

El sector hidrocarburos en Bolivia

Mauricio Medinaceli Monrroy

BORRADOR

Octubre, 2016

1. Introducción

Los objetivos del presente documento son: 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 y; estudiar algunos de los desafíos más importantes del sector hacia el futuro.

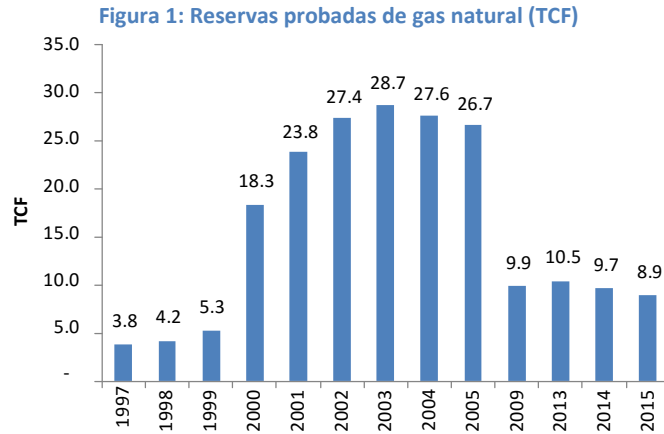
Dentro las conclusiones centrales de este documento se puede señalar que, el sector hidrocarburos en Bolivia enfrenta un nuevo escenario regional (nuevas reservas de gas natural en Brasil y Argentina respecto la década de los noventa) y mundial (con precios internacionales del petróleo menores) que obliga a la reorientación de la política pública, de un espectro donde la maximización de ingresos para el Estado fue el eje central a otro que privilegie la apertura de mercados para el gas natural y mayor inversión en exploración y explotación. Ello 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.

2. Reservas y producción de hidrocarburos

2.1 Reservas

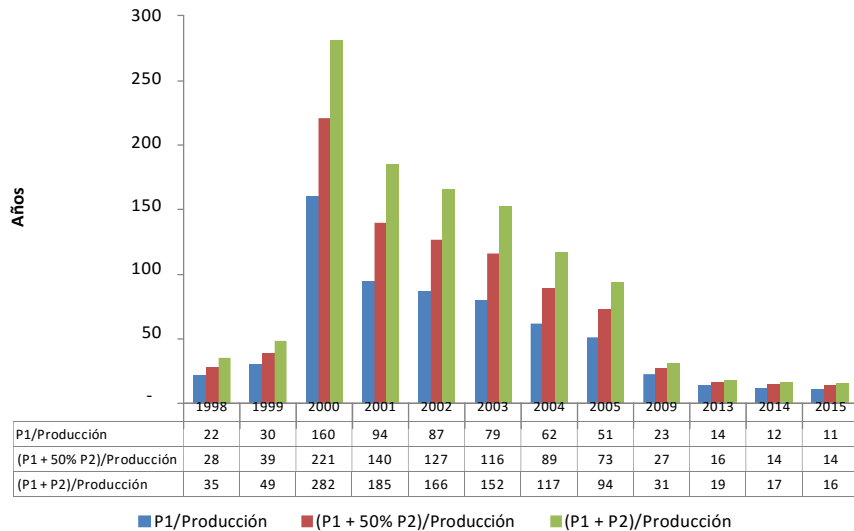
La información sobre el desempeño de las reservas de gas natural en Bolivia provienen de dos fuentes, la certificación de reservas publicada el año 2014 por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) al 31 de diciembre del año 2013, determinadas por la empresa canadiense *GLJ Petroleum Consultants*; y por otra parte, el año 2016 en los anexos a los estados financieros de YPFB la empresa estatal estimó las reservas probadas para los años 2014 y 2015. De acuerdo a la Figura 1 se aprecia que según la última certificación de reservas, Bolivia repuso el gas natural consumido en el período 2009-2013, situación que no sucede en los años 2014 y 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 0.8 TCF aproximadamente, cifra que naturalmente

puede incrementarse si los envíos a la República Argentina también lo hacen.



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.

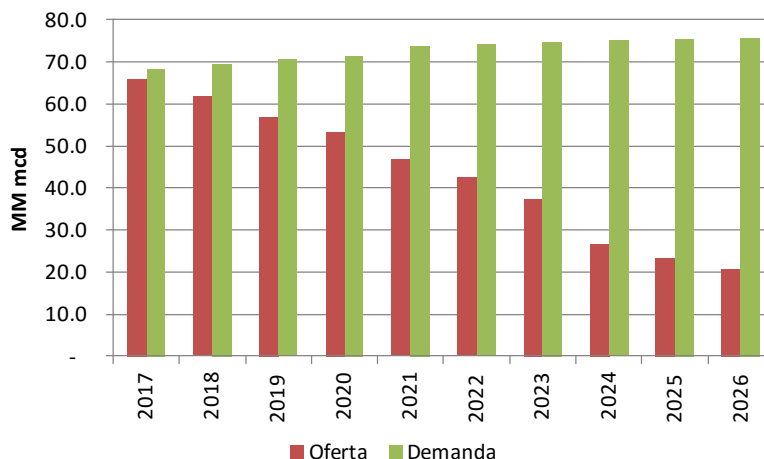
correcto es dividir la cantidad de reservas con la producción futura estimada, en algún sentido, se introduce cierta dinámica al indicador. Sin embargo, realizar este ejercicio (introducir la dinámica) conlleva la difícil tarea de pronosticar la producción y/o la demanda por la producción de gas natural.

