

La inversión extranjera en el sector hidrocarburífero boliviano

Sus mitos y sus mitómanos

(Segunda Parte)

Por: Gustavo Rodríguez C.

EL ÍNDICE DE ÉXITO EXPLORATORIO DE BOLIVIA ES UNO DE LOS MÁS AL-

TOS DE SUDAMÉRICA. ENTONCES ¿POR QUÉ EN BOLIVIA SE HABLA TAN PROFUSAMENTE DEL “ALTO RIESGO” DE LA ACTIVIDAD PETROLERA? PORQUE DEPENDIENDO DEL GRADO DE CERTEZA/INCERTIDUMBRE QUE SE TENGA PARA ENCONTRAR HIDROCARBUROS PUEDE DEFINIRSE, POR EJEMPLO, SI LA INDUSTRIA SERÁ ORGANIZADA COMO UN MONOPOLIO ESTATAL, SI SERÁ ENTREGADA TOTALMENTE AL SECTOR PRIVADO O, SI SERÁ GESTIONADA CON PARTICIPACIÓN ESTATAL Y PRIVADA.

Mito 3: “La actividad petrolera es altamente riesgosa”

Ciertamente, la industria petrolera es económicamente riesgosa porque un programa de exploración y explotación no puede estimar con anticipación la existencia de reservorios hidrocarburíferos, ni calcular de antemano la cantidad y la calidad de los hidrocarburos existentes en los mismos. Aunque la prospección petrolera recurra a una serie de disciplinas (geología, geofísica, geoquímica, paleontología, etc.), y cada vez utilice métodos más complejos y tecnologías más sofisticadas, la única manera de verificar la existencia de hidrocarburos y su potencialidad es perforando los pozos exploratorios y los pozos de desarrollo. Por ello la decisión de perforar un pozo es el pináculo de la prospección petrolera, que viene precedida de una serie de estudios que suelen llevar de 7 a 10 años en su realización; estos estudios y la propia perforación exigen inversiones importantes, que

no tienen retorno inmediato ni garantizado, es más, esas inversiones pueden perderse si los pozos perforados resultan no productores.

Así, planteada la cuestión, se entiende el riesgo existente en la actividad petrolera, sin embargo, no deja de ser una explicación general y abstracta. Como toda generalización, oculta los distintos niveles de riesgo que existen y como toda abstracción no especifica las particularidades en que se concreta el riesgo de explorar y explotar hidrocarburos, que vale la pena dejarlo sentado aquí, varía de región a región y en función a distintos factores no sólo técnico-geológicos sino también económico-políticos. Por ello, hablar en general del riesgo exploratorio sólo tiene un valor connotativo, inclusive peda-

gógico, pero no tiene ninguna validez práctica si no se especifica en qué consiste dicho riesgo y cuáles son sus determinantes. En este sentido la pregunta que irrumpe aquí es ¿cuán riesgosa es la actividad hidrocarburífera en Bolivia?

Actualmente, existen complicados modelos de simulación que utilizan complejas variables geológicas, geofísicas, geoquímicas y una serie de formulaciones económicas y financieras, unos modelos son más dinámicos y/o más integrados que otros, todo con el fin de estimar de manera más



precisa la posibilidad de encontrar petróleo y/o la factibilidad de explotarlo en una determinada región y evaluar el nivel de riesgo al que se enfrenta la actividad petrolera; sin embargo, para los fines de este artículo utilizaremos el Índice de Éxito Exploratorio (IEE) que relaciona el número de po-

zoz productores respecto del número de pozos perforados; este indicador, aunque apoyado en la aritmética básica, es el más sintético y significativo para referenciar el nivel de riesgo al que se enfrenta la actividad petrolera en las distintas regiones del mundo y el más usado en la industria para tal fin.

