

### *Líquidos: cuando los condensados remplazan la declinación*

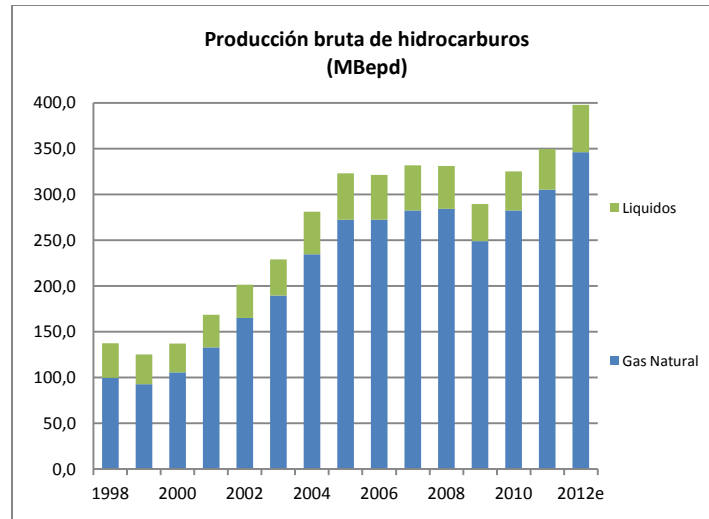
***La declinación es el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento petrolero; se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este en el curso del tiempo a lo largo de su explotación, lo que conlleva una inevitable reducción de los niveles energéticos del mismo y, consecuentemente, de los volúmenes de producción.***

***Ese proceso están atravesando los campos petroleros del país, los cuales ya tienen en promedio más de 30 años produciendo y cuyo volumen ha sido remplazado por los nuevos campos gasíferos, los cuales aportan hidrocarburos condensados que representan el 72% del total de líquidos producidos por el país.***

La producción boliviana de hidrocarburos, de cerca de 400.000 barriles equivalentes de petróleo por día (MBepd) en 2012, se obtiene hoy de 57 campos petroleros, localizados en su gran mayoría en el departamento de Santa Cruz. De estos 57 campos, solo cuatro, San Alberto, Sábalo, Margarita e Itaú, están en Tarija y su descubrimiento y desarrollo se realiza en la década pasada, son comparativamente recientes, aportan el 68,3 % de la producción nacional de gas natural y el 72% de la producción de líquidos. El saldo de los campos petroleros del país, algunos en explotación desde hace más de 50 años, son campos en su mayoría maduros que se encuentran hoy en fase de declinación.

### **Producción**

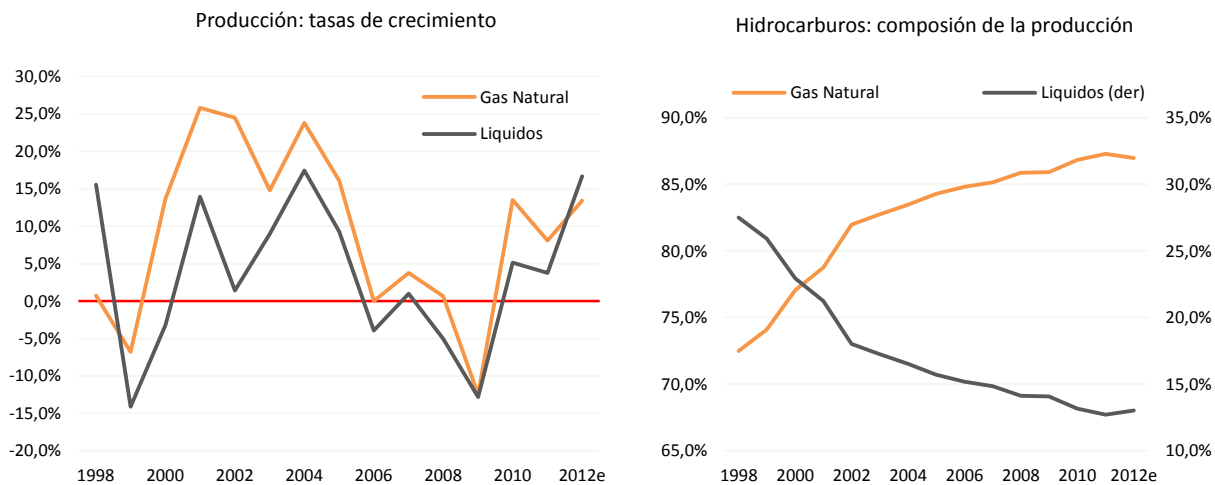
La producción hidrocarburífera boliviana, de 397,9 MBepd en 2012, ha sido tradicionalmente gasífera a lo largo de la historia petrolera del país, representando el gas natural, con una producción de 346 MBepd en promedio, el 87 % del total en la gestión pasada. La producción de líquidos, de 51,8 MBepd en 2012, representó solamente el 13% de los hidrocarburos producidos.



