

Cuando llega la declinación

# El ocaso de campos petroleros

Hay campos petroleros que han sido 'generosos' con el país, pero como todo recurso no renovable, llega la hora del agotamiento. Los otrora abastecedores de petróleo ya tienen varias décadas produciendo, por supuesto, cada vez menos.

Los campos netamente petroleros hace una década se encargaban de entregar el 90% de la producción de hidrocarburos líquidos, que hoy sólo llega al 28%. La producción de 'líquidos' asociados al gas natural de los campos nuevos, como Sal Alberto y Sábalo, han reemplazado la declinación de los antiguos.

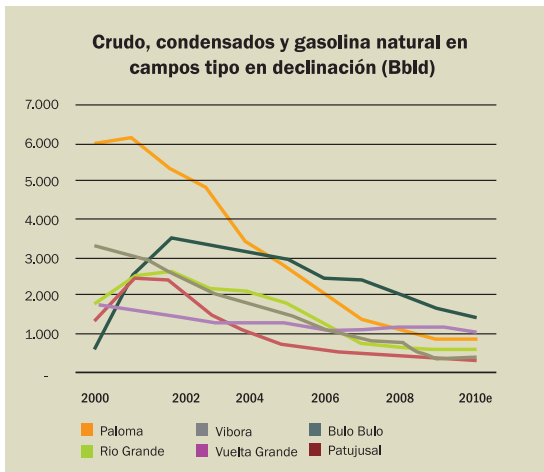
Esa realidad hace que la producción de diésel, gasolinas, GLP y otros hidrocarburos líquidos, dependan cada vez más del gas. La declinación marcada de los campos petroleros pone en primer plano la necesidad de fuerte y permanente inversión en nuevas áreas exploratorias para levantar la producción de hidrocarburos líquidos y reducir los altos niveles de dependencia de las importaciones de combustibles y de las exportaciones de gas natural.

**Un decreto lanzado junto a la suba de los precios de combustibles, pretende incentivar la exploración de petróleo, pero aún es prematuro para evaluar su impacto.**

Hace diez años, Paloma, campo petrolero ubicado en Cochabamba, en el límite departamental con Santa Cruz, principal productor de líquidos, producía alrededor de 6.100 barriles diarios de petróleo (Bbld). Hoy, Paloma produce apenas 860 Bbld.

Paloma es sólo un ejemplo, aunque dramático e ilustrativo, del proceso de fuerte declinación que la producción petrolera de Bolivia viene sufriendo en los últimos cinco años: aunque algunos campos antiguos, como Paloma habían iniciado su previsible proceso de declinación natural hace una década, la producción agregada de petróleo, que en 2000 alcanzara solamente los 31.413 Bbld, en 2005, ha logrado alcanzar un pico de 50.756 Bbld antes de iniciarse su preocupante contracción, para en 2010 lograr una leve recuperación.

Hoy, la producción nacional de líquidos, tras media década de tasas de crecimiento negativas, alcanza los 42.430 Bbld, sólo marginalmente mayor

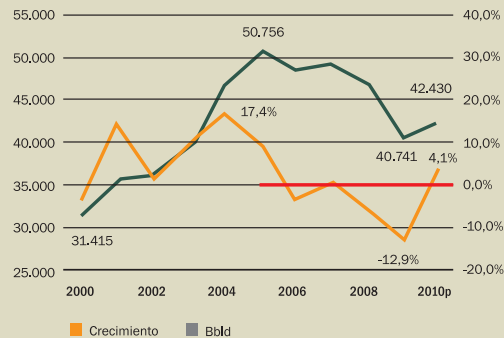


que la de 40.741 Bbld alcanzada en 2009 y sólo gracias, como se verá más adelante, a la recuperación de las exportaciones de gas natural tras su tropiezo de 2009 y a la producción asociada de líquidos en campos gasíferos: lamentablemente, la

experiencia sufrida por Paloma desvela la declinación de la mayoría de los campos petroleros de Bolivia.