Esto es un éxito exploratorio por encima de la media internacional y también por encima de la media regional. El Gráfico también muestra que las empresas transnacionales que actuaron en el país con anterioridad a la capitalización, en ese entonces

denominadas empresas contratistas, perforaron en el país 191 pozos exploratorios, de los cuales 53 fueron productores y 138 resultaron secos, considerado globalmente su experiencia, el IEE para ellas llegaba al 27,75%; por debajo del éxito de YPFB, pero también por encima de la media internacional y equiparable a la media regional de 3 pozos exitosos por cada 10 perforados (Ver Gráfico N° 1). Valga anotar aquí que consideradas individualmente las empresas contratistas, antes de la capitalización tenían un IEE nada deplorable, entre las más importante se puede mencionar a The Estándar Oil Co. con el 23,53%; a Gulf Oil Co. con el 31,18%; a Occidental Boliviana Inc. con el 35%; a Tesoro Bolivia Petroleum Co. con el 52,94%; y a Maxus Energy Co. con el 66%. Por último, el Gráfico n° 1 enseña que después de la capitalización las empresas transnacionales perforaron 93 pozos exploratorios, de los cuales 49 fueron productores y 44 resultaron no pro-

...el IEE de Bolivia es uno de los más altos de Sudamérica o, lo que es lo mismo, el riesgo exploratorio de la actividad hidrocarburífera en Bolivia, exceptuando Argentina, no es tan alto como en los otros países...

zos productores respecto del número de pozos perforados; este indicador, aunque apoyado en la aritmética básica, es el más sintético y significativo para referenciar el nivel de riesgo al que se enfrenta la actividad petrolera en las distintas regiones del mundo y el más usado en la industria para tal fin.

En relación a este índice la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) afirma:

“Generalmente, en el contexto internacional se considera que de 10 pozos perforados 9 resultan secos y uno solo tiene éxito: esta relación fracaso-éxito cambia según las regiones y conocimiento geológico de las mismas. Las estadísticas regionales muestran que de 10 pozos exploratorios perforados 3 son exitosos”.

Esta afirmación podría ser corroborada por la de Mario Rollano Barrero que en una reciente publicación, casualmente auspiciada por la CBH, refiriéndose a la especificidad boliviana sostiene:

“acorde a las estadísticas, la probabilidad de éxito es del 10%, en Bolivia es del orden del 12,5%, vale decir que por lo general uno de cada diez pozos es exitoso en exploración. En Bolivia es 1 en 8”.

Afirmaciones como las acabadas de transcribir denotan que el IEE en el país, apenas es superior a la media internacional, por lo que apoyados en ellas se puede suponer que el país no tiene un potencial hidrocarburífero considerable y que el riesgo al que se enfrenta la actividad petrolera es “alto”.

Felizmente, aunque este tipo de aseveraciones sean ampliamente difun-

Gráfico 1. Bolivia: Perforación de pozos exploratorios y tasa de éxito

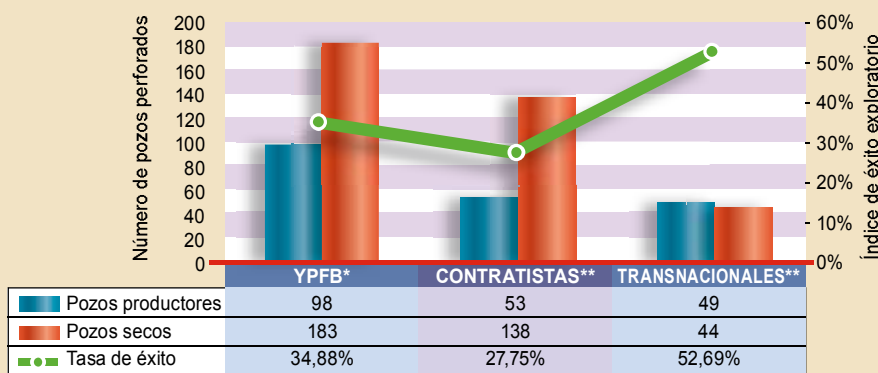
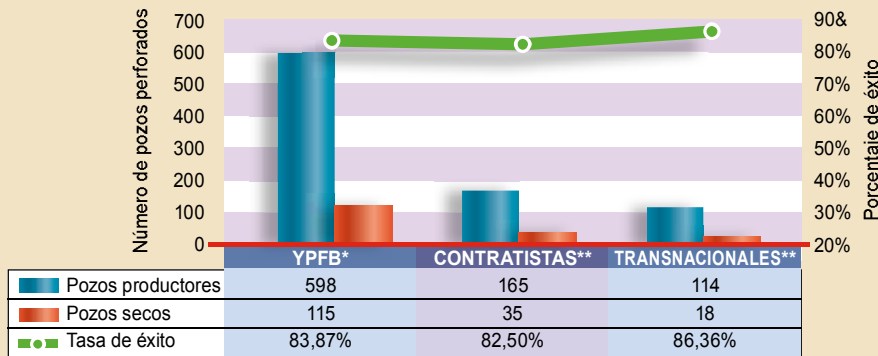


Gráfico 2. Bolivia: Perforación pozos de desarrollo y tasa de éxito



* Período 1937-1994
 ** Período 1922-1994
 *** Período 1998-2006

Fuente: Instituto Nacional de Estadística - Informes Técnicos YPFB

▷ ductores, llegando el éxito exploratorio al 52, 69%. Esta tasa de éxito evidentemente está muy por encima de la media internacional y por encima de la media regional informada por la CBH.