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.

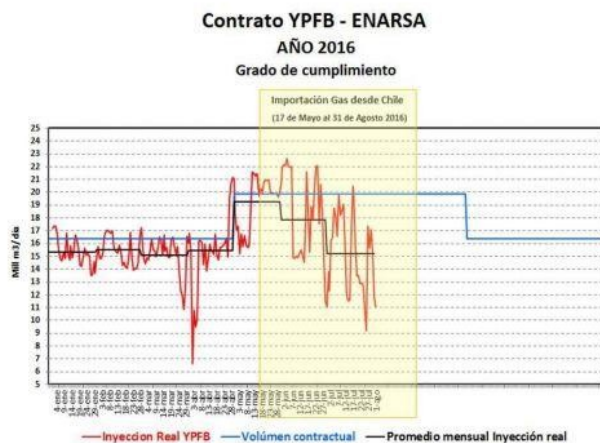
Tomando en cuenta proyecciones razonables de los perfiles de producción de los actuales campos productores de gas natural en Bolivia y el crecimiento de la demanda por este producto, tanto en el mercado interno como en el externo, podrían surgir problemas de abastecimiento ya el año 2017, bajo las condiciones 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



2.2 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)

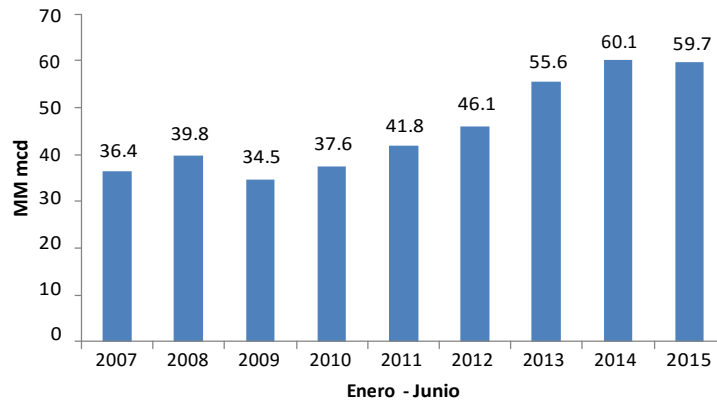
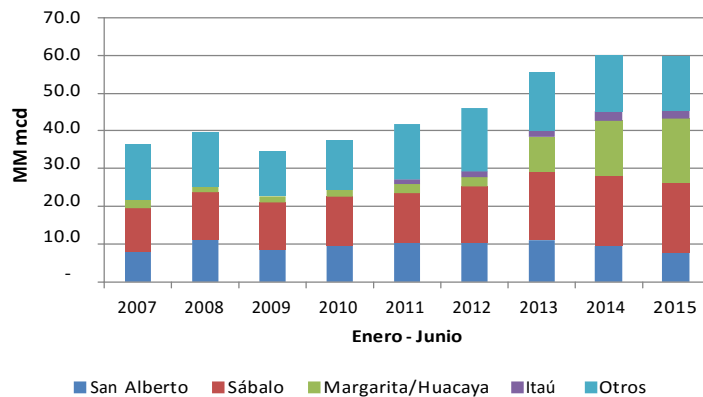


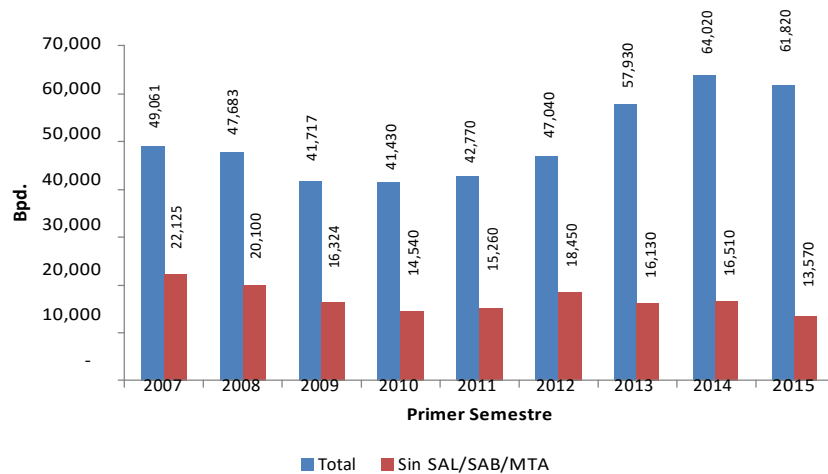
Figura 6: Producción de Gas Natural por Campos (MM mcd)



