

1 de agosto de 2018

## El cuadro crítico de la producción y reservas de gas natural

N° 389

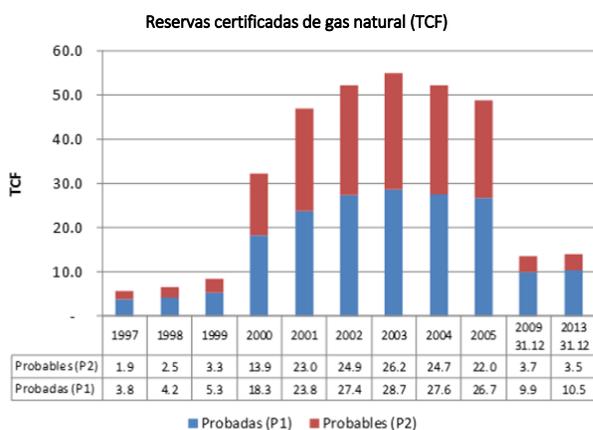
El reciente informe de la calificadora de riesgo Fitch Ratings, ha vuelto a encender todas las alarmas, al advertir que la producción de gas natural se halla estancada y que se sitúa un 8% por debajo de su mayor pico de producción, que fue en 2014. Para la agencia calificadora -la tercera más importante del mundo-, el sector hidrocarbúfero en Bolivia enfrenta desafíos a corto y mediano plazo debido a la merma en la producción de gas del orden de 8% en 2017, y que hasta el momento no fue compensada con la producción en el campo de Incahuasi.

“Bolivia se ha esforzado por abastecer tanto a su mercado interno como a Argentina y Brasil, aunque una caída en la demanda de Brasil en 2017 ayudó a Bolivia a cumplir su mínimo contractual a Argentina y evitar multas”, indica el informe de julio 2018. Añade que “la actividad de exploración ha sido mediocre desde que el sector fue nacionalizado en 2006, donde no se dieron descubrimientos importantes; no obstante, una serie de importantes proyectos se han comenzado a perforar recientemente (Boyuy, Huacareta) o están listos para hacerlo en breve (Azero)”.

Las aseveraciones de Fitch Ratings son lo suficientemente inquietantes como para tomarse muy en serio sus lapidarias evaluaciones, aunque, en verdad, no hacen sino corroborar otros informes independientes previos, los que ya desde hace algún tiempo atrás vienen alertando de la irrupción de un cuadro crítico en la industria del gas boliviano. El presente artículo muestra un panorama general de la situación de reservas y producción de gas natural, con la información disponible.

## Reservas probadas y probables

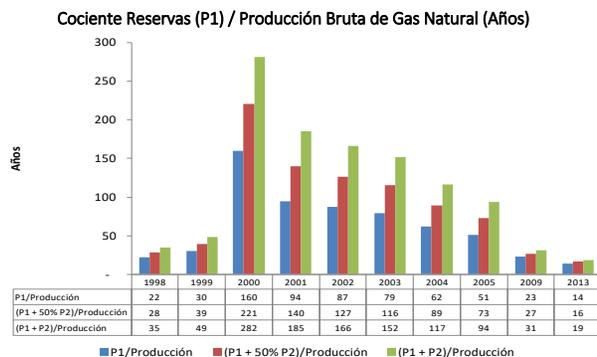
El año 2014, YPFB publicó las reservas de Bolivia al 31 de diciembre del año 2013, determinadas por la empresa canadiense *GLJ Petroleum Consultants*. En la figura siguiente, se aprecia que, según dicha certificación de reservas, Bolivia repuso el gas natural consumido en el período 2009-2013.



El cociente entre el nivel de reservas probadas (P1) estimadas para el año 2013 y el nivel de producción bruta<sup>1</sup> observado en el período enero-junio 2014, alcanza un valor de 12.5 años.

## Coficiente reservas/producción

El coeficiente Reservas/Producción Bruta presenta una tendencia decreciente respecto los primeros años de la década pasada. Esto se aprecia muy bien en la figura siguiente.



Por otro lado, datos preliminares (no oficiales)<sup>2</sup> de las reservas al año 2017 arrojan la siguiente relación:

Reservas Probadas: P1 = 7.11 TCF

Reservas probadas más Reservas Probables: P1 + P2 = 11.66.