Hecha la misma relación para los pozos de desarrollo, cuyos resultados presentamos en el Gráfico N° 2, encontramos que la tasa de éxito para YPFB era de 83,87%, para las Contratistas era de 82,50%, y para las Transnacionales que actuaron después de la capitalización es del 86,36%. Como puede apreciarse la tasa de éxito es mucho más elevada que en el caso de los pozos exploratorios, lo que se explica porque lo dificultoso es encontrar los hidrocarburos, una vez descubierto y delimitado el yacimiento, la perforación de los pozos que permitan la explotación óptima del reservorio ya es una tarea menos complicada y con menor incertidumbre. También esta circunstan-

cia explica por qué la empresa estatal y las empresas privadas tienen tasas similares de éxito en este campo.

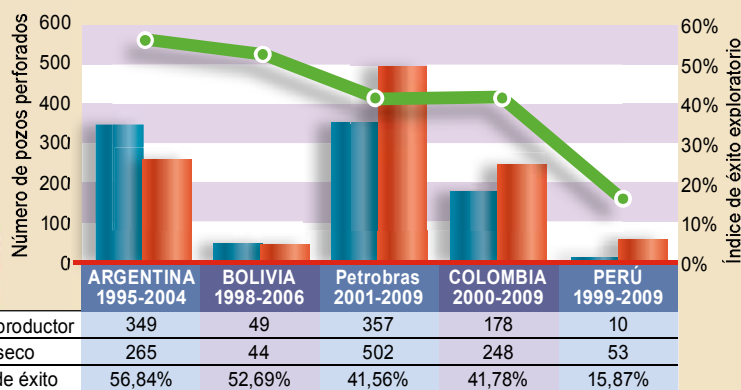
Aquí vale la pena considerar un aspecto más, a saber, el nivel de riesgo exploratorio existente en algunos países latinoamericanos a fin de contextualizar el riesgo al que se enfrenta la exploración petrolera en el país. El Gráfico N° 3, presenta la información sobre el IEE de Argentina, país en el que durante el periodo de 10 años (1995 - 2004) se perforaron 614 pozos exploratorios, resultando productores 349, lo que equivale a una tasa de éxito del 56,84%, índice que de alguna manera muestra el potencial hidrocarburífero y la tradición petrolera que existe en dicho país. También presentamos los datos correspondientes a Petrobras, empresa que aunque tenga presencia internacional su actividad principal y mayoritaria se concentra en Brasil, que en

el lapso de 10 años (2001 - 2009) perforó 859 pozos exploratorios, de los cuales 357 resultaron productores, siendo su IEE del orden del 41,56%; las cifras también muestran los resultados de Colombia, país en el que se perforaron 426 pozos exploratorios, resultando 178 productores, es decir, una tasa de éxito del 41,78%; Por último están los datos correspondientes al Perú, país donde se perforaron 63 pozos exploratorios en un lapso de 11 años (1999 - 2009), de los cuales sólo 10 resultaron productores, siendo la tasa de éxito en dicho país del 15,87%. Lamentablemente no tuvimos acceso a las cifras de Venezuela y Ecuador, pero información parcial al respecto permite suponer que el IEE de ambos países está por encima del promedio sudamericano, tampoco encontramos los datos correspondientes a Paraguay, Uruguay y Chile, aunque no son relevantes para el promedio