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, a través de ella se pueden destacar los siguientes puntos: 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) aislando 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 oil y; ⁵ 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

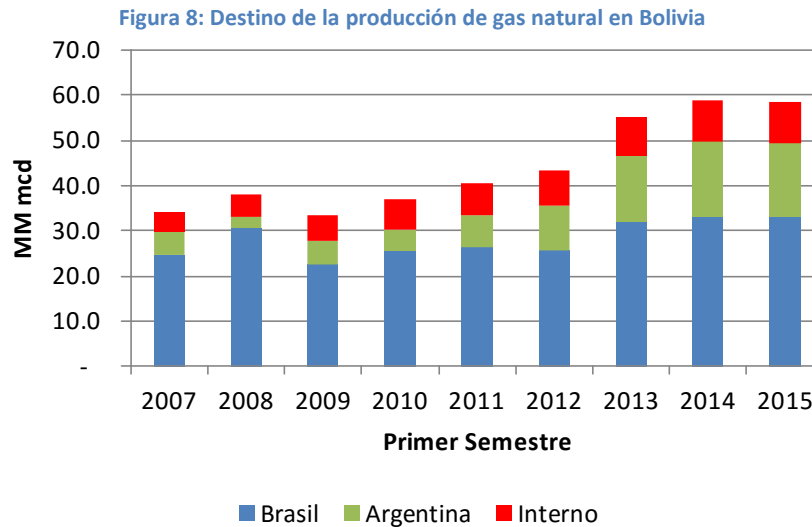


3. Mercados del gas natural boliviano

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%.

4. 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, sin embargo, también existen otras razones, ellas son:

- 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

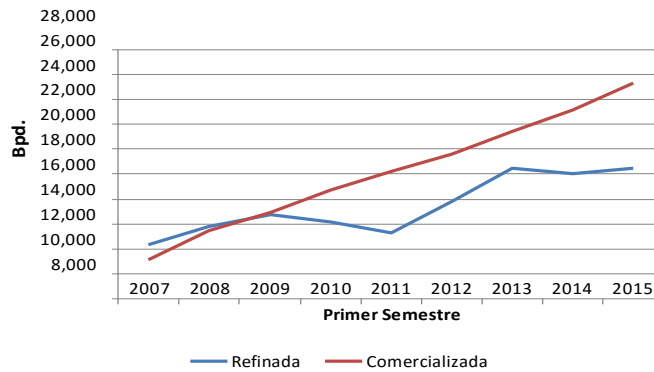
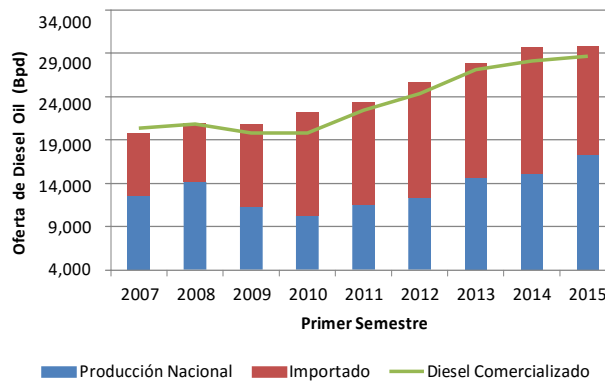


Figura 10: Ventas internas y refinación de diésel oil

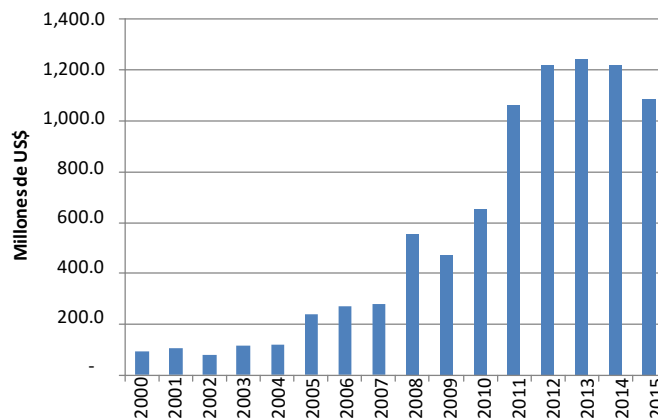


⁶ Por ejemplo, el artículo 25 de esta Ley menciona lo siguiente: "Se crean los siguientes tipos penales: a) Uso indebido de bienes y servicios públicos;..."; el texto del artículo 26 define el uso indebido como: "La servidora pública o el servidor público que en beneficio propio o de terceros otorgue 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".

⁷ 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\$)



Un hecho 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.

5. Precios

5.1 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 siguiente Figura 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 disminuyó, pero la recuperación es ciertamente distinta, luego de la crisis financiera mundial los precios sí se recuperaron, son embargo, ahora no sucede ello. Una de las razones para observar este comportamiento son las causas, aparentemente estructurales, detrás la reciente disminución de precios. En este sentido, a continuación se explicará, de forma muy general, el desempeño del mercado petrolero mundial en los últimos meses.

