22
III 10	6.22	279.2	6.19	279.2	6.19
IIII 10	6.19	357.0	6.45	357.0	6.45
I 11	6.45	353.4	7.26	353.4	7.26
II 11	7.26	407.9	8.30	407.9	8.30
III 11	8.30	485.4	8.68	485.4	8.68
IIII 11	8.68	437.3	8.85	437.3	8.85
I 12	8.85	387.3	9.43	387.3	9.43
II 12	9.43	470.0	9.20	470.0	9.20
III 12	9.20	381.3	9.36	381.3	9.36
IIII 12	9.36	383.0	9.09	383.0	9.09
I 13	9.09	396.6	9.13	396.6	9.13
II 13	9.13	342.4	8.86	342.4	8.86
III 13	8.86	307.5	8.88	307.5	8.88
IIII 13	8.88	313.9	8.79	313.9	8.79
I 14	8.79	337.5	8.76	337.5	8.76
II 14	8.76	296.0	8.72	296.0	8.72
III 14	8.72	316.4	8.40	316.4	8.40
IIII 14	8.40	314.9	7.15	314.9	7.15
I 15	7.15	295.7	5.72	295.7	5.72
II 15	5.72	277.0	5.27	277.0	5.27
III 15	5.27	268.3	4.45	268.3	4.45
IIII 15	4.45	250.6			

Anexo 2

Supuestos del modelo del *upstream* para exportar gas natural

Los supuestos más importantes son:

- Las reservas totales utilizadas de gas natural son 0.36 TCF
- Es gas natural seco
- El precio de exportación en boca de pozo es 4.0 US\$/MM BTU y la tarifa de transporte de gas natural 0.24 US\$/MM BTU
- Las regalías e IDH equivalen al 50% del valor producido.
- El costo de exploración es de US\$ 50 millones, con la certeza de encontrar gas natural.
- El costo de perforación por pozo es US\$ 10 millones
- La productividad de cada pozo es 15 MM pcd.
- No se invierte en una planta de separación
- La inversión adicional es igual a US\$ 5 millones
- La participación de YPFB en las utilidades es del 5%
- La tasa de descuento es 1%

Anexo 3

Diferencia entre el proyecto de urea y el de exportación de gas natural

Precio GN ME Bpd	TIR (%)	VAN (MM US\$)	Regalías 11% (MM US\$)	B y P 1% (MM US\$)	TGN 6% (MM US\$)	IDH 32% (MM US\$)	Total 50% (MM US\$)
0.50	#jDIV/0!	(678.0)	(10.9)	(1.0)	(6.0)	(31.8)	(49.7)
1.00	#jDIV/0!	(763.4)	(27.7)	(2.5)	(15.1)	(80.5)	(125.8)
1.50	#jDIV/0!	(659.8)	(36.6)	(3.3)	(19.9)	(106.3)	(166.1)
2.00	#jNUM!	(408.0)	(45.4)	(4.1)	(24.8)	(132.2)	(206.5)
2.50	-7.8%	(241.2)	(54.3)	(4.9)	(29.6)	(158.0)	(246.9)
3.00	-10.9%	(125.8)	(63.2)	(5.7)	(34.5)	(183.9)	(287.3)
3.50	-13.6%	(43.7)	(72.1)	(6.6)	(39.3)	(209.7)	(327.6)
4.00	-16.4%	11.7	(81.0)	(7.4)	(44.2)	(235.5)	(368.0)
4.50	-19.0%	46.5	(89.8)	(8.2)	(49.0)	(261.4)	(408.4)
5.00	-21.7%	64.2	(98.7)	(9.0)	(53.9)	(287.2)	(448.8)
5.50	-24.3%	68.2	(107.6)	(9.8)	(58.7)	(313.0)	(489.1)
6.00	-26.8%	61.1	(116.5)	(10.6)	(63.5)	(338.9)	(529.5)
6.50	-29.4%	44.2	(125.4)	(11.4)	(68.4)	(364.7)	(569.9)
7.00	-31.9%	19.0	(134.3)	(12.2)	(73.2)	(390.6)	(610.3)
7.50	-34.4%	(13.5)	(143.1)	(13.0)	(78.1)	(416.4)	(650.6)
8.00	-36.9%	(52.4)	(152.0)	(13.8)	(82.9)	(442.2)	(691.0)
8.50	-39.4%	(96.9)	(160.9)	(14.6)	(87.8)	(468.1)	(731.4)
9.00	-41.9%	(146.4)	(169.8)	(15.4)	(92.6)	(493.9)	(771.8)
9.50	-44.4%	(200.3)	(178.7)	(16.2)	(97.5)	(519.8)	(812.1)
10.00	-46.9%	(258.2)	(187.6)	(17.1)	(102.3)	(545.6)	(852.5)