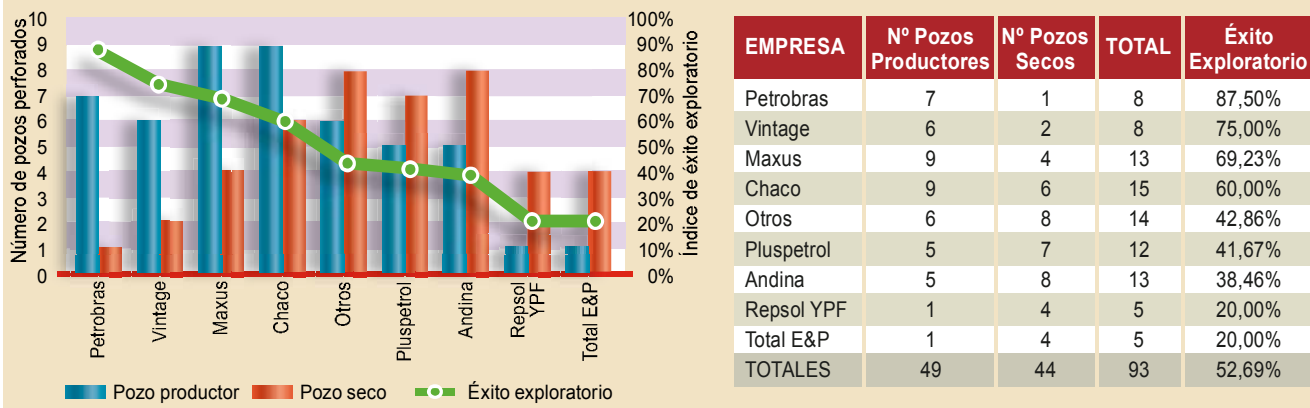
Foto: abi.bo

Gráfico 3. Índice éxito exploratorio en América Latina



Fuente: Los datos para Bolivia, Colombia y Perú provienen de las estadísticas oficiales de dichos países. Los de Petrobras provienen de los Reportes Anuales de dicha empresa. Los de Argentina provienen de: <http://www.slideshare.net/Catedra/powerpoint-7433>

Gráfico 4. Pozos de Exploración y Tasa de Éxito por Empresa 1998 - 2006



regional porque en dichos países la actividad petrolera no es tan amplia como en los países ya mencionados, aunque también información parcial permite inferir que en dichos países el riesgo exploratorio es realmente muy elevado.

Con todo, la conclusión que se impone aquí es que el IEE de Bolivia es uno de los más altos de Sudamérica o, lo que es lo mismo, el riesgo exploratorio de la actividad hidrocarburífera en Bolivia, exceptuando Argentina, no es tan alto como en los otros países que le son vecinos (Ver Gráfico N° 3). Aunque en adelante será necesario relativizar un poco el 52,69% de IEE que ostenta Bolivia.

Por las razones y los datos acabados de mencionar no se puede afirmar en general y abstractamente que la actividad hidrocarburífera en Bolivia es de “alto riesgo”; más preciso sería decir que la actividad conlleva los riesgos inherentes a la industria pero que los estudios realizados en terreno, la experiencia de las empresas que ya se han desempeñado en el país, los diferentes sistemas de modelaje y otros indicadores muestran que las posibilidades de éxito están por encima de la media internacional y regional. Sin embargo, ¿por qué en Bolivia se habla tan profusamente del “alto riesgo” existente en la actividad petrolera?

La respuesta a nuestra interrogante se encuentra en que la definición o estimación del riesgo exploratorio existente en una región es uno de los determinantes de toda planificación energética y organización de la industria petrolera. La cuestión no es para nada baladí, porque dependiendo del grado de certeza/incertidumbre que se tenga para encontrar hidrocarburos puede definirse, por ejemplo, si la industria será organizada como un monopolio estatal, si será entregada totalmente al sector privado o, si será gestionada con participación estatal y privada. La definición del riesgo es también un campo de disputa política, en la medida que el Estado y sus circunstanciales gobernantes inferían que el “riesgo es alto” y no vale la pena correrlo, las transnacionales petroleras tienen el camino allanado para hacerse del control completo y pleno de la industria que, como lo demuestra la historia internacional, siempre es contrario a los intereses de los países. La definición del riesgo también es importante, en caso que un país decida entregar la totalidad o parte de su sector petrolero a manos de las empresas, pues se constituye en un factor

de negociación de la parte de renta a ser captada por el Estado. Las empresas advirtiendo que sus capitales se someten a un “riesgo alto” exigen una mayor participación en la renta, generalmente no ingresan a discutir en qué se concreta ese riesgo, porque de hacerlo lo lógico sería que allí donde el riesgo es menor la mayor cantidad de la renta debiera ser para el Estado.