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

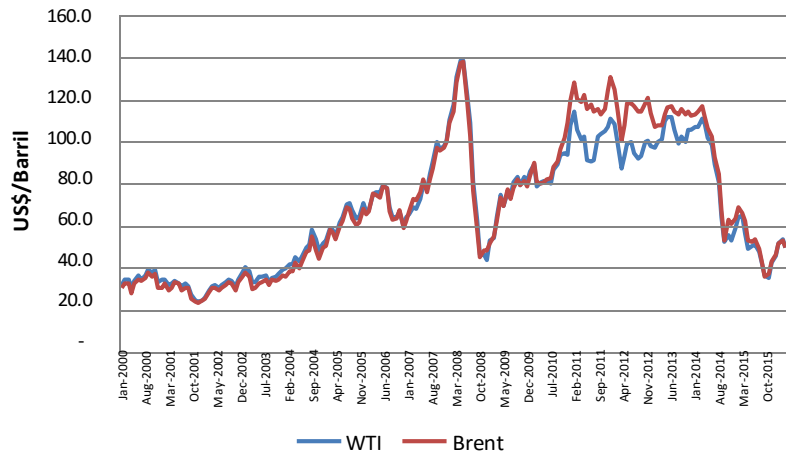
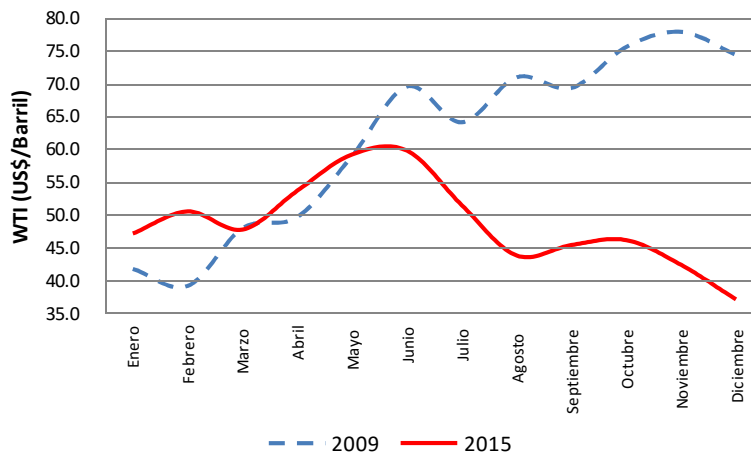


Figura 13: Comportamiento mensual del WTI 2005-2014



No son pocos los analistas que explican la caída en los precios internacionales del petróleo a través del comportamiento de dos variables: 1) el incremento en la producción de petróleo por parte de los Estados Unidos de América (EUA) y; 2) 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 este caso particular, el llamado *shale oil*.

Figura 14: Principales países productores de petróleo - A

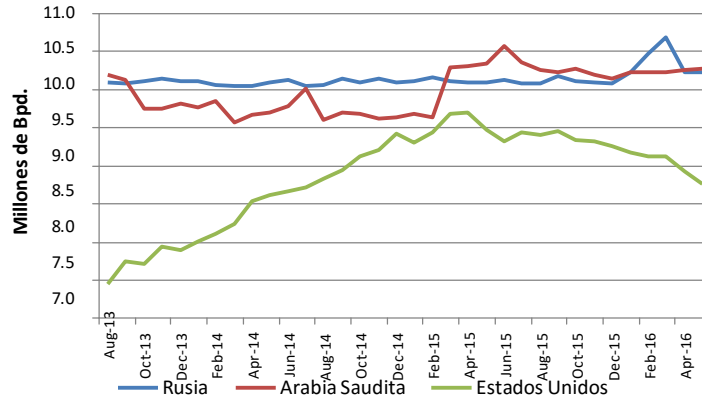
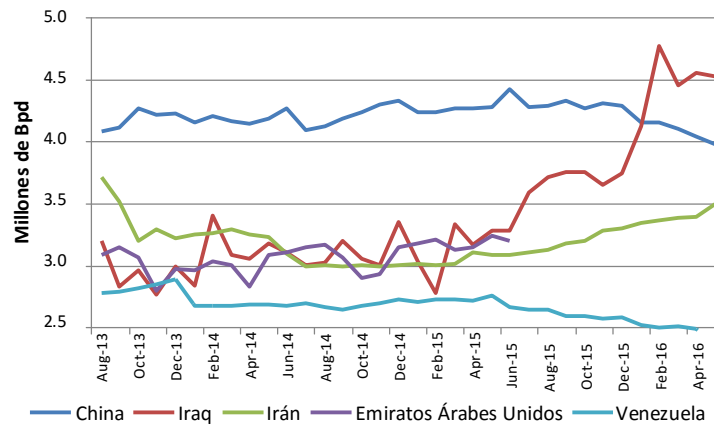


