

CUADERNOS DE
COYUNTURA

plataforma



energética

20

Publicación de la Plataforma Energética • Año VII • La Paz, septiembre de 2018 • N°

La “magia” de la certificación de reservas



Tras doce años de gobierno del Movimiento Al Socialismo (MAS), Bolivia continúa dependiendo de los ingresos por la exportación natural de gas a nuestros vecinos Brasil y Argentina.

Este hecho ratifica nuestro cuestionamiento, a la alta dependencia de nuestra economía de la renta por la explotación de recursos naturales no-renovables, la misma que se exhibe vulnerable, por el comportamiento de los precios internacionales de las materias primas, como se apreció en los últimos años.

A esta incertidumbre, deben sumarse las dificultades en la producción de gas que tiene el país.

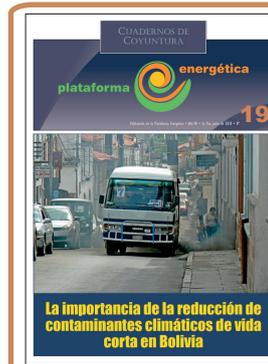
En pasadas semanas, el gobierno aseguró que las reservas probadas de gas en Bolivia llegan a 10,7 Tcf, sosteniendo que tenemos gas garantizado para proseguir con su exportación.

Esta “oportuna” certificación de reservas, se da en medio de varias irregularidades, tema que es objeto de análisis por el investigador del CEDLA, Carlos Arze, que considera la evolución de reservas durante del gobierno del MAS y las susceptibilidades que despierta esa certificación.

Los resultados dejan en debate si, como país, continuamos siendo una “potencia energética” que en muchos discursos los gobernantes aseguraron que éramos.

Desde la Plataforma Energética y el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario – CEDLA, brindamos elementos para continuar el debate sobre nuestra realidad hidrocarburífera y las perspectivas de la misma.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo



Cuadernos de Coyuntura 19: La importancia de la reducción de contaminantes climáticos de vida corta en Bolivia

Juan Carlos Guzmán

CEDLA • 2018



La “magia” de la certificación de reservas

Carlos Arze Vargas

I. RETRASO DE LA CERTIFICACIÓN: INCUMPLIMIENTO LEGAL Y DECISIONES POLÍTICAS

A fines del mes de agosto pasado, la consultora canadiense Sproule International Limited presentó el informe “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2017”. Esta certificación se realizó cuatro años después de la última que se había llevado a cabo por la también canadiense GLJ Petroleum Consultants, que había establecido un volumen de 10,45 Tcf (trillones de pies cúbicos, por sus siglas en inglés) para diciembre de 2013. De acuerdo a las normas vigentes en el sector, este retraso constituiría una transgresión o incumplimiento de los responsables de la empresa estatal respecto a esta su obligación.

Como se conoce, la certificación de reservas de hidrocarburos es una obligación de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), establecida inicialmente mediante el Decreto Supremo (DS) 28397 de 6 de octubre de 2005, que aprobó el “Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Posteriormente, el gobierno de Evo Morales, mediante el DS 29219 de 8 de agosto de 2007, realizó la modificación del artículo 227 de dicho Reglamento referido específicamente a la certificación de reservas, aunque no cambió sustancialmente lo establecido por aquel. El DS 29219 determinó que YPFB debería contratar a una empresa especializada para la “cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos, en términos volumétricos y energéticos” al 31 de diciembre de cada año, la misma que incluiría la información general para Bolivia, así como la información detallada “por reservorio, campo y operador”. El plazo para que la empresa contratada emita los informes era el 30 de junio del año siguiente al de la certificación y la obligación de publicarlos correspondía a YPFB, lo que debería hacerse “tan pronto estén disponibles” los resultados de la certificación.

Contradictoriamente, en fecha 31 de agosto de 2007, la Ley de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos dispuso que “YPFB, hasta el 31 de marzo de cada año, deberá publicar el nivel de reservas certificadas existentes en el país al 1° de enero de dicho año, exceptuando la gestión 2008 cuando las reservas serán publicadas hasta el 30 de junio”. Es decir, en cuestión de días, el gobierno modifica la fecha efectiva a la que se debería cuantificar las reservas y el plazo de publicación de la certificación realizada por la empresa especializada.