Por último, es necesario mencionar que todo riesgo es administrable, en la industria petrolera eso significa que los descubrimientos de yacimientos, es decir, el número de pozos productores tiene que reeditar los ingresos suficientes para cubrir los costos incurridos en los pozos no productores; ¿cuál es la relación óptima entre estas dos variables? La verdad es que no hay una respuesta única, dependerá del tamaño de los reservorios descubiertos así como de la capacidad financiera de la empresa, sea estatal o privada, para soportar un determinado número de fracasos respecto de un determinado número de éxitos. Mas, lo importante aquí es que esa capacidad de administrar la crisis no es propia de las transnacionales petroleras sino que también pueden realizarla, de hecho lo hacen, muchas empresas estatales.

Mito 4: “Los riesgos de la actividad exploratoria son asumidos por las empresas transnacionales”

Lamentablemente, dejando de lado todas las consideraciones que se pueden hacer sobre el riesgo exploratorio en el Bolivia y en la región, los portavoces de las transnacionales y sus acólitos, repiten hasta el cansancio que la actividad petrolera es “altamente riesgosa”, para inmediatamente después, cual si esta frase fuera un mantra que invoca a la divina inversión extranjera, sostener que las transnacionales petroleras son las únicas capacitadas de asumir el riesgo exploratorio y por lo tanto las únicas que deberían dedicarse a gestionar la industria petrolera. Esta forma de ver la gestión de la industria hidrocarburífera y los riesgos que conlleva ha calado tan hondo en el país que es común encontrarse con afirmaciones como esta:

“esta actividad está supeditada a entidades que disponen de capital de riesgo y en

el caso de Bolivia, dado a que ni el Estado ni las personas particulares disponen de ese tipo de capital, se concluye que esta inversión la realicen empresas extranjeras que pueden asumir el riesgo que impone esta actividad”.

Por lo que valdrá la pena revisar hasta qué punto este tipo de afirmaciones son correctas. Para hacer esta revisión en el Gráfico N° 4 presentamos el éxito exploratorio existente en el país, disgregado por empresa para el periodo correspondiente a la capitalización (1998 – 2006), los datos consignados en el mismo nos ayudaran a precisar cuál es el riesgo que han asumido las transnacionales petroleras luego de la privatización de los hidrocarburos en Bolivia.

Consideremos a Petrobras que ostenta el mayor éxito exploratorio en Bolivia. Como

Los éxitos exploratorios de Chaco y Andina, ciertamente más altos que los de su predecesora son resultado de la continuidad del trabajo realizado por YPFB...

puede verse en el Gráfico N° 4, en el periodo 1998 – 2006, esta empresa perforó 8 pozos resultando 7 productores y uno seco, mostrando así una relación exactamente inversa a la referida por Rollano, que llega al 87,5% de éxito. Este éxito se especifica en los campos San Alberto y San Antonio, de los cuales Petrobras es operadora; en el primer campo perforó los pozos SAL X9, SAL X10, SAL X11, SAL X12 y la Ceiba X1, resultando este último seco; en el segundo campo perforó los pozos Sábalo X1, Sábalo X2, Sábalo X3 y Sábalo X4, el primero figura como no concluido en los informes técnicos de YPFB motivo por el cual no lo incluimos en el cálculo del éxito exploratorio⁴.

Esta especificidad, sin embargo, requiere que se haga ciertas precisiones, la primera y la más importante es que el Pozo SAL X9, considerado el pozo descubridor de yacimiento profundo fue perforado por YPFB, alcanzando una profundidad de 4.518 metros ya el año 1990, mismo que fue dejado “En Reserva” como muchos otros descubrimientos, en vista de que el gas natural boliviano todavía no contaba con el mercado de gas brasileiro. Así lo único que hace Petrobras es “destaponar” el pozo y profundizarlo hasta los 4.564,5 metros. La segunda precisión consiste en anotar que antes del