Figura 15: Principales países productores de petróleo - B



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

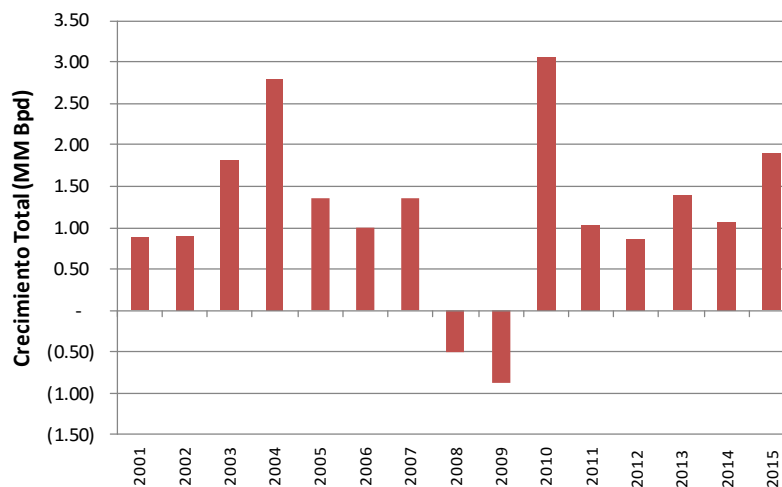
reservorio permeable (reservorio convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (shale oil y shale gas) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (tight gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas que contienen hidrocarburos se denominan reservorios no convencionales."⁹

Como se observa entonces, esta mejora en la extracción de hidrocarburos permitió 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 siguiente Figura 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.

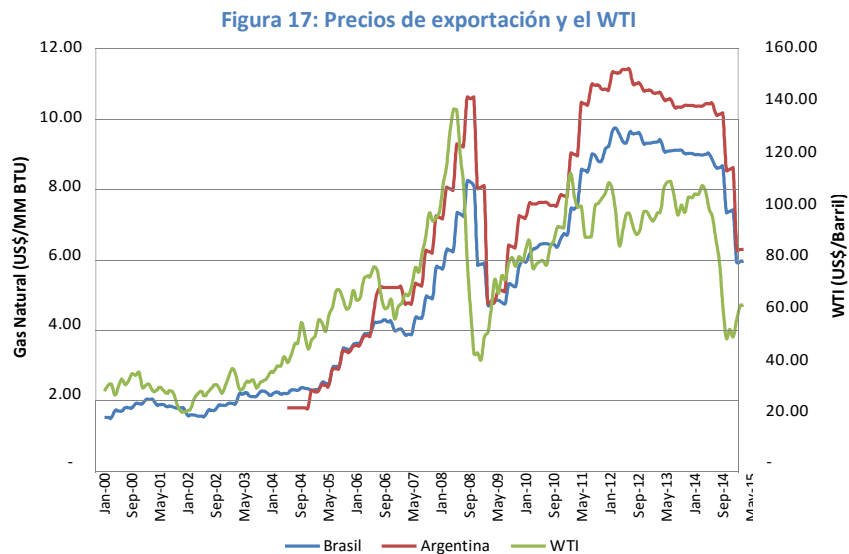
¹⁰ En el caso del año 2014, el dato se refiere al promedio Enero-Octubre.

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 bajo para este año, con una posible recuperación en dos años o más.

5.2 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 a la República del 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 República 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 al Brasil como Argentina) y el precio del WTI (West Texas Intermediate), los primeros expresados en US\$/MM BTU y el último en US\$/Barril.



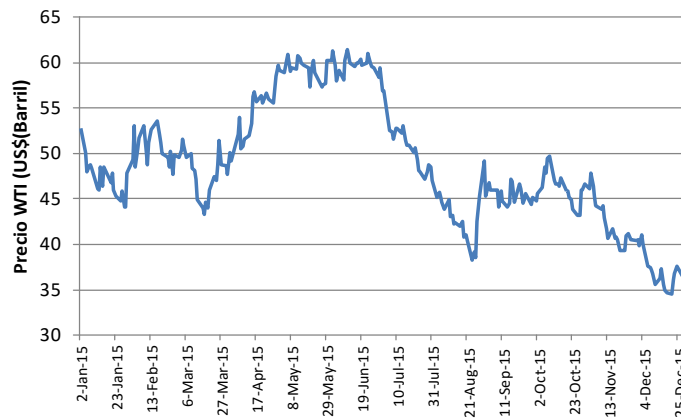
Es correcto mencionar que la vinculación de los precios de exportación de gas natural al

¹¹ Precios altamente correlacionados con el precio del petróleo WTI.

Brasil fue acordada 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 YPFB) a diciembre del año 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, ver la siguiente Figura. 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.