Curiosamente, según la prensa, el ministro de Hidrocarburos Luis Alberto Sánchez, en el mes de septiembre de 2017, al momento de informar sobre la aprobación por el Directorio de YPFB del inicio del proceso de contratación de la empresa certificadora, habría señalado que se había dejado de realizar la certificación anualmente en consideración del elevado costo de esa tarea y “porque se optó por hacerlo en función de los ciclos exploratorios, es decir cada tres años”¹. Una decisión, a todas luces irregular, al margen de lo determinado en las normas vigentes.

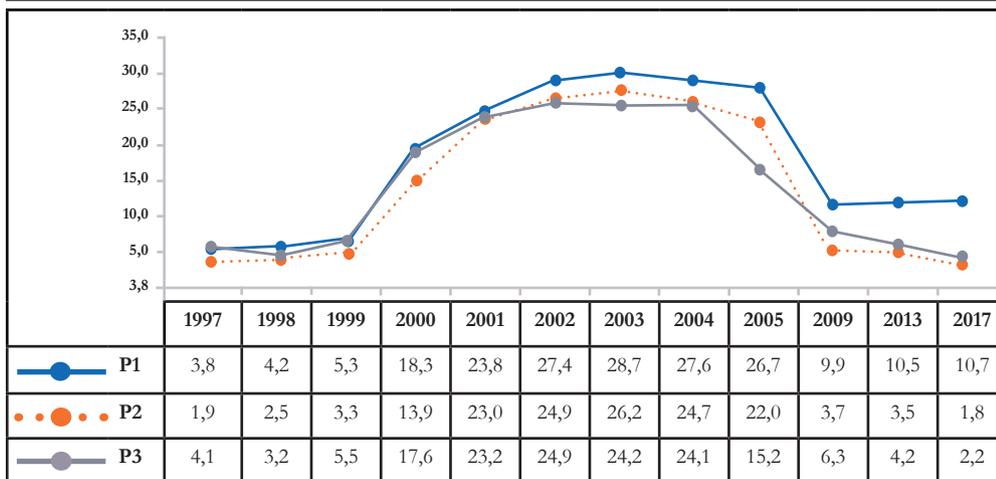
2. INCREMENTO Y CAÍDA DE LAS RESERVAS

La evolución del nivel de reservas certificadas muestra un salto impresionante en el año 2000, cuando el total de reservas (probadas, probables y posibles), se triplicó, pasando de 14,1 Tcf a 49,8 Tcf. Ese incremento excepcional continuó los siguientes años hasta alcanzar su nivel más alto en el año 2003, con un total de 79,1 Tcf en 2003, para empezar a declinar al año siguiente. Durante todo ese primer lustro del nuevo siglo, la certificación de reservas estuvo a cargo de la firma DeGolyer & MacNaughton estadounidense que utilizó una clasificación más genérica que la utilizada por la Sproule International Limited que realizó la última certificación contratada por el actual gobierno².

1 Página Siete, Certificación de reservas de gas se conocerá hasta junio 2018, 27/9/2017.

2 Las reservas probadas se definían de la siguiente manera por DeGolyer & MacNaughton, según YPFB: “Reservas que han

GRÁFICO I
RESERVAS DE GAS NATURAL AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO (TCF)



Nota: P1 Probada, P2 Probable y P3 Posible.
Fuente: Elaboración propia.

Sorpresivamente, en 2009 —luego de declararse desiertas las licitaciones para contratar a una empresa certificadora los tres años previos³—, la certificación realizada por la empresa Ryder Scott, arrojó como resultado que las reservas habían caído abrupta y

dramáticamente, pasando de un volumen récord de 63,9 Tcf para 2005 a sólo de 19,9 Tcf a diciembre de 2009. Esa enorme reducción de las reservas no se ha explicado hasta ahora de manera consistente. Desde diferentes perspectivas e intereses, se han lanzado explicaciones que aluden, principalmente, a dos razones: la manipulación por parte de las empresas transnacionales del volumen de las reservas con el objetivo de valorizar sus acciones en las bolsas de valores externas⁴ y la excesiva e irresponsable explotación de gas al costo, inclusive, de dañar algunas estructuras geológicas y perder la posibilidad de recuperación de los hidrocarburos.