▷ SAL X9, YPFB perforó ocho pozos en el mismo campo, de los cuales cuatro resultaron productores, pues encontraron y desarrollaron un reservorio somero, y cuatro resultaron secos; todos los estudios previos y la información recabada en la perforación de estos pozos, sin duda, fue decisiva para el hallazgo del SAL X9; por ello al margen de la relación éxito/fracaso que sólo puede evaluarse retrospectivamente, debe considerarse que, los distintos niveles de incertidumbre que planteaba la exploración del Bloque San Alberto desde el año en que se perforó el SAL X1 (1966) hasta el momento en que se concluyó el SAL X9 (1990) fueron enfrentados y asumidos por la estatal YPFB. La tercera precisión es que en la actividad petrolera la parte mayor de la incertidumbre/riesgo se concentra en la explo-

chaqueña-beniana y determinó la presencia de diez líneas estructurales profundas en la Seranía Subandina y Llanura Chaqueña, en las cuales definieron más de ochenta altos estructurales con posibilidades de acumulación de gas natural²⁵, es decir, YPFB ya había adelantado la sistematización de la información y conocimiento no de un área sino de toda la geología regional, información que de hecho no sólo baja la incertidumbre de cualquier emprendimiento en la misma sino que asegura el éxito de la misma, no de otra manera se explica que de cuatro pozos perforados en San Antonio, tres sean declarados productores y uno quede a la espera de su conclusión.

Conviene considerar aquí el éxito exploratorio de Total E&P, que ronda el 20% que es la operadora del megacampo Itaú. Este éxito se especifica en la perforaciones realizadas en el Bloque Tarija Oeste con el pozo Itaú X1 reportado como abandonado, los Pozos Itaú X1A e Itaú X3 reportados como Abandonados Temporalmente y el Itaú X2 reportado como Cerrado en Reserva, de esta forma el único pozo reportado

como productor por esta compañía es el Incahuasi X1 realizado en el Bloque Ipati. Evidentemente la relación éxito fracaso para esta compañía en el país, a la luz de los datos extraídos de los Informes Técnicos de YPFB, es uno a cinco. Sin embargo, otros documentos provenientes de la compañía y también de YPFB, sostienen que exceptuando el pozo Itaú X1 los restantes son pozos productores, por lo que además de los problemas que ha tenido con Petrobras por la unitización de los campos San Alberto e Itaú, ahora ha cerrado un acuerdo para utilizar la infraestructura instalada en San Alberto y dar comienzo a la explotación del campo Itaú, es decir, al menos uno de los cuatro pozos de Itaú es productor, lo que automáticamente subiría el índice de éxito de esta empresa al menos al 40%.

Por otra parte si tenemos en cuenta que este campo también pertenece a la misma línea estructural de San Alberto y San Antonio (Ver Gráfico N° 5), podemos concluir que para su delimitación no sólo se ha beneficiado de la sistematización de la

geología regional acabada de referir, sino también de la geología al detalle realizada para San Alberto, por lo que no es exagerado preguntarse ¿Específicamente qué riesgo a enfrentado el capital extranjero en el campo Itaú? Con seguridad ha sido un riesgo mucho menor al enfrentado por YPFB el momento de identificar el área y hacer las primeras incursiones exploratorias o el riesgo asumido por Tesoro Bolivia Petroleum Company que también realizó exploración en la zona y llegó a perforar el pozo San Antonio X1.

La segunda empresa en nivel de éxito es Vintage, esta empresa tiene 6 pozos exitosos de 8 pozos exploratorios perforados, todos en el campo Naranjillos, campo que fue descubierto por YPFB el año 1964; aquí vale el mismo criterio aplicado al caso San Alberto, la mayor parte del riesgo se concentra hasta hallar el pozo descubridor, los pozos que siguen después de éste, si bien conllevan riesgo, el mismo ya no es alto. Lo mismo puede decirse sobre el éxito exploratorio de Chaco, que reporta pozos productores en el Bloque Patujusal, que ya con anterioridad había sido explorado por YPFB que había consolidado su descubrimiento el año 1993.

De hecho, sin ánimo de exageración, puede decirse que los éxitos exploratorios de Chaco y Andina, ciertamente más altos que el de su predecesora son resultado de la continuidad dada al trabajo previo realizado por YPFB. Es lógico que haya ocurrido así porque en la actividad petrolera los resultados positivos surgen de los estudios integrales y de los trabajos de largo plazo como los que venía encarando YPFB hasta el día de su privatización.

Este último criterio también es aplicable a las compañías petroleras como Maxus y Pluspetrol que venían trabajando en el país con anterioridad a la capitalización, evidentemente estas compañías también basaron su trabajo y sus descubrimientos en el trabajo previo de geología regional realizado por YPFB, aunque habrá que reconocer que su riesgo fue mayor al enfrentando por las compañías arribadas con la privatización de la industria petrolera boliviana, además de señalar que trabajaban en condiciones fiscales y del derecho propietario diferentes a los impuestos por la capitalización.