Fuente: YPFB

Las cifras globales de producción, sin embargo, ocultan varios elementos que son trascendentales al examinar la reciente evolución de la historia petrolera del país.

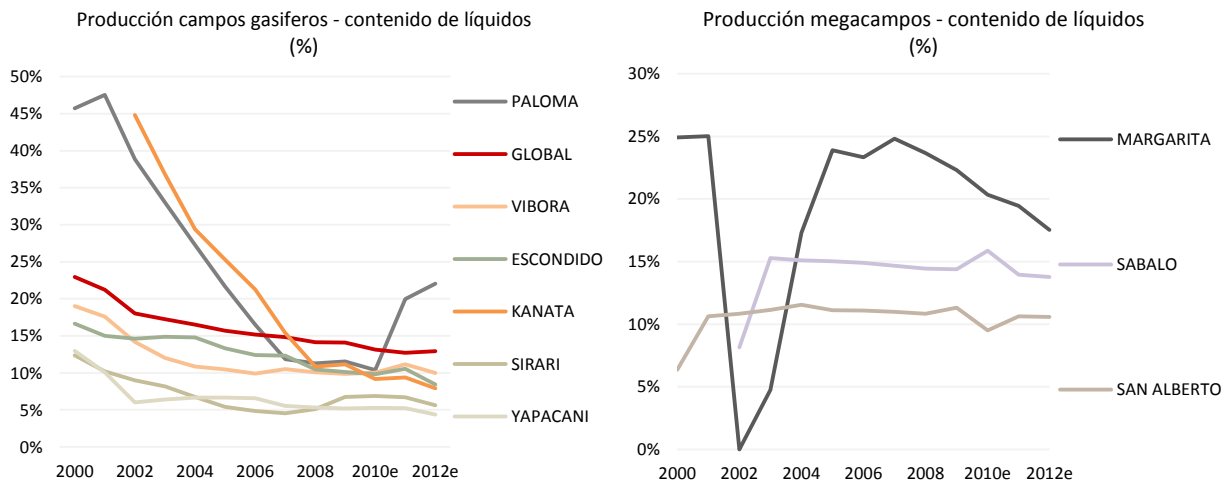
Por una parte, y aunque está establecido que el perfil productivo del país es esencialmente gasífero, debe notarse que si bien la producción de líquidos ha presentado históricamente una evidente correlación con la producción nacional de gas natural, las tasas de crecimiento de la producción de líquidos a lo largo de la última década y media, partiendo, para empezar, de una base considerablemente menor, se han mantenido por debajo de las experimentadas por la de gas natural.



Fuente: YPFB

Esto se ha visto eventualmente reflejado en la composición de la producción de hidrocarburos del país, la que en el curso de los últimos 15 años ha presentado una notable contracción relativa en la participación de los líquidos, desde el 27,5 % del total en 1998 a solo el 13 % del total en 2012: la producción de gas natural boliviano se ha tornado progresivamente más 'seca' a lo largo del período.