La actual certificación realizada por la empresa canadiense Sproule International Limited, consigna un volumen de 10,7 Tcf (trillones de pies cúbicos) Reservas Probadas de gas natural, 12,5 Tcf de Reservas Probadas + Probables y 14,7 Tcf de Reservas Probadas + Probables + Posibles para el 31 de diciembre de 2017. Esta certificación, además, consistió en la evaluación de 60 campos productores de hidrocarburos y la consecuente asignación de reservas de gas para 37 campos⁵.

3. LA EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DURANTE EL GOBIERNO DEL MAS

El volumen de gas repuesto en los dos períodos intermedios de cuatro años, es curiosamente similar:

... sido probadas con un alto grado de certidumbre por el análisis del historial de producción de un reservorio, y/o por el análisis volumétrico de los datos geológicos y de ingeniería representativos. La productividad comercial se ha establecido en base a la producción actual, a pruebas exitosas, o en ciertos casos, por un análisis favorable de testigos y por la interpretación de registros eléctricos, cuando las características de producción de la formación son conocidas a partir de campos cercanos. Desde el punto de vista volumétrico, la estructura, la extensión real, el volumen y las características del reservorio se encuentran bien definidos por una interpretación razonable de un adecuado control sub-superficial de pozo, y por el conocimiento de la continuidad del reservorio saturado de hidrocarburos por encima de los contactos de fluidos, si éstos existiesen, o por encima de la ocurrencia estructuralmente más baja de hidrocarburos que se conozca.” (Clasificación de Reservas, en <https://www.ypfb.gob.bo/es/transparencia/informes-de-auditoria/informes-de-aud/category/59-enero-diciembre-2009.html?download=325:clasificacion-de-reservas-gestion-2009>). En cambio, la definición manejada por Sproule, que pertenece al SPE-PRMS: “Las Reservas Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación”(en: https://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf).

3 Página Siete, Certificación de reservas de gas se conocerá hasta junio 2018, 27/9/2017.

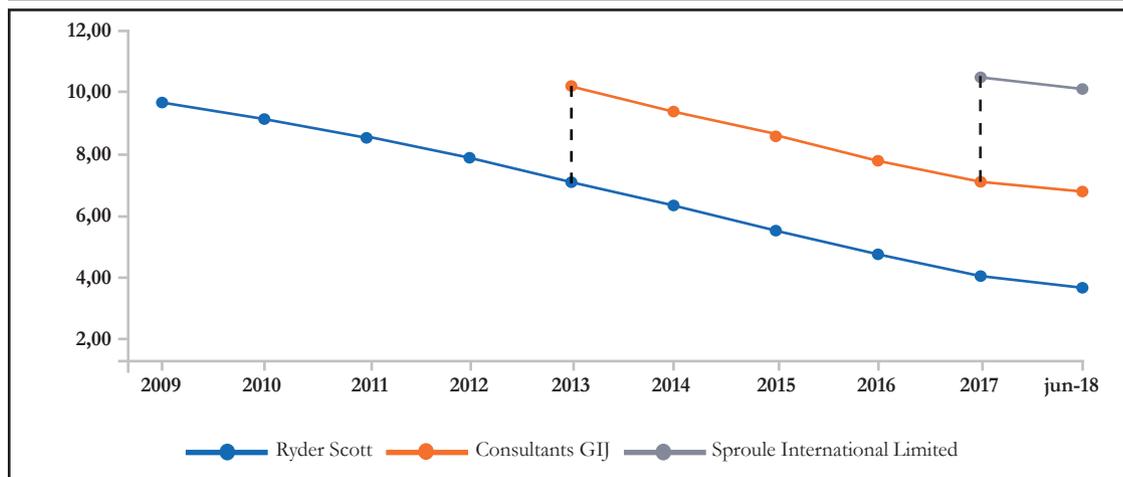
4 Esa es la versión del economista Ramiro Víctor Paz y del ex-ministro de Hidrocarburos Andrés Soliz Rada, por ejemplo.