Con toda esta información, brevemente resumida aquí, la conclusión no puede ser otra más que el riesgo existente en la explo-

Sostener que en Bolivia el riesgo exploratorio sólo puede ser cubierto por el capital extranjero es un autoengaño que persigue separar al Estado y, en definitiva, al pueblo boliviano de los beneficios que puede brindar un recurso natural como los hidrocarburos gestionados estatalmente.

ración del pozo descubridor, los pozos que le siguen a este, denominados precisamente pozos de avanzada, son menos riesgosos, pues, una vez descubierto el yacimiento ya sólo se trata de delimitarlo; en esa medida los pozos perforados por Petrobras fueron justamente los menos riesgosos.

Sobre el riesgo corrido por Petrobras en el Bloque San Antonio y el descubrimiento del campo Sábalo puede decirse algo similar. En primer lugar debe tomarse en cuenta que este campo está ubicado en la misma línea estructural de San Alberto (Ver Gráfico N° 5), por lo que los estudios realizados para el campo San Alberto y sus resultados son altamente indicativos para el campo San Antonio, aspecto que de inmediato baja el nivel de incertidumbre existente. Pero es más, como indica Mariaca, con base en la información surgida de los pozos profundos Bermejo X44, San Alberto X9, San Antonio (actualmente Sábalo), y el pozo Bulu Bulu X3 “YPFB reinterpreto toda la información geológica-geofísica de la sierra subandina, el pedepalano y llanura

ración petrolera en Bolivia ha sido asumido por YPFB y no por las transnacionales petroleras; esta conclusión es más patente en relación a los megacampos San Alberto, Sábalo e Itaú y en relación al capital extranjero que se hizo cargo de Chaco y Andina. Dicho coloquialmente, sostener que en Bolivia el riesgo exploratorio es cubierto o sólo puede ser cubierto por el capital extranjero es un autoengaño; autoengaño que persigue un sólo interés político, separar al Estado y, en definitiva, al pueblo boliviano de los beneficios que puede brindar un recurso natural como los hidrocarburos gestionados estatalmente.

Mito 5: “Es preferible traspasar los riesgos de la actividad petrolera a las transnacionales”

Un aspecto más de los mitos en torno al riesgo está afincado en las corrientes privatizadoras que sostienen que los riesgos

inherentes a la actividad petrolera no pueden ser enfrentados óptimamente por la congénita ineficiencia estatal, por los procedimientos y mecanismos estatales intrínsecamente corruptos ni, por supuesto, los esmirriados recursos fiscales; pero mucho más, para los más acérrimos privatizadores, incluso suponiendo que el Estado pueda vencer sus defectos, no vale la pena someter a las empresas estatales ni a los presupuestos públicos ha dicho riesgo; en esta lógica de razonamiento no queda más que dejar en manos de las empresas transnacionales la riesgosa actividad petrolera que, a su entender, están más capacitadas que las empresas públicas para asumir los riesgos de la industria petrolera. Por esta forma de pensar es que a diario encontramos opiniones como esta:

“Estas inversiones de alto riesgo se acostumbra y conviene adjudicarlas mayormente a las empresas privadas”⁶

Pero, como acontece con todas las premisas, ideas y consignas introducidas o reformuladas por el pensamiento neoliberal, las mismas no tienen correlato con la realidad, veamos por qué:

Un aspecto fundamental de la capitalización fue que pasó la responsabilidad de dirigir, desarrollar y administrar la industria petrolera a manos de las empresas extranjeras. Con ese poder en sus manos éstas cambiaron la prioridad que tenía el autoabastecimiento interno y orientaron la gestión de la industria hacia la exportación. También se concentraron en realizar trabajos geológicos locales y descuidaron la geología regional e integral que permita un mejor conocimiento del subsuelo boliviano y la posibilidad de descubrir más y mejores yacimientos. Junto con esto, a pesar de que se ufanan de haber descubierto grandes reservas gasíferas, lo cierto es que los últimos diez años no han reponido la cantidad de reservas extraídas, esto es cierto para el gas pues no se han descubierto nuevos yacimientos que repongan las cantidades exportadas al Brasil, y es mucho más patente en el caso de las reservas de petróleo que están en franco descenso y se agotarán en los próximos dos años. Por

último, al tener las transnacionales el control de la industria se ha descuidado completamente la masificación del consumo interno de gas natural y la ampliación de la red domiciliaria, por ejemplo a las regiones rurales, de hecho, los últimos 15 años el aumento del uso del gas natural ha sido infinitesimal. Se puede mencionar muchos otros ejemplos más de cómo la privatización no sólo perjudicó sino que destruyó la gestión estatal de los hidrocarburos, que tan trabajosamente se había desarrollado en el país, pero sólo baste decir, que para el país, la pérdida de soberanía y su capacidad de gestión operativa sobre los hidrocarburos ni siquiera trajo los beneficios económicos que tanto mencionaban los dirigentes neoliberales.