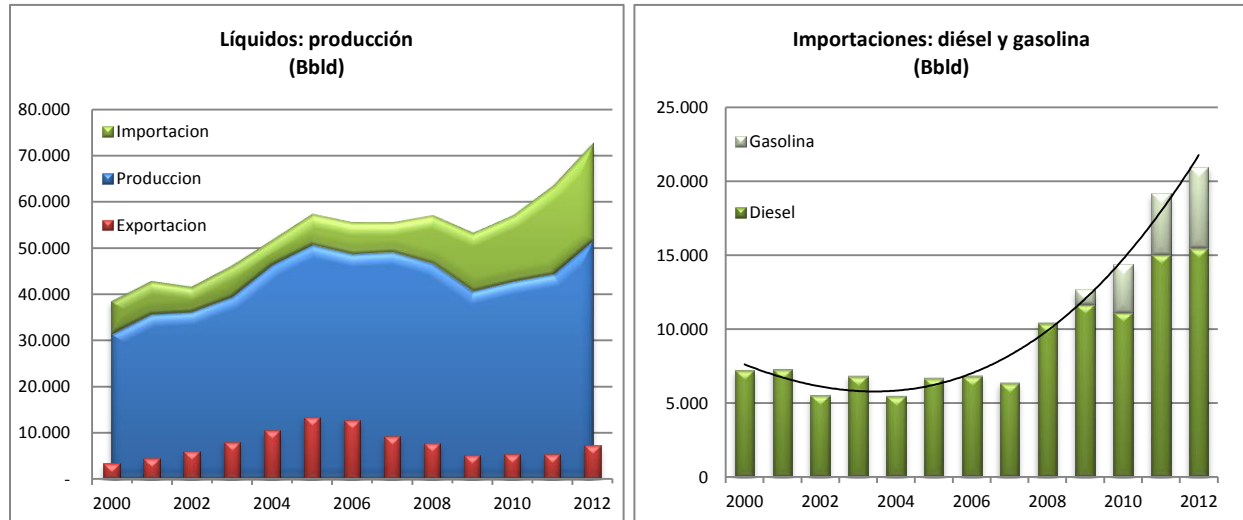
Por otra parte, este proceso no es resultado exclusivo de la previsible declinación y agotamiento de antiguos campos productores de petróleo. Si bien este ha sido el caso en campos primordialmente petroleros, como Camiri, La Peña, Los Cusis, Patujusal, Surubí y Bloque Bajo, el hecho es que el contenido de líquidos -gasolina natural y condensados- de campos predominantes gasíferos también ha mostrado una perceptible contracción durante el período, incluido, de 2008, el de Margarita, uno de los grandes descubrimientos de fines de la década de los 90 -junto a San Alberto y Sábalo-, cuya producción de líquidos ha pasado del 24,8 % al 17,5 % en el curso de los últimos cuatro años .



Fuente: YPFB

Confirmando lo mencionado, la extracción de líquidos como proporción de la producción global de hidrocarburos -gas natural, crudo, gasolina natural y condensados- se ha reducido casi un 50 % entre 2000 y 2012.

Estas tendencias permiten aseverar que, si bien la geología petrolera de Bolivia impone de por sí serias limitaciones a su capacidad de producción de líquidos y específicamente de crudo, la creciente extracción de gas natural, como se abordará en mayor detalle más adelante, no ha constituido en el pasado y no constituye necesariamente una garantía a futuro de un crecimiento equiparable y paralelo en la producción asociada de, inclusive, gasolina natural y de condensados; visto de otra manera ante la creciente dependencia del país de las importaciones de gasolina y de diésel -que en 2012 alcanzaron los 21 MBepd-, el crecimiento de la producción de gas natural cada vez más 'seco' de los actuales campos productores, sea cuales fueren las actuales proyecciones, impondrá al país un difícil reto para recuperar y mantener en el mediano plazo la autosuficiencia en la producción de carburantes que se perdiera en 2008.



Fuente: YPFB

## Declinación

La vida productiva promedio de un yacimiento de hidrocarburos es de alrededor de 20 a 30 años, aunque ciertas tecnologías de recuperación mejoradas -como la inyección de agua, vapor o gas, el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de su porosidad empleando productos químicos- permiten extender su explotación económica por períodos adicionales que pueden fluctuar, en función a los precios de venta del producto, entre los 5 y 15 años.