5 YPFB, Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos, en <https://www.ypfb.gob.bo/es/transparencia/informes-tecnicos/9-ypfb-corporacion/955-cuantificaci%C3%B3n-y-certificaci%C3%B3n-de-reservas-de-hidrocarburos.html>

3,04 Tcf y 3,3 Tcf. Lo que resulta curioso, también, es que las certificaciones de las reservas probadas a diciembre de 2013 y de 2017, se realizan cuando las reservas remanentes alcanzan el mismo nivel: 7,41 Tcf.

producción en cinco años fue Incahuasi que aportó 3 Tcf a la reserva de 2013, cuando se cuantificaron 10,45 Tcf. Pero si consumimos 0,8 Tcf por año, en cuatro años son 4 Tcf y en este tiempo no hemos

GRÁFICO 2
RESERVAS PROBADAS RESIDUALES DE GNA A DICIEMBRE 31 DE CADA AÑO (TCF)



Fuente: Elaboración propia.

La susceptibilidad de que el nivel de reservas finalmente certificado ya estuviese definido por el propio gobierno aumenta si leemos las estimaciones que hacía en febrero de este año el ministro Luis Alberto Sánchez a un medio de prensa y que son muy cercanas al cálculo de la empresa certificadora, de 10,7 Tcf: “Según los datos del sector hidrocarburífero, Bolivia certificó en 2013 un total de 10,45 Tcf. De esa cantidad, se consumió, en 2014, 0,65 Tcf; en 2015 fue de 0,78 Tcf; y en 2016, un total de 0,75 Tcf. Con los nuevos descubrimientos (Los Sauces, Boquerón, etc.) y reservorios (Santa Rosa y Margarita de Huacaya), se estima que habrá 1,42 Tcf de gas. El Gobierno calcula, entonces, que la certificación hasta diciembre de 2017 corroborará los 10,5 Tcf”⁶.

Con todo, la falta de difusión por parte del gobierno de la información detallada sobre las reservas —por tipo de campo, esencialmente—, es también una razón para que expertos del sector duden de la veracidad de la certificación; si no se conoce las reservas de cada campo, no es posible saber si la reposición e incremento de reservas probadas son veraces. Así, por ejemplo, un miembro prominente de la estatal petrolera, Víctor Hugo Añez, representante cruceño en el Directorio de YPF que se supone está informado sobre los hallazgos de las operadoras, en declaraciones a la prensa señalaba que “no hubo ningún descubrimiento, lo único que incrementó la

descubierto una sola molécula de gas nueva” (Página Siete 30/8/2018).

4. EL ÍNDICE DE VIDA DE LAS ACTUALES RESERVAS O LA SOSTENIBILIDAD DE LA OFERTA

De acuerdo a declaraciones de ejecutivos de la empresa certificadora, así como de autoridades del gobierno, el actual nivel de reservas podría calificarse de “excelente” debido a que su índice de vida sería de más de catorce años⁷, tomando en cuenta los 10,7 Tcf y un consumo promedio anual de 0,7 Tcf.

En efecto, si tomamos en cuenta la demanda comprometida en los dos contratos de exportación y la demanda interna anual promedio de los últimos cinco años, tenemos que el índice de vida de las actuales reservas sería de 14 años. Como se conoce, el contrato de exportación a Brasil estableció —después de varias adendas— un volumen total de 7,16 Tcf de gas natural que deberían ser entregados en el curso de

⁷ La prensa destaca declaraciones de un ejecutivo en este sentido: “El gerente para Latinoamérica de Sproule, Vladimir Iglesias, explicó que se califica de buenas las reservas de gas que tienen un índice de vida de 8 a 12 años y de excelente cuando tienen más de 14 años, como el caso de Bolivia, señala un reporte del Ministerio de Hidrocarburos...“En el caso de Bolivia se tiene unas reservas de 10,7 TCF de gas y la producción en 2017 fue de cerca de 0,7 TCF, ese cálculo permite obtener un resultado de 14,7 años, este índice de vida lo calificamos como excelente”, dijo Iglesias” (Cambio de 1/9/2018)

veinte años, mientras que el contrato de exportación a Argentina, determinó un volumen total de 6,58 Tcf para veinte años. Por otro lado, la información oficial disponible da cuenta de que las exportaciones de gas natural a Brasil, desde el inicio del contrato hasta la fecha, han sumado 5,47 Tcf y las exportaciones a la Argentina, 1,31 Tcf (Cuadro 1).