Hasta aquí hemos demostrado que el riesgo exploratorio existente en Bolivia no es tan alto como en otros países de Sudamérica, o tan alto como intentan hacernos creer; también hemos demostrado que este riesgo ha sido asumido fundamentalmente por la empresa estatal y no por las transnacionales. Sin embargo, supongamos que el riesgo exploratorio es realmente alto en Bolivia, aún así se justifica plenamente que una empresa estatal se haga cargo de la industria petrolera, la dirija y la opere. Como argumento a favor baste mencionar el hecho de que YPFB había logrado el autoabastecimiento y además había sentado las bases para el desarrollo de la industria nacional de hidrocarburos, bases de las que bebió y aún bebe la codicia del capital extranjero ■

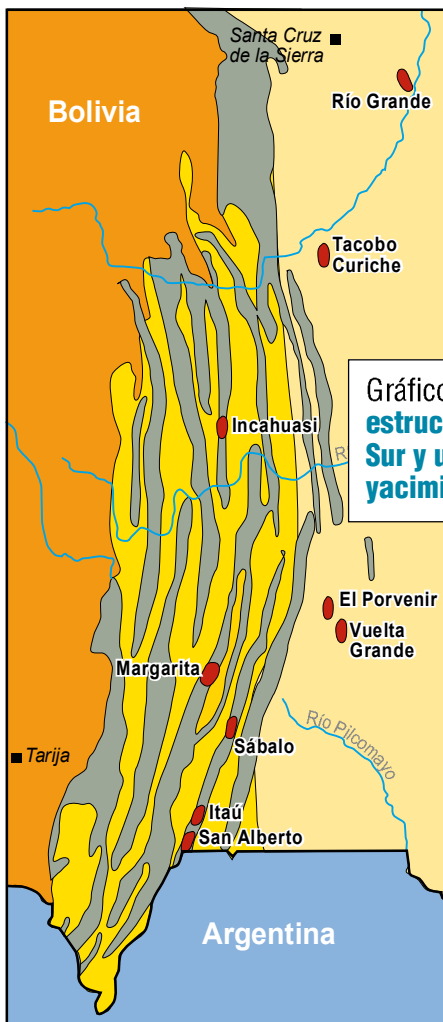


Gráfico 4. Mapa de trenes estructurales del Subandino Sur y ubicación de los yacimientos existentes

1. Cámara Boliviana de Hidrocarburos, “La Exploración de Hidrocarburos y sus Riesgos”. Nota Informativa 07 – Año 1; Jueves 28 de junio de 2007
2. Rollano Barrero, Mario. Exploración. Introducción a la Industria de los Hidrocarburos. Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 2008. Pág. 46
3. Frase sostenida por Fernando Pacheco, co autor del libro **Introducción a la Industria de los Hidrocarburos**, en entrevista otorgada a Energy Press el 1º de septiembre de 2009.
4. Valga anotar que existen notas de prensa que informan que este pozo está en actual producción; no obstante a fin de contar con el debido respaldo documental de las estadísticas que utilizamos preferimos remitirnos a la información proporcionada por los Informes Técnicos de YPFB. Sin embargo, si consideráramos este pozo para el cálculo del éxito exploratorio de Petrobras, su índice subiría al 88,89%.
5. Mariaca, Enrique; Historia de los descubrimientos y los contratos de exportación como marco de la propuesta de una nueva Ley de Hidrocarburos Pág. 7; en “Relaciones Energéticas Bolivia – Brasil”, 2002
6. Opinión sostenida por Alfredo García en el artículo de opinión **Sobre las Inversiones para Exploración y las Inversiones para Desarrollo**, publicado el 1º de septiembre de 2010 en <http://www.hidrocarburosbolivia.com/nuestro-contenido/noticias/35290-inversiones-para-produccion-y-reservas-de-gas.html>