La edad promedio de los 57 campos en actual explotación en Bolivia es de 30,4 años y mientras más de la mitad de ellos, o el 52 %, lleva más de 30 años en producción, sólo 6 han sido descubiertos y declarados productivos en los últimos 10 años. <sup>(1)</sup>

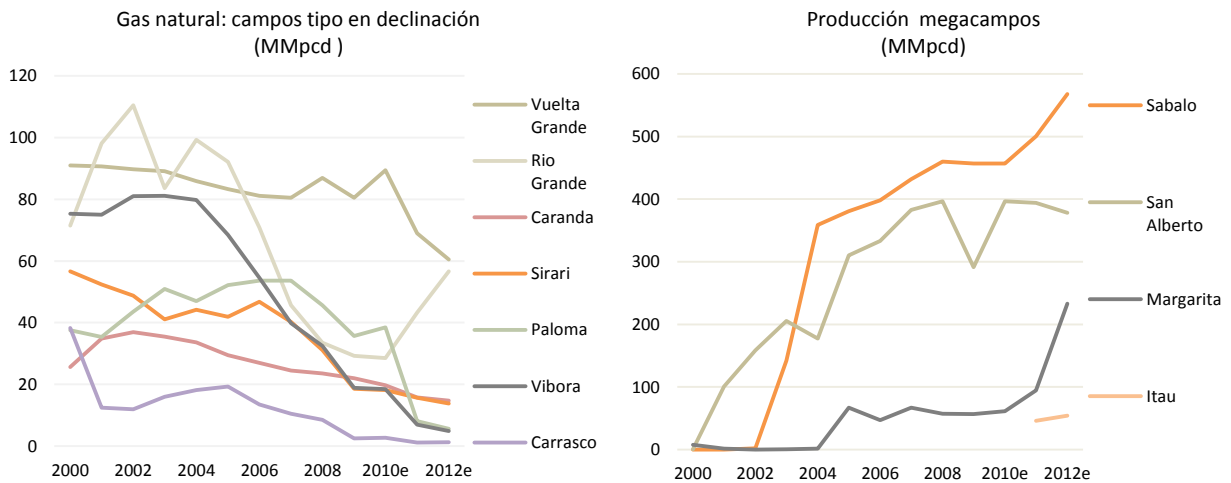
(1) Kanata Norte, Aquío, Carrasco FW, Huacaya, Carrasco Este y El Dorado Sur

Sin embargo, más allá de la evidente y progresiva madurez de la mayoría de los campos productores bolivianos, el hecho inminente es que el grueso de ellos se encuentra hoy en plena fase de declinación.

En lo que respecta a la producción de gas natural, hoy es posible aseverar que 39 campos productores, o el 68% del total, presentan perfiles claramente declinantes a un ritmo promedio anual de 38,9 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), equivalentes a -1.1 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), desde 2005 a la fecha.

Entre los campos en evidente declinación se encuentran algunos históricamente representativos para el país, como Río Grande (descubierto en 1962), Vuelta Grande (1978), Víbora (1988) y Paloma (2000), cuya producción, junto a otros de similar antigüedad <sup>(2)</sup>, se ha reducido en más del 60 % en el curso de los últimos 12 años, desde los 395,8 (MMpcd) - equivalentes a 11,2 MMmcd- registrados en 2000 hasta solo 157,3 MMpcd o 4,5 MMmcd, en la pasada gestión.