Entonces, si asumimos que Bolivia debería exportar cada año 0,59 Tcf a la Argentina hasta el 2026, que debería proveer anualmente 0,24 Tcf a Brasil para completar el saldo del compromiso en los siguientes siete años⁸ y que abastecería a la demanda interna con un volumen que crece anualmente a una tasa mínima de 4% las

Consecuentemente, la tipificación de la empresa Sproule del actual nivel de las reservas como “excelente”, no guarda relación con sus verdaderas perspectivas cuando se toma en cuenta la dinámica real del mercado del gas boliviano y está lejos de garantizar la sostenibilidad de la producción gasífera y de las rentas que provee a la economía.

5. INVERSIÓN INSUFICIENTE EN EXPLORACIÓN DURANTE EL “PROCESO DE CAMBIO”

Las posibilidades de que las reservas sean mayores o que, por lo menos, se mantengan en un nivel aceptable, si no son resultado de la manipulación o la

CUADRO I
VOLUMENES DE GAS NATURAL CONTRATADOS Y EXPORTADOS A BRASIL Y ARGENTINA (TCF)

	Brasil	Argentina
	1999 - 2019	2007 - 2026
Contratados	7,16	6,58
Exportados a diciembre 2017	5,47	1,31
Saldo	1,69	5,27

Elaboración propia con base en información de Carlos Villegas, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: trayectoria y efectos tributarios; YPF, Anuario Estadístico Anual, varios años; Ministério de Minas e Energia, Boletim Mensal de acompanhamento da Indústria de Gas Natural N° 131; Contrato de Compra Venta de Gas Natural Energía Argentina S.A.; INE, Anuario Estadístico 2016 y YPF, Rendición Pública de Cuentas. Informe de resultados de la gestión 2017 y programación 2018, marzo 2018.

reservas de 10,7 Tcf se consumirían en 14 años.

En conclusión, las reservas probadas certificadas para diciembre de 2017, bajo el supuesto de una producción dirigida a cubrir la demanda externa comprometida hasta el 2026 y una demanda interna que crece a una tasa anual fija de 4%, se consumirían totalmente en el año 2031. Así, si se lograra firmar nuevos compromisos de exportación de una magnitud similar a la de los actuales contratos con Brasil y Argentina, las reservas no podrían solventar las exportaciones más que durante tres años, o sea hasta el 2029, pues a diciembre del 2026, año en que concluye el actual contrato con Argentina, las reservas sólo serían de 3,29 Tcf. y las reservas remanentes únicamente alcanzarían para cubrir por dos años más la provisión de una demanda interna reducida, es decir hasta el año 2031 (Gráfico 3). Si la exportación de gas natural a esos países concluyera en 2026, el consumo interno de las reservas remanentes podría extenderse por unos seis años más.

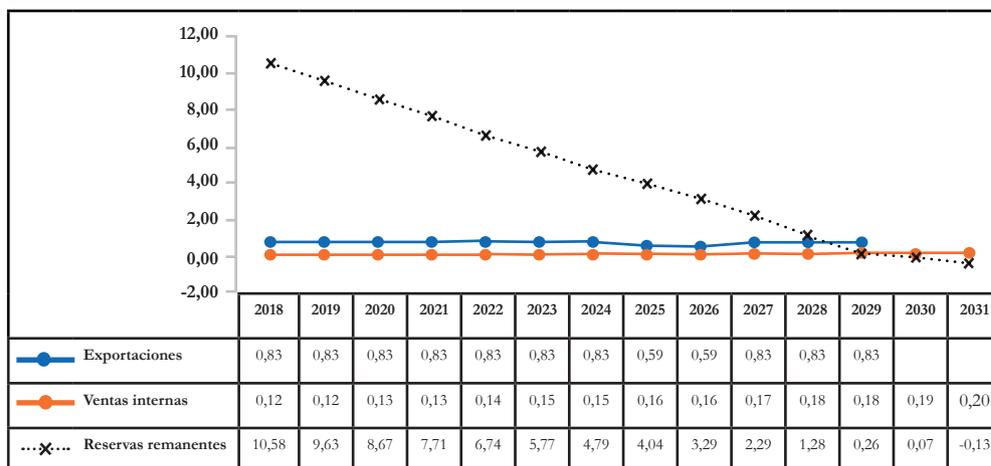
especulación dependen, en gran medida y de no mediar condiciones geológicas especiales, de la cantidad y calidad de las inversiones realizadas en la exploración. Por ello, vale la pena revisar las estadísticas del país al respecto.