**Campos históricamente significativos para el país, como Río Grande (descubierto en 1962), Víbora (1988), Vuelta Grande (1978), Bulu Bulu (1964), Patujusal (1993), Los Cusis (1994) y Sirari (1985), cuya producción, junto a la de otros campos antiguos, aportaba en 2000 el 90,1% de la producción nacional de líquidos, hoy aportan sólo el 28,7% del total y, en promedio, producen un tercio de lo que alcanzaran a producir en 2002. La producción de Paloma, Víbora y Patujusal no alcanza el 16,2%, el 14,8% y el 15,1%, respectivamente, de lo que producían hace ocho años.**

**Líquidos: producción (Bbld - 2010 a septiembre)**



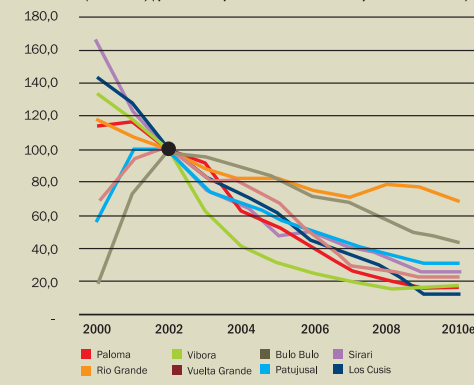
Como efecto de su explotación a lo largo de décadas y de su inevitable declinación, ninguno de los campos tradicionalmente petroleros de Bolivia descubiertos, en promedio, hace treinta años y, en el caso de Río Grande y Bulu Bulu, hace 48 y 46 años, respectivamente, producen hoy lo que alcanzaron a producir en 2002.

En agregado, los campos antiguos que a principios de la década alcanzaron a producir 31.366 Bbld, hoy producen 12.191 Bbld. De mantenerse el mismo ritmo de declinación de los mencionados campos, su producción se habrá agotado hacia mediados de la década; es decir, dentro de cinco a seis años.

Que los volúmenes de producción nacional de líquidos hayan logrado incrementarse hasta 2005 y no hayan colapsado junto a la declinación de cerca

**Crudo, condensados y gasolina natural en campos tipo en declinación**

(2002=100) (quiere decir que se toma el 2002 como punto de referencia)



**OFERTA** ....Para darle COLOR a tus Impresiones....

Y por 50\$us más.. llevese un equipo LBP-5050

**IR-3530E**  
Equipo Multifunción para oficina, con tecnología a tóner

Impresora, copiadora, Escáner  
Impresión: 35ppm (carta/A4)  
Impresión hasta 2400 x 600 Dpi.  
Tamaño max. de impresión: A3  
Bandejas de papel: 2 x 550 hjs.  
(1100 hjs.)  
Memoria: 128 Mb.  
DADF: Alimentador Automático de documentos.

**LBP-5050**  
Impresora laser color  
12ppm en Negro  
8ppm a Color

**Canon** Distribuidor Autorizado

**eh** tecnología

SANTA CRUZ: Calle 21 de mayo No. 466, Santa Cruz - Bolivia.  
Tel: (591 - 3) 336 5500 Fax: (591 - 3) 3378641 Casilla 2571

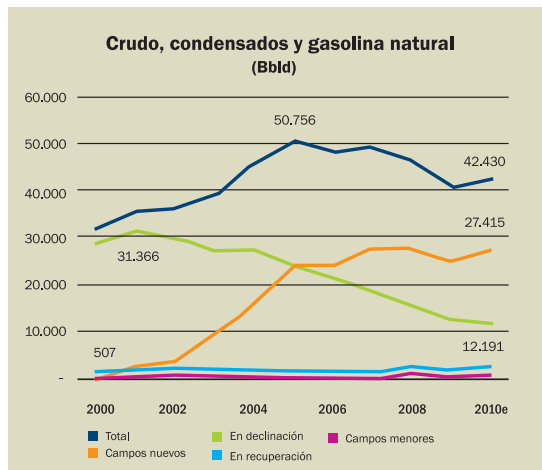
LA PAZ: Av. Arce No. 2970, San Jorge, La Paz - Bolivia.  
Tel/Fax: (591 - 2) 21 19359

www.ehtecnologia.com

-Válida hasta el 20 de noviembre ó agotar stock  
-Únicamente clientes que adquieran su equipo en sede Santa Cruz ó sede La Paz  
-Una oferta válida por cliente  
-Solo por la compra de un equipo IR-3530E

a 20.000 Bbld de los campos petroleros antiguos se debe a que ésta ha sido más que compensada por la creciente producción de condensados de campos fundamentalmente gasíferos descubiertos entre 1998 y 2001, como San Alberto, Sábalo y Margarita, desde los 507 Bbld en 2000 a 27.415 Bbld a septiembre de la presente gestión: en otras palabras, la pérdida de 20.000 Bbld de producción de petróleo de alrededor de 35 campos en declinación se ha visto oportunamente compensada por el incremento de cerca de 27.000 Bbld en la producción de condensados de 3 campos descubiertos hace más de una década.