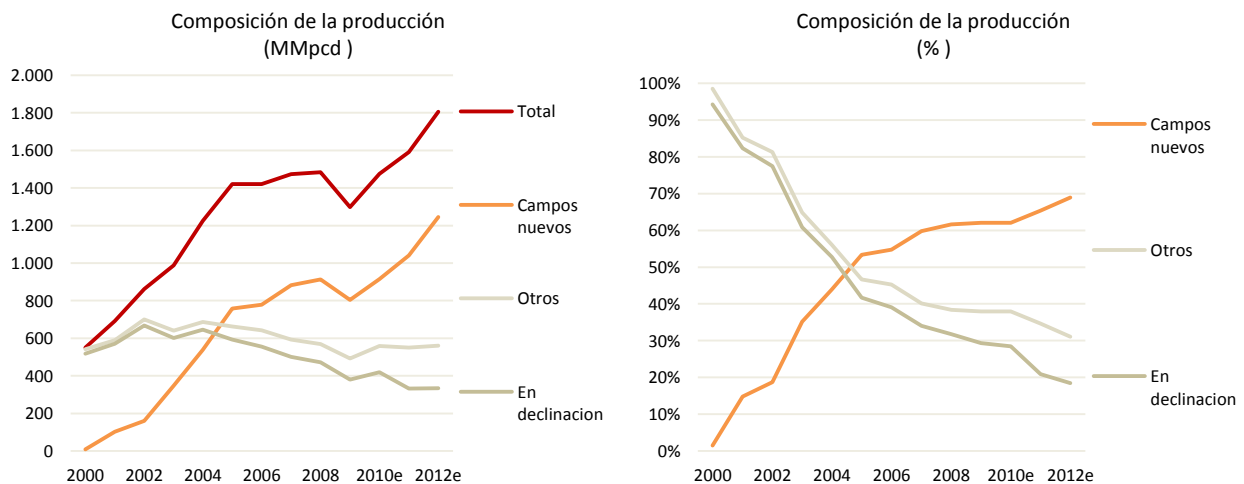
(2) Sirari (1985), Carrasco (1991) y Caranda (1960)



Fuente: YPFB

En contraposición, la producción conjunta de gas natural de los grandes campos descubiertos alrededor de década y media, San Alberto (1999), Sábalo (2001), Margarita (1998) e Itaú (2001), se ha incrementado vertiginosamente durante el período, desde los 8,3 MMpcd en 2000 hasta 1.233,8 MMpcd en 2012.

El resultado de ambas tendencias es destacable: la producción de cuatro campos descubiertos entre 1998 y 2001 acapara hoy el 68,3 % de los 1.806,2 MMpcd de producción nacional de gas natural, mientras que el saldo de 53 campos, la mayoría en declinación, alcanza a aportar solo el 31,1 % de esta.



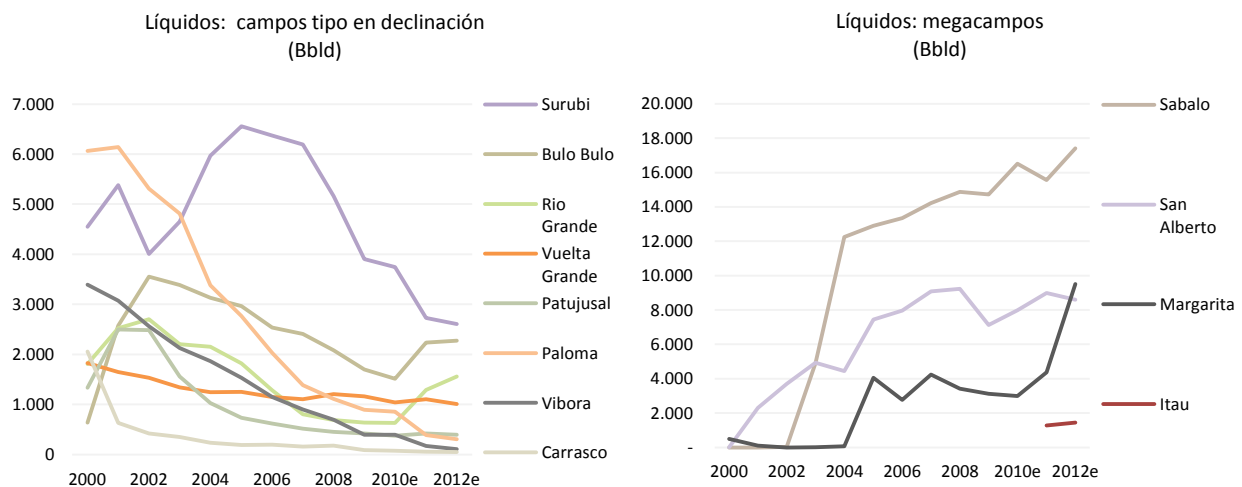
Fuente: YPFB

La contracara de este hecho se configura en el creciente grado de dependencia de la producción boliviana de gas natural en un número sumamente reducido de campos gasíferos, descubiertos hace ya casi década y media, cuyo consumo de reservas en los tres años

posteriores a la última certificación oficial a diciembre de 2009 alcanza, conjuntamente, alrededor de los 1,2 trillones de pies cúbicos (TCF) de un total global de 1,7 TCF de los campos productores.