6. Sistema tributario

El sistema impositivo aplicado al *upstream*¹² 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 No. 3058 de 2005.¹³ Resultado de todo este proceso, el sistema tributario aplicado al sector, al momento de escribir el presente artículo, está compuesto de:

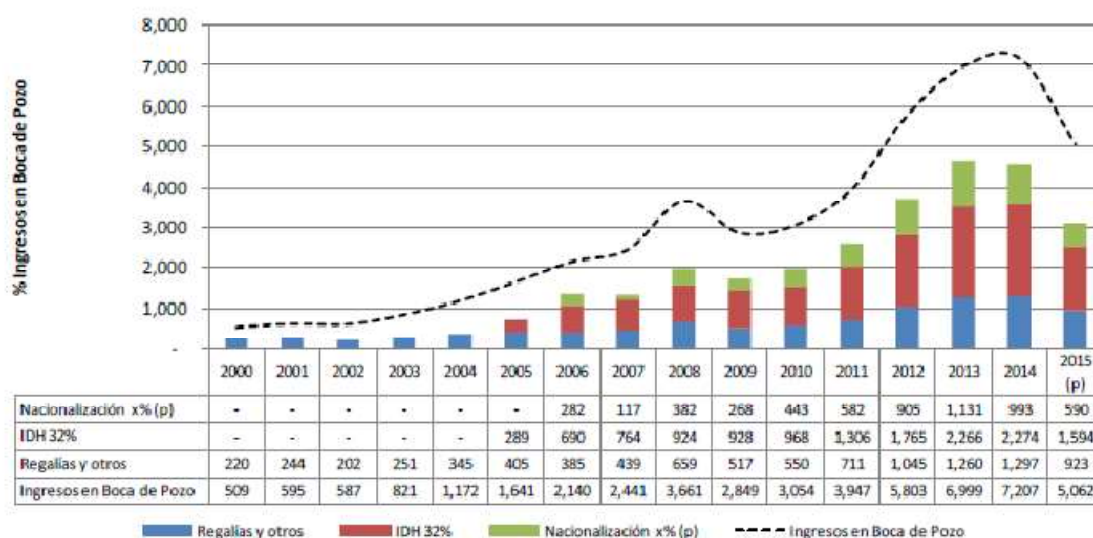
- Regalías y participaciones, 18% sobre el total producido.

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 YPFB del x% sobre la utilidad disponible de las operaciones en el campo, **resultantes del llamado proceso de nacionalización**

Dado 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 y además 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



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

Algunas de los hechos más importantes de este ejercicio se mencionan a continuación:

- 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 se debe, primordialmente, al incremento de las exportaciones al Brasil y los mayores precios internacionales del petróleo. Por ejemplo, el año 2000 el total de ventas del sector oscilaba en los 500 millones de US\$, de ellos, 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) son relativamente menores a los generados por el IDH, impuesto creado el año 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

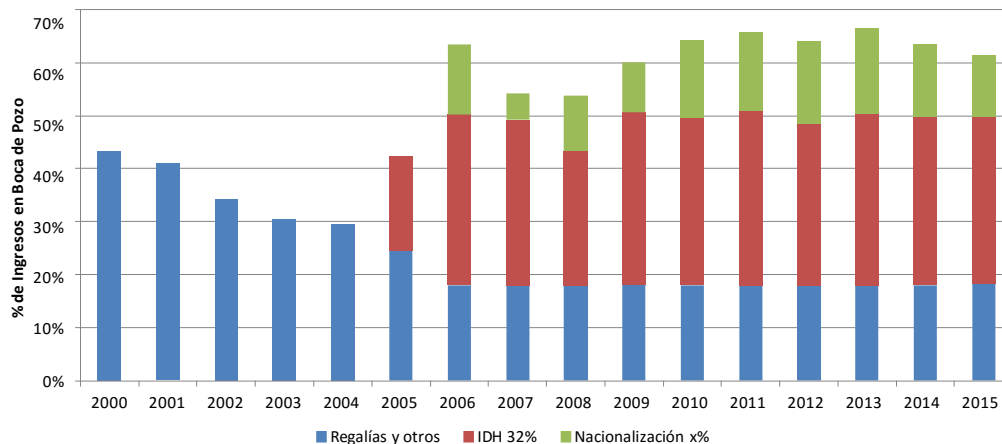
¹⁴ A partir del pago de la regalía departamental del 11% se construye el valor de la producción de hidrocarburos en Boca de Pozo, esta cifra se contrasta con la suma de los siguientes tributos: 1) las regalías departamentales; 2) la participación del 6%; 3) el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH); 4) los ingresos de YPFB 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, ello a su vez, generó menores niveles de ingresos tributarios; afectando de esta manera 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 de esta manera los precios de exportación del gas natural boliviano a la República Argentina y Brasil.