De lo anterior se pueden desprender algunas preocupantes conclusiones: primero, que la producción de líquidos del país ha pasado de sustentarse en el rendimiento de campos primordialmente petroleros hace una década a sustentarse hoy en la producción de 3 campos primordialmente gasíferos. Segundo, y como consecuencia de lo anterior, que la producción de líquidos del país, antes sustentada por alrededor de 40 campos productores, se encuentra hoy peligrosamente concentrada en la



producción de tres campos cuyo aporte representa ya más del 64% del total.

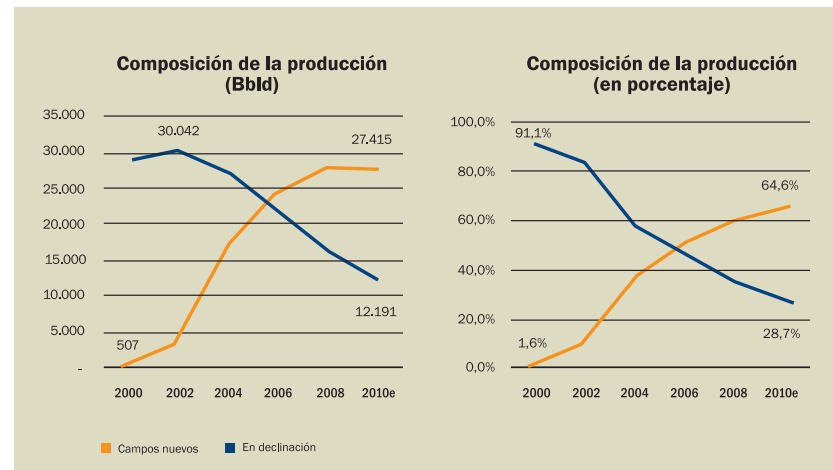
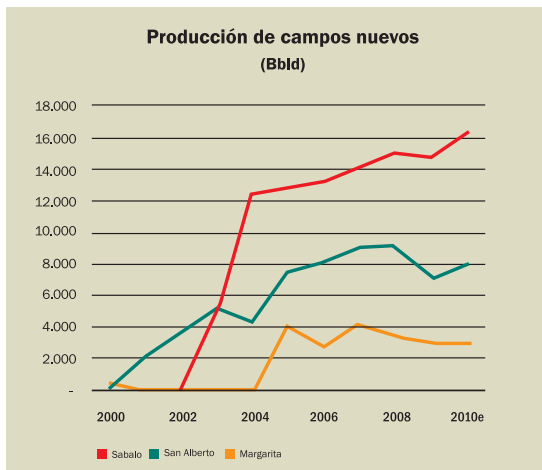
Tercero, que estos 3 campos 'nuevos' llevan más de una década de producción. Cuarto, que desde que éstos entraran en producción, hace más o menos una

década, no se ha registrado ni la reposición de reservas petroleras de los campos antiguos en declinación ni una complementación de reservas de condensados asociados a nuevos descubrimientos de gas natural.

**Ello no puede sorprendernos ante la ausencia de fuertes inversiones en exploración en el país en la última media década: contra un pico de 39 pozos exploratorios perforados en Bolivia en 2000, el promedio de los últimos 6 años se sitúa en 2,3 pozos exploratorios anuales y en uno, en promedio, en los últimos 3 años.**

Diversos factores contribuyeron para que a partir de 2002 se inicie una 'sequía' de inversiones en exploración, en contraste con el fuerte impulso en los años precedentes.

Fuente: YPFB



Dos de las razones para el declive fueron: la ausencia de nuevos mercados que justifiquen significativos nuevos montos en exploración y la incertidumbre generada por las modificaciones que se discutían, en ese momento, del marco jurídico para el sector petrolero.