También se debe decir que una investigación reciente en el ámbito parlamentario, conducida por el Senador Óscar Ortiz, concluye en que el nivel de las reservas (al 31 de diciembre de 2017) sería de apenas P1 = 4.48 TCF.

## Producción y abastecimiento de gas

Se debe enfatizar que la producción de hidrocarburos (gas natural y petróleo) en Bolivia ha respondido, sobre todo, a incrementos/decrementos en la demanda internacional de gas natural, y en particular de aquella proveniente del vecino Brasil. Seguidamente, presentamos, de forma conjunta, la evolución tanto de la producción como de los mercados que se abasteció en los últimos años.

El cuadro de abajo presenta la trayectoria de la producción del gas natural boliviano durante el período 2007-2018. Comparando estas cifras con el primer quinquenio de la década pasada, es indudable que el crecimiento de la producción en ese período fue importante.

Producción de Gas Natural (MM mcd)

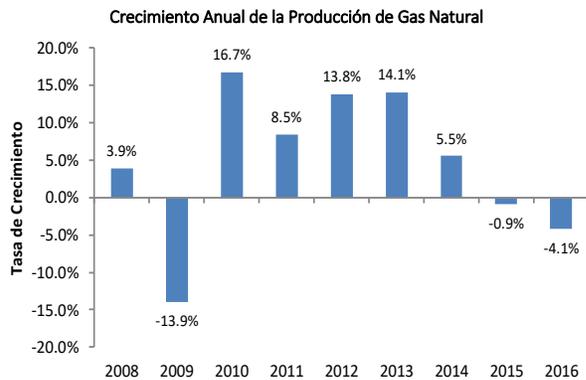
Año	Sábalo	San Alberto	Margarita/Huacaya	Incahuasi	Resto	Total
2007	12.30	11.20	1.80	-	14.00	39.30
2008	12.70	11.00	1.60	-	14.00	39.30
2009	12.70	8.10	1.50	-	12.00	34.30
2010	13.60	10.30	2.10	-	14.00	40.00
2011	13.90	10.90	2.60	-	16.00	43.40
2012	15.80	10.50	6.50	-	17.00	49.80
2013	18.40	10.90	10.30	-	17.00	56.60
2014	18.20	9.10	15.00	-	17.00	59.30
2015	18.50	8.00	17.00	-	17.00	60.50
2016	16.10	6.00	16.90	4.70	15.00	58.70
2017	13.90	4.70	16.50	6.80	14.00	55.90
2018	12.40	3.90	17.10	7.30	12.40	53.20

Fuente: Secretaría de Energías, Minas e Hidrocarburos  
Los datos al año 2018 son parciales hasta abril

<sup>1</sup> 61.83 millones de mcd.

<sup>2</sup> De la Secretaría de Energías, Minas e Hidrocarburos de Santa Cruz.

Ahora bien, y como se puede ver en la figura siguiente, los años 2015 y 2016 (tendencia que ha proseguido en 2017) fueron de crecimiento negativo en la producción de gas natural, lo cual obedece a la menor demanda internacional del gas natural boliviano y, también, a la imposibilidad de enviar los volúmenes contractuales comprometidos.

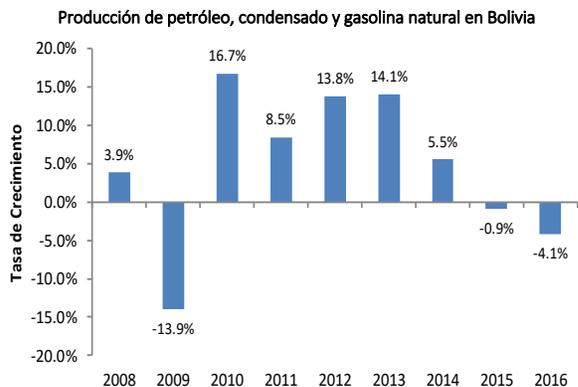


Una crónica periodística de Los Tiempos<sup>3</sup>, basada en informes de la Secretaría de Hidrocarburos del gobierno departamental de Santa Cruz, aporta otros datos que confirman la tendencia declinante de los megacampos de gas, destinados principalmente a abastecer el mercado brasileño. Si en 2013, el promedio de la producción gasífera en el campo San Alberto (Tarija) era de 11 millones de metros cúbicos día (MMm3d), en junio de 2018 dicha producción se redujo a 4 MMm3d. “La baja en la producción –añade la crónica- también se evidencia en el campo Sábalo, que en similar periodo bajó su producción de 18 MMm3d a 13 MMm3d, mientras que el campo Margarita se encuentra en sus índices más altos, pero con tendencia a la baja”.