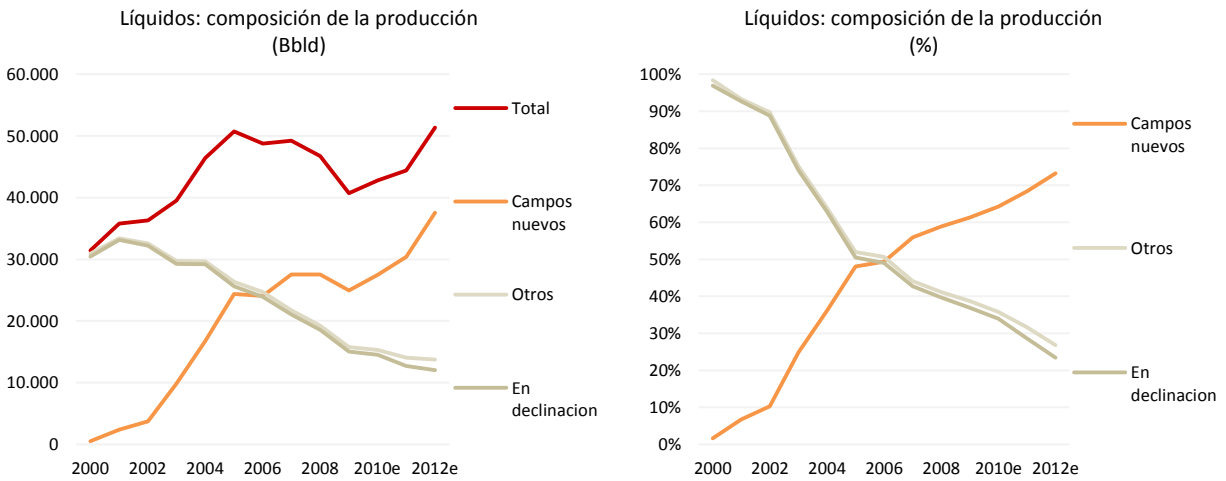
La evolución de la producción de líquidos presenta características similares a las ya establecidas para el gas natural, pero en proporciones notablemente exacerbadas.

De los 57 campos productores de líquidos, 45, o el 79 %, se encuentran en fase de declinación, a un ritmo promedio conjunto de -2.140 barriles por día (Bbld) entre 2005 y 2012. La producción de estos campos se ha reducido persistentemente a lo largo de la última década, desde los 33.150 Bbld en 2001 a sólo 12.047 Bbld en la pasada gestión, una notable contracción de más del 60 % durante el período.



Fuente: YPFB

Como en el caso del gas natural, son tres grandes campos (San Alberto, Sábalo y Margarita) descubiertos a principios de la década pasada que hoy apuntalan de manera incontrastable la producción nacional de líquidos. Junto al aporte de Itaú en los últimos dos años, la producción de estos campos ha pasado de 507 Bbld en 2000 a 36.965 Bbld en 2012, copando por sí el 72 % del total, más que compensando, en el proceso, la declinación de la producción de los campos antiguos: desde otra perspectiva, la pérdida de 20.000 Bbld de producción de petróleo de alrededor de 45 campos en declinación se ha visto oportunamente compensada por el incremento de cerca de 36.500 Bbld en la producción de condensados de tres campos descubiertos hace más de una década.