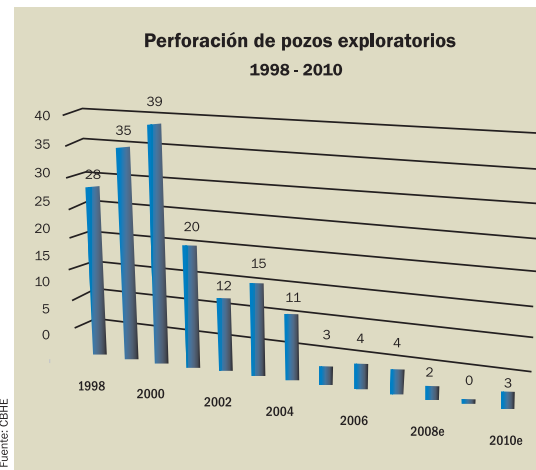
Aunque hoy el país cuenta con un nuevo contrato de exportación con Argentina y con el rápido crecimiento del consumo interno de gas natural, hay algunos factores que el país debe tomar en cuenta en el análisis para expandir el horizonte de posibilidades sectorial:

Por una parte, el no tan lejano vencimiento en 2019 del contrato de exportación a Brasil, los inmensos descubrimientos en el pre-sal brasileño, la consolidación de Perú y de Perú LNG como fuentes alternativas de gas para el Cono Sur y la agresiva apuesta por el LNG en la región, hoy a precios competitivos con plantas de regasificación en operación en Brasil, Argentina y Chile.

·Y, por otra parte, la necesidad del país de crear las condiciones de competitividad para la exploración gasífera y petrolera que permitan generar certidumbre a futuro con diferentes proyectos de exportación e industrialización.

La producción de gas natural, que entre 2000 y 2005 se ampliara desde los 15,6 millones de metros cúbicos por día (MMcld) hasta los 40,2 MMcld, entre 2005 y 2010 se ha estancado en un promedio de 40,3 MMcld. Mientras, ésta registró una tasa de crecimiento entre 2001 y 2005 del 21% anual en promedio, entre 2006 y 2010 creció un 0,8% por año, en promedio.

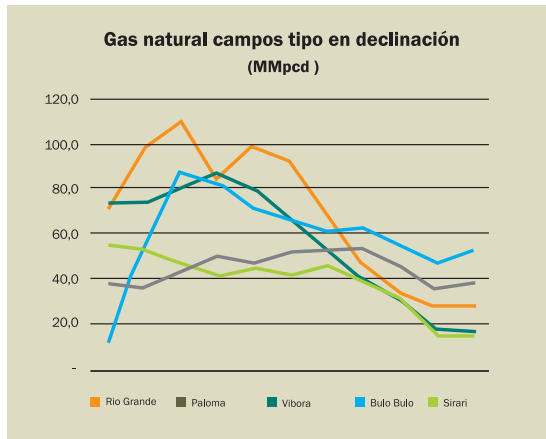
Fuente: CBHF



Como en el caso de la producción de líquidos, la producción de gas natural de los campos antiguos también muestra las secuelas de la declinación.

**Río Grande, Víbora, Bulu Bulu, Paloma, Sirari y otros campos menores cuya producción alcanzó un pico de 451,5 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) en 2002, equivalentes a 12,8 MMmcd, hoy no alcanzan a producir más de 172,8 MMpcd o 4,9 MMmcd.**

En marcado contraste, la producción de los campos 'nuevos', Sábalo, San Alberto, Margarita y Tacobo, cuya producción conjunta en 2000 apenas alcanzaba los 8,3 MMpcd o 0,24 MMmcd, hoy generan conjuntamente 981,3 MMpcd, equivalentes a 27,8 MMmcd. Además es previsible que con el anunciado incremento en la producción de Margarita, de sus actuales 2 MMmcd a 8 MMmcd en 2012 y a 14 MMmcd en 2014, el aporte de estos campos se incremente aún más; al mismo tiempo