Lamentablemente la difusión de información errónea sobre la evolución del sector parece ser una estrategia gubernamental destinada a confundir a la opinión pública, a la que se quiere convencer de que los esfuerzos gubernamentales han sido enormes y bien dirigidos. Por ejemplo, en su afán de justificar su optimismo sobre el nivel de reservas, en abril de este año el ministro Alberto Sánchez afirmaba, sin aclarar los términos y los números, que “seguramente vamos a tener un número parecido a 10,45 Tcf, por qué, porque hemos invertido cerca de 11 mil millones de dólares, hemos perforado creo que 89 pozos exploratorios y 160 en desarrollo, hemos construido prácticamente plantas de gas, la capacidad de procesamiento hemos duplicado de 60 a 110, entonces ha sido una gestión muy importante”⁹.

8 El Deber, Luis A. Sánchez: “El contrato con Brasil no termina en 2019, se extenderá hasta el 2024”, en <https://www.eldeber.com.bo/economia/Luis-A.-Sanchez-El-contrato-se-extendera-hasta-el-2024-20180805-0020.html>

9 Money.com, Ministro Sánchez estima que reservas certifica-

GRÁFICO 3
CONSUMO ANUAL DE GNY RESERVAS REMANENTES A DICIEMBRE DE CADA AÑO (TCF)



Fuente: Elaboración propia.

Contrariamente, los datos oficiales dan cuenta de un nivel sustancialmente menor destinado a la exploración, tanto por parte de la empresa estatal como de las empresas operadoras.

De acuerdo a la información oficial, las inversiones en el Upstream¹⁰ en los doce años de gobierno sumaron 8.463 millones de dólares y no 13.000 millones de dólares como señala, erróneamente, la agencia de noticias del gobierno¹¹. Los 13.000 millones corresponderían, en realidad, al total de in-

de YPF¹³. Así, la inversión total en el Upstream significaría el 63% del total sectorial; en cambio, la inversión en exploración constituiría sólo el 16%, es decir 2.123 millones de dólares (Cuadro 2).

La inversión acumulada durante estos últimos doce años en tareas de exploración y explotación, es relativamente mayor que la inversión realizada en los siete años del período 1998-2005, que sumó 3.080 millones de dólares. En términos relativos, en el período anterior se invirtió un promedio anual de 385

CUADRO 2
INVERSIÓN ANUAL EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (MILLONES DE DÓLARES)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Exploración	73	41	81	147	96	214	138	164	262	274	340,4	393,4	2.123,8
Explotación	130	171	211	325	479	658	777	844	965	922	551,1	306,38	6.339,5
	203,0	212,0	292,0	472,0	575,0	872,0	915,0	1.008,0	1.227,0	1.196,0	891,5	599,8	8.463,3

Fuente: Elaboración propia con base en YPF, Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015-2019; VMEEH, Rendición de cuentas inicial 2016; YPF, Rendición de cuentas 2016-2017; YPF, Rendición de cuentas 2017-2018.

versiones en el sector, tanto en el Upstream como en el Downstream¹², como declaraba el Presidente

das pueden llegar a 10,45 TCF, en <https://www.money.com.bo/hidrocarburos/3048-ministro-sanchez-estima-que-reservas-certificadas-pueden-llegar-a-10-45-tcf>

10 El Upstream comprende las actividades de exploración y explotación; por el contrario, el Downstream comprende actividades de refinación, transporte y comercialización.

11 ABI, Presidente: Las reservas de gas garantizan bienestar de los bolivianos, 9/9/2018.

12 Según la ANH: “Se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purifica-

millones de dólares, en cambio en el período del actual gobierno se invirtió 705 millones de dólares por año, en promedio.

Sin embargo, lo que debe destacarse es la relación entre inversiones destinadas a exploración y a explotación: mientras en el período neoliberal las inversiones en exploración constituyeron el 49% del total y

ción del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural”.

13 El Deber, YPF afirma que destinó más de \$us 7.000 millones a exploración, 30/08/2018.

las inversiones en explotación el 51%, en el actual período de gobierno, las inversiones en exploración sólo fueron el 25% del total de inversiones en el Ups-tream, lo que vuelve a confirmar que las empresas operadoras aceleraron la monetización de las reservas hidrocarburíferas mediante la explotación y exportación, relegando a segundo plano la restitución y crecimiento de los yacimientos.