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, ver Figura 20. Una vez más, varios aspectos pueden señalarse de esta figura, ellos son:

- 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 No. 3058 y del llamado proceso de "nacionalización", este porcentaje para el sector en su conjunto fue únicamente del 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 del proceso llamado de "nacionalización" de los hidrocarburos 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

7. Principales desafíos de las políticas hidrocarburíferas implementadas

Esta sección presenta algunas propuestas de política pública que podrían colaborar a mejorar el desempeño del sector hidrocarburos en Bolivia. Se realiza especial énfasis en el desempeño de YPFB y en cómo esta empresa estatal podría tener metas de mediano y largo plazo tendientes a su mejora constante. Ello parte del supuesto de que dicha empresa estatal mantendrá su presencia en el futuro, ya que es muy difícil lograr un proceso de privatización como en el pasado.³⁷

7.1 Marco Legal

Usualmente las reglas de juego, o lo que algunos teóricos denominan "la institucionalidad" de un país, se refleja en la normativa legal vigente para una determinada actividad económica, el sector hidrocarburos por ejemplo. Por esta razón,

³⁷ Esta sección tiene como base de referencia las propuestas realizadas en Medinaceli (2014).

el definir y aclarar el actual marco legal aplicado al sector pasa, necesariamente, por reglamentar adecuadamente aquellos artículos establecidos en la nueva Constitución Política del Estado (CPE), ya que muchas de las nuevas disposiciones no son compatibles con las leyes y decretos supremos vigentes a la fecha. En particular, es necesario definir y aclarar los siguientes puntos:

- La tipología de contratos de exploración y explotación definida en la CPE dista de aquella definida en la actual Ley de Hidrocarburos 3058.
- La nueva CPE sólo asegura la vigencia de las regalías departamentales aplicadas al sector, en este sentido, abre 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, así se definen los límites y obligaciones de las empresas operadoras de los campos de gas natural y petróleo.
- Es necesario reglamentar la forma de incentivar los proyectos de industrialización del gas natural, dado que no todos los que dicen serlo son beneficiosos para el país. En este sentido, 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.

7.2 YPFB

En un estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)³⁸ se identifican algunas buenas prácticas de las empresas estatales en América Latina y El Caribe, en este sentido, a continuación se presentan algunos de los resultados más importantes de dicho estudio.

¿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, aún cuando esté 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 estos objetivos podrían ser alcanzados por el sector privado, sin embargo, ello requeriría 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; y c) la presión política por empleos es alta.

El resumen realizado por Medinaceli (2009) concluye que existen factores externos e internos (desde un punto de vista teórico) que pueden mejorar el desempeño de una empresa estatal, ellos se detallan a continuación:

Factores Internos

- 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. 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.
- 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.

- Una política necesaria, pero no suficiente, para impedir la injerencia político-partidaria es la **corporativización** de la empresa estatal. De hecho, amplia literatura menciona que éste debiera ser el primer paso para mejorar la eficiencia de la empresa.

Factores Externos

- Incrementar la competencia, evidentemente esta medida no puede implementarse de la forma usual en el caso de los monopolios naturales; sin embargo, 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.
- Muchas veces, el Gobierno utiliza a las empresas estatales para solucionar problemas que, en principio, no eran de dicha empresa estatal. En este sentido, diseñar otro tipo de soluciones a estos problemas podría ayudar a disminuir el presupuesto de la empresa estatal.
- El Gobierno Central puede mejorar el desempeño de la empresa estatal diseñando un marco legal en el que: a) permita que parte de las acciones puedan venderse al sector privado; b) aplicar restricciones presupuestarias; c) evitar métodos complejos de monitoreo; y d) establecer criterios empresariales internacionalmente aceptados.

También en Medinaceli (2009) se realizan estudios de caso que describen aquellas medidas exitosas realizadas por empresas estatales en América del Sur, estas medidas se describen a continuación:

- *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, aún 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 a nivel teórico como a nivel 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 ordena y transparenta 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. En este sentido, fijar este tipo de metas para YPFB no parece una mala política, dado que permitiría alcanzar objetivos de mediano y largo plazo bastante razonables.

7.3 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, aún cuando sea YPFB quien controle éstos.

En este sentido, es necesario crear un sistema tributario progresivo que grave a cada campo según: 1) el nivel de producción; 2) el nivel de reservas; 3) el mercado destino; y 4) 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", donde se observa que la participación de YPFB está en función a la recuperación de inversiones por parte de los contratistas.

7.4 Adjudicación de áreas

Uno de los aspectos centrales en la administración de áreas de interés hidrocarburífero en un país, es la forma cómo éstas se adjudican, ya sea a la empresa pública como privada. Lo deseable, naturalmente, es que se adjudique la empresa más eficiente posible, entendiendo esta "eficiencia" en un sentido amplio que abarque consideraciones como: 1) menores costos de operación y capital; 2) explotación racional y prudente del campo; y 3) amplia posibilidad para abrir mercados.

Las buenas prácticas en países productores de petróleo y/o gas natural en América Latina y El Caribe, generaron dos tipos de políticas: 1) procesos de licitación pública e internacional para adjudicar los bloques de interés hidrocarburífero; y 2) la separación de funciones por parte del Estado, creando una institución administradora de contratos separada de la empresa estatal, generalmente, 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; y 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; y 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, que sea la 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.

7.5 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: 1) fiscales, dado que a través de él se aplican impuestos al consumo de estos productos; 2) sociales, ya que mantener los precios bajos "ayuda" a las familias pobres; y 3) 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 países como 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.

