



# Se agotan las reservas de petróleo en Bolivia

## Causas y consecuencias

Por: **Gustavo Rodríguez Cáceres**

**A**unque la clasificación de los hidrocarburos de acuerdo con su densidad varía de país a país, podemos asumir que en Bolivia los “los hidrocarburos se clasifican en: Gas > 110° API; Condensado de 50° a 110° API; Petróleo Liviano de 35° a 50°; Petróleo Medio de 20° a 35° API; Petróleo Pesado < a 20° API”. Si bien ningún pozo produce un solo tipo de hidrocarburos sino una mezcla de los mismos, de acuerdo con los parámetros antes mencionados de los 70 campos hidrocarburíferos que existen en el país 19 pueden catalogarse como petrolíferos, porque producen una mayor proporción de hidrocarburos con una densidad en-

La producción de petróleo en el país se ha reducido de 19.000 a 6.000 barriles por día entre los años 1998 – 2009; la razón está en que en dicho periodo no se han descubierto nuevos yacimientos de petróleo y se han ido agotando los existentes. La causa principal para que el país llegue a esta situación ha sido la prioridad que se ha dado al mercado externo y la consecuencia más grave es que el desabastecimiento del mercado interno y la inseguridad energética del país se agravaron.

tre los 35° y 50° API, y los restantes 51 pueden clasificarse como campos gasíferos debido a que producen una mayor proporción de gas natural y en menor proporción hidrocarburos líquidos con una densidad superior a los 50° API, denominado Condensado.

En este escenario, en el futuro inmediato la industria hidrocarburífera boliviana debe enfrentar el agotamiento de las reservas de petróleo de los 19 campos mencionados y los problemas derivados de dicho agotamiento, algunos de los cuales ya estamos soportando ahora.

## Reservas Remanentes de Petróleo en Bolivia

En el cuadro N° 1 presentamos el total de pozos petrolíferos, es decir no gasíferos, que actualmente se encuentran en producción en el país; en el mismo están consignadas la cantidad de Reservas Probadas y Probables al 1° de enero de 2005, última certificación realizada en el país; también se consigna la Producción Certificada Acumulada en el periodo 2005 - 2009, con base en esos datos se calcula las Reservas Probadas Remanentes al 1° de enero de 2010. Como puede apreciarse de los 19 campos consignados 7 ya han rebasado el nivel de Reservas Probadas que se les había certificado en 2005, situación que puede explicarse porque la estimación realizada en dicho año fue muy modesta o porque en dichos campos se aplicaron métodos de recuperación secundaria o métodos de recuperación mejorada<sup>2</sup>. En vista que no existe información sobre las posibilidades productivas de estos campos, aunque es de prever que están en su última fase de declinación, aquí asumimos como Reservas Remanentes las Reservas Probadas restantes en los otros campos.

Con ese procedimiento estimamos que las Reservas Probadas de Petróleo se han reducido de casi 18 millones a un poco menos de 4 millones de barriles. Desde enero de 2005 a la fecha no se ha realizado ningún anuncio de nuevos descubrimientos de yacimientos de petróleo, a más de una que otra noticia informando la aplicación exitosa de un sistema de recuperación secundaria, pero cuyos resultados siendo óptimos, al final son marginales; por estos motivos no existe ninguna razón o hecho que permita mejorar nuestra estimación.

El cuadro también muestra la relación Reservas / Producción, de acuerdo con nuestros cálculos al ritmo de producción diaria de diciembre de 2009, las actuales reservas de petróleo alcanzarían para abastecer 734 días de producción, es decir, un poco más de dos años. Si tomamos en cuenta que los estándares internacionales consideran que lo óptimo es contar con una relación Reservas / Producción de por lo menos 20 años, podemos hacernos una idea de lo grave que es la situación para el país. Esto no quiere decir que en dos años ya no habrá