Empero, esa actitud se registró con el consentimiento del gobierno, debido a la orientación general de sus políticas, consistente en la priorización de la generación de rentas fiscales en las industrias extractivas, un objetivo que se limita al corto plazo. Sólo a partir de 2015 el gobierno considera que la

Como resultado de la limitada inversión en exploración, la perforación de pozos fue escasa y con resultados positivos muy reducidos, como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Como se puede ver, la mayoría de los pozos perforados fueron pozos de desarrollo, 122 de los 170, y sólo 48 fueron pozos exploratorios, lo que significa el 28% del total (Cuadro 3). Además, de los 48 pozos exploratorios, sólo el 52% resultó ser positivo; en cambio, en el caso de los pozos de desarrollo, el 88% fue positivo.

Con todo, resulta más importante saber que el número de pozos perforados en estos doce años de gestión del Presidente Evo Morales, es significativamente

CUADRO 3
POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	Total
Exploratorios	3	3	1	2	3	8	5	4	13	2	4	48
De Desarrollo					9	29	21	17	19	15	12	122

Nota: (*) A junio

Fuente: Elaboración propia con base en ANH, DPR-DTEP (https://www.anh.gov.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-136-161004-0418-2.pdf)

exploración es insuficiente y decide impulsarla asumiendo algunas medidas.

A despecho de algunos análisis que le atribuyen —erróneamente— un carácter estatista a las políticas del gobierno del MAS, éste no tomó medidas dirigidas a elevar la participación estatal en el sector, sino que optó por otorgar más incentivos a la inversión extranjera para promover las actividades de exploración. Entre éstos, principalmente: la creación de un incentivo monetario de entre 30 y 55 dólares por barril adicional producido de petróleo crudo y de condensado asociado al gas natural (Ley 767), la autorización de actividades de exploración hidrocarburífera en áreas protegidas (DS 2366) y la modificación del Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hidrocarburíferas (DS 2298). Así se concretaban las soluciones sugeridas por la evaluación del PEC 2015-2019 de YPFB —coincidente con los argumentos empresariales—, que señalaba como las causas para que no se hubiese firmado más contratos de exploración/explotación, las siguientes: “i) Tiempos excesivos para la autorización y aprobación de los contratos de servicios por la Asamblea Legislativa Plurinacional, ii) Restricción para realizar actividades exploratorias en áreas protegidas, iii) El régimen impositivo vigente que conlleva una participación del Estado por encima del setenta por ciento (70%) hace inviables proyectos exploratorios en áreas con bajo nivel de recursos hidrocarburíferos, y iv) Falta de incentivos económicos a la exploración”¹⁴.

te menor que el número de pozos perforados en el período 1998-2005, cuando se perforaron 342 pozos en total, 163 exploratorios y 179 pozos de desarrollo¹⁵. Es decir, en los doce años del actual gobierno se perforó apenas poco más de un tercio de pozos que en los ocho años previos a su gestión.

La anterior información oficial ratifica la hipótesis de que la política sectorial en relación a la inversión, influida de manera determinante por las empresas transnacionales que operan en el país, priorizó la explotación de las reservas probadas y relegó la exploración de nuevos yacimientos. Esta situación resulta lógica si se considera que el interés de las empresas privadas es la monetización acelerada de las reservas aprovechando el ciclo de precios altos de los hidrocarburos; resulta también lógico, aunque no sea conveniente para la sostenibilidad futura de la producción hidrocarburífera, que el gobierno coincida con las prioridades empresariales toda vez que, en su caso, tiene un interés especial en la percepción de rentas fiscales para financiar sus políticas.

6. EL SECRETO DEL ÉXITO GUBERNAMENTAL

¿Si la evolución de la inversión ejecutada en exploración durante los últimos años no ha sido la mejor en cantidad ni calidad, si, además, la producción en el mismo período alcanzó niveles elevados que dan

14 YPFB, Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015-2019.

15 Información consignada en los informes mensuales de diciembre de cada año de la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos de YPFB.

cuenta de una acelerada explotación de las reservas conocidas, cómo es posible que la certificación de cuenta no sólo de la restitución de las reservas consumidas en los últimos años, sino de su incremento?