7.6 Nuevo acuerdo de compra y venta de gas natural con Brasil

El año 2019 define un nuevo plazo para la política de hidrocarburos en Bolivia, dado que en principio en dicho año se cumplen 20 años de la compra y venta de gas a la República del Brasil, cumpliendo de esta manera el plazo estipulado en este contrato. Sin embargo, existe una elevada probabilidad de que este plazo se amplíe por varios factores, dos de ellos (quizás los más importantes) son: 1) la conciliación de volúmenes debido a la cláusula de "*take or pay*" necesitaría de uno a dos años para completarse y; 2) tanto Bolivia como Brasil expresaron el deseo de continuar con este contrato en el futuro. En este sentido, a continuación se señalarán las nuevas condiciones de negociación de esta posible ampliación:

- Los costos de capital del gasoducto de exportación en gran parte ya fueron amortizados, por esta razón, existe cierta holgura para que las tarifas de transporte sean menores y de esta manera, el gas natural boliviano incremente 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 dicha frontera.
- 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 de gas natural con volúmenes interrumpibles, es decir, un

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

- En el pasado la negociación del contrato GSA fue realizada entre YPFB y PETROBRAS; sin embargo, actualmente los volúmenes que envía Bolivia son adquiridos por empresas privadas en el Brasil. En este sentido, con elevada probabilidad la negociación no será "uno a uno" si no, YPFB deberá realizar acuerdos con varios compradores privados. Ello naturalmente exige una estrategia de negociación distinta a la que se tuvo en el pasado y naturalmente las condiciones podrían variar para cada uno de los compradores. Este nuevo contexto apoya la hipótesis de un contrato (o varios) más flexibles 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 Brasil. Si bien en la actualidad Argentina aparece como el segundo comprador de este producto, la estrategia de dicho país 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 (que ciertamente no son los únicos) para el gas natural boliviano: 1) el peor escenario es que Bolivia no encuentre compradores para el gas natural excedentario al requerimiento del mercado interno y deba ya sea reinyectar o quemar⁴³ gas natural para obtener los líquidos asociados, la gasolina entre uno de ellos; 2) que en los próximos años (muy poco probable) se logre un acuerdo con algún país vecino para vender gas natural a través de un proyecto de LNG; 3) que Bolivia logre acuerdos de *swaps* con algún país vecino para poder vender gas natural fuera del continente, a través de este acuerdo 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 y; 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 (arriba descritas) quizás la presión del Brasil para renegociar (a la baja) esta cláusula será elevada. En este punto es necesario remarcar que el precio de exportación generalmente tiene dos componentes insertos: 1) el precio base y; 2) 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 pasados fue el mecanismo de ajuste (no así el precio base) el que logró que el precio de exportación al Brasil se haya incrementado como lo hizo; por este motivo, no sólo la negociación de la base del precio será difícil, si no también, el mecanismo de ajuste.

8. Conclusiones

Las principales conclusiones de este documento son:

- La política de hidrocarburos de los últimos diez años (2006-2016) se caracterizó por la maximización de ingresos para el Estado y 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 de hidrocarburos y; en menor medida, a la necesidad urgente de Argentina por mayores volúmenes de gas natural por parte de Bolivia.
- 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.
- Las dos variables que guiaron la política de hidrocarburos en el pasado, crecientes niveles de demanda y altos precios internacionales del petróleo, con alta probabilidad no se repetirán en el corto y mediano plazo.⁴⁵ En este sentido, es necesario redireccionar dicha política a una que tenga básicamente dos objetivos: 1) abrir mercados y; 2) atraer inversión en exploración y explotación. Naturalmente son varias las tareas exigidas para dicho redireccionamiento, una de ellas, quizás el primer paso importante, es la aprobación de una nueva Ley de hidrocarburos orientada a la apertura de nuevos mercados y la atracción de inversión, pública y/o privada.
- 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 la experiencia pasada e internacional, queda claro que este ajuste de precios debe ser gradual y consensuado con la sociedad civil, en Medinaceli (2016) se discuten algunas buenas prácticas a nivel internacional, un resumen se encuentra en el anexo a este documento.

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 mucho mayores a las actuales.

- 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 y; 2) bajo las condiciones actuales, un proyecto de industrialización traslada recursos desde los gobiernos regionales hacia la empresa industrializadora (YPFB en este caso), por tanto, uno de los planteamientos de este documento, es que las pérdidas por regalías de las regiones productoras podrían compensarse a través de una participación de éstas en las utilidades de un proyecto de industrialización. Dicho sea de paso, la nueva CPE permite este tipo de participación.

Los resultados económico - financieros del proyecto de industrialización analizado en este documento, muestran que dichos emprendimientos no necesariamente son ventajosos para el país (en materia de 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 boliviano.

- 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) una real 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 claro y transparente; e) el ajuste de los precios internos del gas natural y los principales derivados del petróleo a su oportunidad internacional, lo que usualmente se denomina "eliminación del subsidio" y; 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 Brasil.

10. 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., & Sdravovich, 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, Bolivia.

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.

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

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

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

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

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

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

Milenio (2013). *Informe Nacional de Coyuntura No. 224*. Fundación Milenio. 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 - Bolivia.

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 - Bolivia.