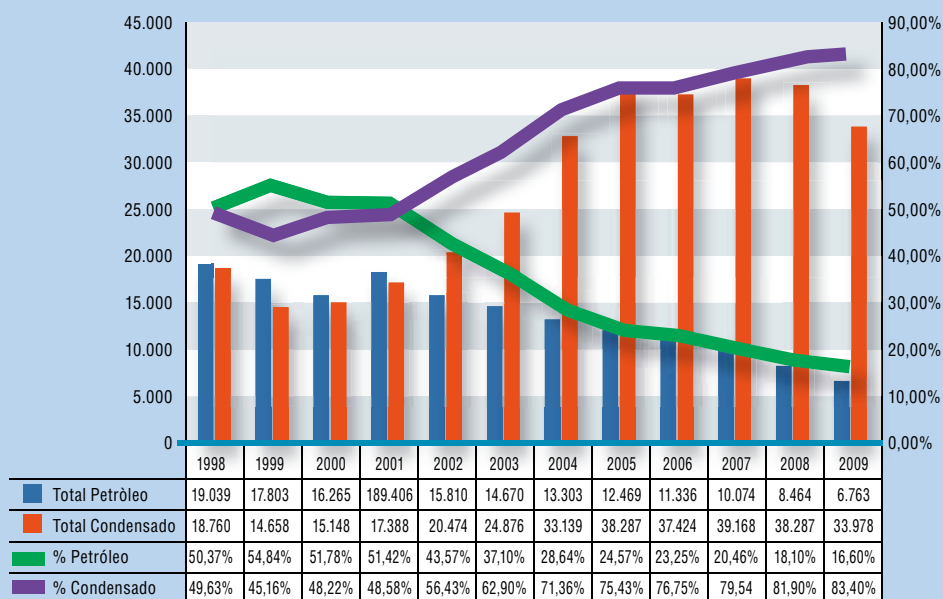


Cuadro 1: Reservas Remanentes de Petróleo en Bolivia

Año Descubrimiento	Campo	Reservas Probadas 1° de enero 2005	Reservas Probables 1° de enero 2005	Producción Acumulada 2005 - 2009	Reservas Probadas Remanentes Estimadas 1° de enero 2010
a	b	c	d	e	c - e
1925	Bermejo	28.702	255.805	117.165	-88.463
1927	Camiri	186.691	0	350.035	-163.344
1950	Guairuy	63.127	0	163.520	-100.393
1954	Toro	585.555	0	162.790	422.765
1964	Tatarenda	220.084	409.551	151.110	68.974
1965	La Peña	1.718.972	507.225	641.670	1.077.302
1967	Monteagudo	661.792	247.000	425.590	236.202
1976	Montecristo	20.000	0	31.390	-11.390
1976	Cambeiti	38.024	0	62.780	-24.756
1982	H. Suarez	29.071	5.004	532.900	-503.829
1992	Surubí	3.936.085	8.889.367	3.278.795	657.290
1993	Patujusal	1.045.445	1.955.000	999.370	46.075
1994	Los Cusis	1.127.963	396.037	622.690	505.273
1995	Paloma	2.042.988	7.158.734	2.986.795	-943.807
1996	Surubí BB	nd	nd	2.327.970	nd
1999	Arroyo Negro	17.526	75.581	23.725	-6.199
1999	Los Penocos	533.590	223.715	290.540	243.050
2001	Patujusal Oeste	231.526	0	75.920	155.606
2003	Surubí NE	5.168.131	1.379.040	4.678.570	489.561
TOTALES		17.655.272	21.502.059	17.923.325	3.902.098
Producción Diaria Promedio a Diciembre de 2009 (excluyendo campo Surubí BB)					5.318
Relación Reservas Remanentes / Producción Diaria Promedio 2009					734

Fuentes: Informe de Reservas de Hidrocarburos al 1° de enero de 2005; Reporte de Producción Certificada de Hidrocarburos 2005 - 2009; www.ypfb.gob.bo

Gráfico 1: Producción de Petróleo y Condensado en Bolivia, 1998 - 2009 (Barriles por día)



Fuente: Informe de producción certificada YPFB

pozos petrolíferos en el país, ciertamente la declinación de cada uno de esos pozos variará dependiendo de su caudal de producción, por ejemplo, el campo Patujusal Oeste produce sólo 8 barriles por día, con ese caudal aunque sus reservas sean mínimas su producción puede extenderse a más de dos años; en línea contraria está la producción de los campos Surubí, Surubí BB, Surubí Noreste y Paloma, que actualmente cubren más del 70% de la producción nacional de petróleo, a ese ritmo de producción sus reservas pueden agotarse inclusive antes de los dos años estimados.