Según las fuentes consultadas, “se trata de campos antiguos que no pueden operar al mismo ritmo que antes...”, máxime cuando “estos campos fueron presionados para que saquen la mayor cantidad de hidrocarburo en el menor tiempo posible y que el hecho de abrir y cerrar la válvula, en base a una mayor o menor nominación de Brasil, hace que en el interior del reservorio se introduzcan elementos como agua y arena”.

### Producción de crudo y derivados

Con relación a la producción de petróleo/condensado/gasolina natural, la próxima figura presenta la información procesada, para el período 2008–2016.



<sup>3</sup> “Producción en megacampo San Alberto se reduce a la tercera parte”, Los Tiempos, 27/07/2018

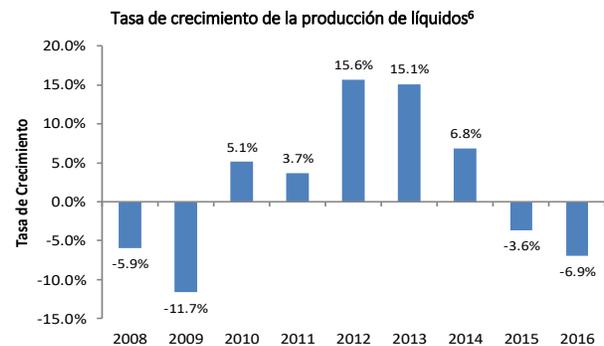
De los datos precedentes, se coligen los puntos que siguen:

- Hasta el año 2012 la producción se situaba entre los 40,000 y 50,000 Bpd., pero a partir del incremento en la producción de gas natural del campo Margarita/Huacaya se incrementa la producción de condensado, siendo ésta la razón por la que la producción de líquidos en el país, en el año 2014, sobrepasa los 60,000 Bpd.

- 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<sup>4</sup>.

- 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 diésel oíl. Es así que el incremento en la producción de líquidos de los últimos años no implica, necesariamente, un incremento en la producción de diésel oíl<sup>5</sup>.

- Al primer semestre del año 2016 se observa una tasa negativa de crecimiento en la producción de líquidos. Como se puede observar en la figura siguiente, en dicho año se ha registrado la segunda mayor caída del período 2008-2016, con una cifra equivalente a -6.9%.



### Perspectivas inciertas

Es evidente que el año venidero (2019) se constituye en un momento clave para la política de hidrocarburos en Bolivia, dado que para entonces se cumplirán 20 años del contrato GSA de exportación de gas natural al Brasil. Sin embargo, eventualmente este plazo puede ampliarse, por dos principales razones: por un lado, la conciliación de volúmenes, debido a la cláusula de “take or pay”, necesitaría de uno a dos años para completarse; y por otro, tanto Bolivia como Brasil han manifestado oficialmente su intención recíproca dar continuidad futura a la compra y venta del gas boliviano, y de hecho vienen adelantando tratativas al respecto, lo que alienta la expectativa de un nuevo acuerdo comercial entre ambos países.

La cuestión estriba, entonces, en las nuevas condiciones de negociación. En ese sentido, un tema clave será la capacidad de Bolivia para abastecer la demanda de gas natural del vecino, toda vez que el nivel de reservas probadas del país no sería suficiente para cumplir con los posibles volúmenes requeridos.

Los datos examinados líneas arriba, dejan pocas dudas de la urgencia que tiene Bolivia de captar más inversión en exploración en el *upstream* hidrocarburífero, de manera tal de incrementar el nivel de reservas de este producto.

<sup>4</sup> No existen datos oficiales para el primer semestre del año 2017.

<sup>5</sup> Debido a la calidad de los líquidos obtenidos.

<sup>6</sup> Al primer semestre de cada año.