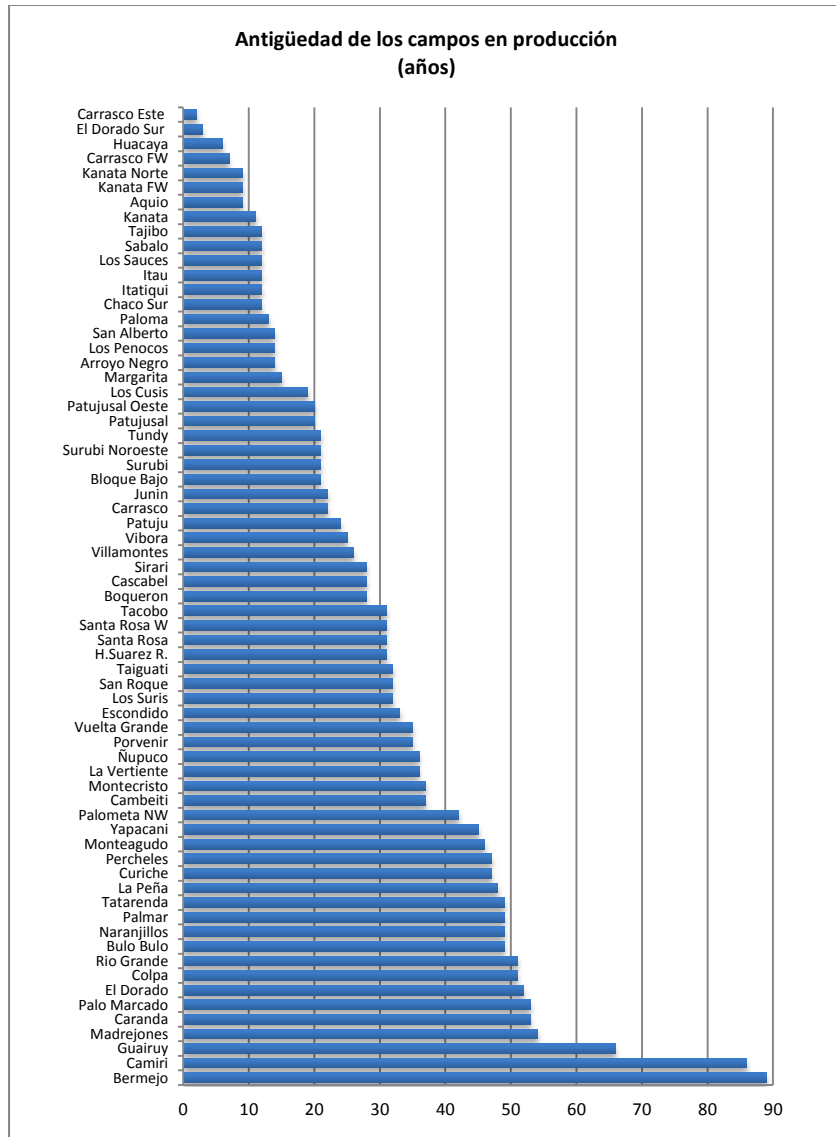


Fuente: YPFB

De lo anterior se pueden desprender algunas conclusiones: primero, que la producción de líquidos del país ha pasado de sustentarse en el rendimiento de campos primordialmente petroleros hace una década a basarse hoy, fundamentalmente, en la producción de tres campos gasíferos. Segundo, y como consecuencia de lo anterior, que la producción de líquidos del país, antes sostenida por alrededor de 45 campos productores, hoy se encuentra ampliamente centrada en la producción de cuatro campos cuyo aporte representa el 72 % del total. Es indicativo de la marcada concentración de la producción de hidrocarburos que sólo la de Sábalo represente por sí sola el 31,4 % de la producción nacional de gas natural y el 33,9 % de la producción de líquidos.

Tercero, que el contenido de líquidos de los campos gasíferos del país se ha reducido gradualmente, tornándose más 'seca' y, final pero fundamentalmente, que desde que los tres grandes campos petroleros entraron en producción no se ha registrado ni la reposición de reservas de los campos antiguos en declinación ni una complementación de reservas de condensados asociados a nuevos descubrimientos significativos de gas natural.

Tanto la declinación de los campos antiguos como la creciente concentración de la producción nacional de hidrocarburos en tres o cuatro campos 'nuevos' señala que las inversiones en exploración no han sido suficientes y que se necesita mayor intensidad para vislumbrar nuevos descubrimientos que puedan remplazar o complementar la producción de los megacampos descubiertos hace ya década y media.



Fuente: CBHE

Marzo 2013