Ingresos para el Estado

Precio GN ME Bpd	Proyecto úrea (MM US\$)	Proyecto exportación gas natural (MM US\$)	Diferencia (MM US\$)
0.50	(862)	79	(941)
1.00	(865)	158	(1,024)
1.50	(651)	238	(888)
2.00	(298)	317	(615)
2.50	(30)	396	(426)
3.00	186	475	(289)
3.50	365	554	(189)
4.00	517	634	(116)
4.50	648	713	(65)
5.00	761	792	(31)
5.50	861	871	(10)
6.00	949	950	(1)
6.50	1,028	1,029	(2)
7.00	1,098	1,109	(11)
7.50	1,160	1,188	(27)
8.00	1,217	1,267	(50)
8.50	1,267	1,346	(79)
9.00	1,313	1,425	(112)
9.50	1,354	1,505	(150)
10.00	1,392	1,584	(192)

Anexo 4

Diferencia entre VAN del proyecto de urea y el VAN de la exportación de gas natural a distintas tasas de descuento

Precio GN ME Bpd	1%	5%	10%	15%	20%	25%
0.50	(678)	(691)	(686)	(671)	(652)	(632)
1.00	(763)	(749)	(724)	(698)	(673)	(649)
1.50	(660)	(688)	(691)	(678)	(661)	(641)
2.00	(408)	(528)	(593)	(614)	(616)	(610)
2.50	(241)	(422)	(528)	(572)	(588)	(589)
3.00	(126)	(350)	(485)	(544)	(569)	(576)
3.50	(44)	(298)	(453)	(524)	(556)	(567)
4.00	12	(263)	(433)	(512)	(548)	(562)
4.50	46	(241)	(420)	(504)	(543)	(559)
5.00	64	(231)	(414)	(501)	(541)	(559)
5.50	68	(229)	(414)	(501)	(543)	(560)
6.00	61	(234)	(418)	(505)	(546)	(563)
6.50	44	(246)	(426)	(511)	(550)	(567)
7.00	19	(263)	(437)	(519)	(557)	(573)
7.50	(14)	(284)	(451)	(529)	(565)	(579)
8.00	(52)	(310)	(468)	(541)	(574)	(586)
8.50	(97)	(339)	(487)	(555)	(584)	(595)
9.00	(146)	(372)	(508)	(569)	(595)	(603)
9.50	(200)	(407)	(531)	(585)	(607)	(613)
10.00	(258)	(445)	(556)	(603)	(620)	(623)

Anexo 5

Diferencia entre los ingresos fiscales del proyecto de urea y los ingresos fiscales de la exportación de gas natural a distintas tasas de descuento

Precio GN ME Bpd	1%	5%	10%	15%	20%	25%
0.50	(941)	(901)	(858)	(820)	(788)	(759)
1.00	(1,024)	(957)	(895)	(847)	(808)	(775)
1.50	(888)	(876)	(849)	(819)	(790)	(763)
2.00	(615)	(702)	(742)	(749)	(741)	(728)
2.50	(426)	(583)	(669)	(701)	(708)	(704)
3.00	(289)	(496)	(617)	(667)	(685)	(688)
3.50	(189)	(434)	(579)	(643)	(669)	(677)
4.00	(116)	(389)	(553)	(627)	(659)	(670)
4.50	(65)	(358)	(535)	(616)	(652)	(666)
5.00	(31)	(337)	(524)	(610)	(649)	(665)
5.50	(10)	(326)	(519)	(608)	(649)	(666)
6.00	(1)	(322)	(518)	(609)	(651)	(668)
6.50	(2)	(325)	(522)	(612)	(654)	(671)
7.00	(11)	(333)	(528)	(618)	(660)	(676)
7.50	(27)	(346)	(538)	(626)	(666)	(682)
8.00	(50)	(363)	(550)	(636)	(674)	(689)
8.50	(79)	(383)	(565)	(647)	(683)	(697)
9.00	(112)	(407)	(581)	(660)	(693)	(705)
9.50	(150)	(433)	(600)	(673)	(704)	(714)
10.00	(192)	(462)	(620)	(688)	(716)	(724)