### Las causas: Exploración localizada y orientada al mercado de exportación

En la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos se indica que “Bolivia es un país fundamentalmente gasífero... ... como consecuencia directa de actividades de exploración concentradas principalmente en el subandino centro y sur, y posteriormente en la llanura” (EBH, 2008:61); ¿por qué esta concentración? El mismo documento explica que “...la información y conocimientos adquiridos entre los años 1952 y 1997 constituyeron la base técnica de los descubrimientos realizados en el periodo de la capitalización (1997 – 2005), ya que las empresas petroleras concentraron sus esfuerzos exploratorios en zonas tradicionales del subandino sur; geografía en la que YPFB



Foto: ypfb.gov.bo/noticias/ypfb

y profundizar la exploración de aquellas áreas donde ya había certeza de la existencia de hidrocarburos y sólo faltaba cuantificarlas.

Si YPFB no terminó de prospectar y desarrollar las áreas ubicadas en el subandino centro y sur y en la llanura, fue porque su prioridad no era el gas natural sino el encontrar petróleo; una rápida conversación con los geólogos e ingenieros de esas épocas confirma que muchas veces se dejaron campos en reserva al confirmarlos como gasíferos con tal de prospectar otras zonas donde pudiera encontrarse petróleo. Este objetivo, buscar petróleo, es el que no tuvieron nunca las transnacionales y tampoco quisieron asumirlo; ellas vinieron a hacer negocio y a obtener ganancias, eso significaba de-

Aunque las empresas transnacionales, sus voceros y sus acólitos mucho se han jactado de la inversión que han realizado en exploración petrolera, desde la perspectiva del mercado interno, es decir en cuanto a las reservas de petróleo y no solamente de gas natural, lo evidente es que la misma no ha sido mejor ni más eficiente que la inversión realizada los años previos a la capitalización.

*Las empresas transnacionales no exploraron un metro más allá de los trabajos realizados con anterioridad a la capitalización y se dedicaron a estudiar y profundizar la exploración de aquellas áreas donde ya había certeza de la existencia de hidrocarburos y sólo faltaba cuantificarlas.*

había realizado descubrimientos importantes anteriormente. Este hecho derivó en la concentración de las actividades exploratorias en áreas pequeñas, descuidando así los trabajos geológicos regionales que son la base para permitir la realización de ajustes a los modelos geológicos locales” (EBH, 2008:62) dicho de otro modo, las empresas transnacionales no exploraron un metro más allá de los trabajos realizados con anterioridad a la capitalización y se dedicaron a estudiar

sarrollar los campos gasíferos y orientar la producción a los mercados de exportación, en ningún momento implicaba encontrar petróleo y mucho menos para que sea destinado al mercado interno.

Es suficientemente sugerente que el 86% de las reservas de gas del país se encuentren sólo en los campos San Alberto, Sábalo, Margarita e Itau, y que sólo los últimos tres, forzando muchos criterios, puedan considerarse campos descubiertos por las transnacionales. Tam-

bién es sugerente que de los 19 campos petrolíferos en actual producción sólo cuatro hayan sido “descubiertos” con posterioridad a la capitalización (Ver Cuadro N° 1), de hecho y para ser precisos, esos campos sólo fueron delimitados y desarrollados, pues los estudios geológicos, la determinación de la roca madre, la identificación del yacimiento, etc., fueron hechos con anterioridad a la privatización de la industria petrolífera boliviana.

Lo que no es sugerente y es completamente fehaciente respecto a la prioridad brindada al mercado externo es la evolución de la producción de hidrocarburos “líquidos” en el país; en el Gráfico N° 1 puede apreciarse como año a año ha ido disminuyendo la producción de petróleo y ha ido en aumento la producción de Condensado, por supuesto la producción de este último ha aumentando porque también aumentó la producción de gas natural destinado a la exportación.

Aunque las empresas transnacionales, sus voceros y sus acólitos mucho se han jactado de la inversión que han realizado en exploración petrolera, desde la perspectiva del mercado interno, es decir en cuanto a las reservas de petróleo y no solamente de gas natural, lo evidente es que la misma no ha sido mejor ni más eficiente que la inversión realizada los años previos a la capitalización. Evidentemente, los montos invertidos fueron superiores, pero no porque se haya aumentado la geología de superficie, o el metraje de prospección sísmica, ni siquiera porque se haya perforado una mayor cantidad de pozos, sino porque los costos opera-

*Los actuales responsables de la política hidrocarburífera y de YPFB han decidido continuar priorizando la exportación de gas natural, en consecuencia apuntalar la exploración localizada y de yacimientos de este hidrocarburos y no de petróleo.*

tivos de las empresas transnacionales eran mucho más elevados que los de la estatal YPFB. En síntesis, aunque se haya aumentando los montos invertidos en exploración petrolera, los mismos no han servido para aumentar las reservas de petróleo del país.