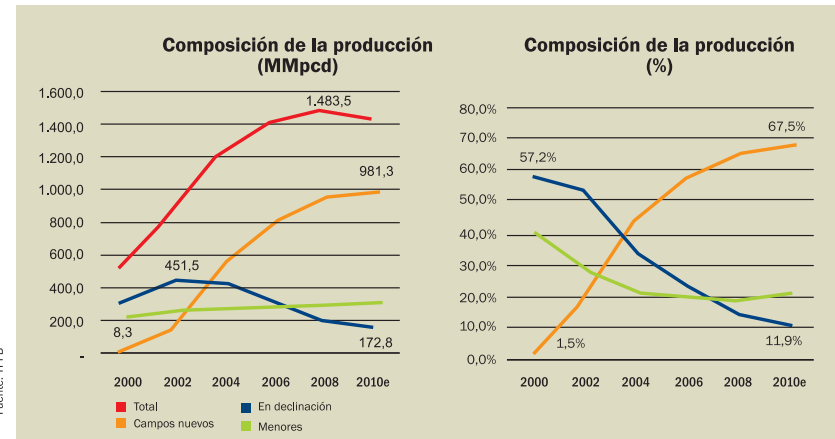
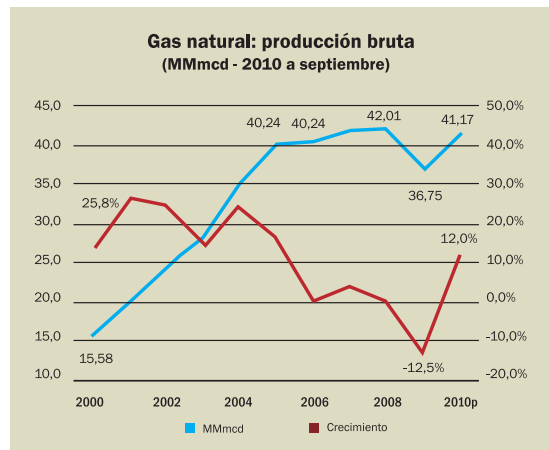


que la producción de los campos antiguos continúe, inevitablemente, con su proceso de declinación.

La resultante concentración de la producción en un reducido número de campos es también evidente en el gas natural. Hoy, los cuatro campos antes mencionados aportan el 67,5% de la producción nacional de gas natural,

mientras que los campos en declinación, que en 2000 aportaban el 57,2% del total, hoy ven reducido su aporte a sólo el 11,9% del total. El ritmo de concentración de la producción se hace dramáticamente evidente al considerar que Sábalo, San Alberto, Margarita y Tacobo contribuían sólo con el 1,5% de la producción hace 10 años.

Aunque la concentración de la producción hidrocarburífera en un número tan reducido de campos no es necesariamente mala, es innegable que, ante la ausencia de nuevos descubrimientos de similar magnitud a la de los campos 'nuevos', la creciente dependencia del país en un reducido número de campos productores expone a sus exportaciones, a sus ingresos y a su salud económica y fiscal, primero a posibles sobresaltos por reducciones o cortes de producción en alguno de ellos por causas operativas -mantenimiento de pozos, de plantas o de facilidades de transporte, por ejemplo- o por imprevistos y accidentes, y segundo, a la eventual declinación de su producción, es, previsible, menos complicado reponer la producción de uno o dos campos de menor envergadura a través de procesos de recuperación mejorada



o nuevos descubrimientos, que reponer la eventual declinación de, por ejemplo, Sábalo, cuya producción, de 457,1 MMpcd y de 16.236 Bbld de condensados, representa por sí sola, casi un tercio de la producción nacional de gas natural y casi un 40% de su producción actual de líquidos.

Tanto la declinación de los campos antiguos como la creciente concentración de la producción nacional de hidrocarburos en tres o cuatro campos 'nuevos' señala poco margen en la

situación de la industria petrolera nacional ante el leve, aunque creciente nivel, de las inversiones en el sector y, especialmente, ante la poca concentración de inversiones en el área de exploración como para vislumbrar eventuales nuevos descubrimientos que puedan, en su oportunidad, reemplazar o complementar la producción de los megacampos descubiertos hace más de una década. Las anteriores consideraciones parecen indicar que es necesario imbuir de un fuerte grado de urgencia a la adecuación de las políticas

sectoriales, de modo que éstas hagan viable oportunamente las inversiones exploratorias en el país.

La industria tiene plazos técnicos y comerciales que casi siempre están delante de las políticas. Es necesario que el país impulse, de manera significativa, no solamente la sostenibilidad del corto y mediano plazo, sino también del futuro, de lo que ocurrirá cuando nuestros actuales contratos y campos gasíferos y petroleros entren a su recta final.

## Declinación y recuperación

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí sólo. Si no existe esa presión, o si la presión natural o primaria del yacimiento decae como normal consecuencia de su explotación, se han desarrollado métodos de "recuperación mejorada" para lograr la mayor extracción posible en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a éste.

Recuperación primaria: es la recuperación de petróleo y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del crudo o gas. Recuperación secundaria: es la recuperación de un yacimiento incrementando la presión del mismo mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

Recuperación terciaria: recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos. A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo o gas natural que se encuentra en un yacimiento. En el mejor de los casos, se extrae del 50 al 60%, dependiendo de la tecnología y la habilidad para encontrar el mejor punto de perforación.