### Las consecuencias: Desabastecimiento de Combustibles e Inseguridad Energética

La primera consecuencia directa de este agotamiento de las reservas es la caída de la producción de petróleo, el Gráfico N° 1 enseña que dicha producción ha descendido de 19 mil a 6 mil barriles por día el periodo 1998 – 2009; en sentido contrario, también puede verse que la producción de Condensado ha subido de 18 mil a 33 mil barriles por día en el mismo periodo. Proporcionalmente, entre los años 1998 – 2000 más del 50% de los hidrocarburos “líquidos” producidos correspondían a petróleo, en cambio, los últimos años esa proporción ha descendido al 16%.

Evidentemente la producción de hidrocarburos “líquidos” ha aumentando, sin embargo, aunque las estadísticas de producción de Petróleo y Condensado figuren bajo un mismo rotulo, existe entre ellas una diferencia esencial, es que la primera cuenta con componentes más pesados y la segunda con componentes más livianos, de tal manera que una vez enviados a refinación, del petróleo puede obtenerse una mayor proporción, por ejemplo, de Diesel Oil, Jet Fuel, Kerosene y gasolinas de alto octanaje; en cambio del Condensado se obtiene una menor proporción de estos, genéricamente denominados, combustibles pesados y ma-

yores proporciones de gasolinas livianas, naftas y vaselinas. Por este motivo, el aumento de hidrocarburos “líquidos” no implica directamente el aumento de la producción de combustibles pesados, necesarios para la agroindustria, el transporte y la actividad industrial en general. De hecho, la segunda consecuencia del agotamiento de las reservas de petróleo es la escasez de combustibles como el Diesel Oil y el últimamente la gasolina automotriz.



**Aunque las estadísticas de producción de Petróleo y Condensado figuren bajo un mismo rotulo, existe entre ellas una diferencia esencial, es que la primera cuenta con componentes más pesados y la segunda con componentes más livianos.**

Lamentablemente en el país se ha dado por hablar sólo de “líquidos” y no petróleo; recordemos que en la época neoliberal se repitió hasta el cansancio que mientras más exportemos mejor porque así aumentaba la producción de gas natural y asociado con este la producción de “líquidos” necesarios para el mercado interno. Recordemos también como los “éxitos” de YPFB se presentaban, e inclusive se presentan ahora, como el aumento de los hidrocarburos “líquidos” todos ellos destinados al mercado interno. La realidad es que hablar en general de “líquidos” sólo ha servido para encubrir el agotamiento de las reservas probadas de petróleo en el país y encubrir nuestro ingreso de lleno al desabastecimiento y la inseguridad energética.

### No hay visos de solución

La nacionalización tenía por uno de sus objetivos revertir esta situación, sin embargo, los actuales responsables de la política hidrocarburífera y de YPFB han decidido continuar priorizando la exportación de gas natural, en consecuencia apuntalar la exploración localizada y de yacimientos de este hidrocarburos y no de petróleo. No, no es que son ajenos al agotamiento de las reservas ni a los problemas que generará, pero, en vez de decidirse por explorar y buscar petróleo, han optado por convertir al país en importador, ya no de diesel oil y gasolina automotriz sino de petróleo crudo. El colmo de todo esto es que para encubrir esos lineamientos políticos continúan “gritando a los cuatro vientos” que el aumento de “líquidos” abastecerá el mercado interno ■

- 1 Mario Rollano Barrero, “Exploración” En Introducción a la Industria de Los Hidrocarburos. CBH, 2008.
- 2 “Los procedimientos para el recobro del crudo se han clasificado en tres fases, las cuales son: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La fase primaria es producto del flujo natural del yacimiento, cuando la presión en este, es la necesaria para empujar los fluidos que allí se encuentren. La fase secundaria, se emplea cuando la primera etapa termina o si el yacimiento no produjo naturalmente. Se utilizan la inyección de agua o gas para llevar el crudo hasta los pozos de producción. Por último tenemos la fase terciaria o mejorada, por lo general viene luego de la segunda etapa, se inyectan químicos, energía térmica o gases miscibles para extraer el crudo”. <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/12/mtodos-de-recuperacin-secundaria.html>