En opinión de varios expertos en hidrocarburos¹⁶, el incremento de las reservas certificadas de gas natural revelado por la consultora Sproule, se puede explicar por una manipulación artificiosa de los volúmenes de reservas probadas y probables; en otras palabras, el nuevo nivel de reservas probadas habría sido sólo resultado de la reclasificación de una parte de las reservas probables, identificadas en la anterior certificación de 2013, en reservas probadas. La evolución de las reservas de gas natural a partir de las certificaciones contratadas por el gobierno, parece dar la razón a esos argumentos.

En efecto, el mantenimiento del nivel de reservas probadas en torno a los 10 Tcf, es coincidente con la reducción gradual de las Reservas Probables y las Reservas Posibles: las primeras en 51,7% y las segundas en 64,9%, en el curso de los últimos nueve años. Esto significaría que no se verificó el descubrimiento de nuevos reservorios o campos nuevos, sino que, a partir de ciertos criterios técnicos manejados por la empresa certificadora, una fracción de las reservas probables fueron reclasificadas como probadas, mediante la asignación de una mayor probabilidad de recuperación de los volúmenes estimados.

luación, define las reservas de la siguiente forma:

“Las Reservas Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

GRÁFICO 4
RESERVAS CERTIFICADAS (TCF)



Nota: P1 Probada, P2 Probable y P3 Posible.
Fuente: Elaboración propia.

Esa reclasificación sería factible debido a las mismas definiciones metodológicas empleadas. El Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos, que la empresa y el gobierno señalan como la base de las definiciones y clasificaciones utilizadas en esta eva-

Las Reservas Posibles son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos

16 Medinaceli Monrroy, Mauricio. Los nuevos datos de reservas de gas en Bolivia: ¿Un problema de P's?, sitio web Rimaypampa de 29/8/2018 (<https://www.rimaypampa.com/2018/08/experto-explica-los-nuevos-datos-de.html>).

probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P¹⁷.

El mismo documento, señala que la reclasificación de las reservas es un procedimiento que se puede realizar, bajo ciertas condiciones: “Basado en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican un aumento en certeza, porciones de las Reservas Posibles y Probables puede re-categorizarse como Reservas Probables y Comprobadas”. Es decir que, dependiendo de las interpretaciones de los evaluadores sobre la reducción de la incertidumbre, los volúmenes 1P, 2P y 3P podrían cambiar.

Más aún, según los lineamientos de la categorización, se explica cuáles son las áreas a las que se le asigna esas categorías:

“El área del reservorio considerado como Comprobado incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido, si los hubiera, y (2) porciones no perforadas adyacentes del reservorio que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencia e ingeniería disponibles...

Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a Comprobadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros. La continuidad del reservorio interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable. Las estimaciones Probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las Comprobadas...

Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a las Probables en las que el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles son progresivamente menos certeros. A menudo, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencia e ingeniería no pueden definir claramente los límites aéreas y verticales del reservorio de producción comercial del reservorio por un proyecto definido. Las estimaciones Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las probables.”

De toda esta descripción, destacan dos cuestiones: primero las reservas categorizadas como 1P, 2P y 3P —es decir volúmenes adicionales que, consecutivamente, reducen las probabilidades de recupe-

ración efectiva del volumen total—, están contenidas en áreas pertenecientes o adyacentes al reservorio que fue delimitado por las perforaciones exploratorias, las mismas que fueron consideradas como contiguas de manera cada vez menos certera; y, segundo, la clasificación de las áreas como 2P y 3P no sólo depende de su continuidad física, sino de la consideración de los evaluadores de que es posible mayor eficiencia en la recuperación de esos volúmenes estimados, a partir de aspectos como los económicos, los tecnológicos y los de política gubernamental.

Así, el éxito del gobierno en la certificación de más reservas, podría limitarse a una recategorización de las existentes o certificadas anteriormente, tarea realizada por una empresa que habría cambiado su composición merced a las licencias de la propia metodología utilizada. Esto confirma, entonces, que, en los doce años de gestión del actual gobierno no hubo nuevos descubrimientos significativos en nuevas áreas no contiguas a campos viejos. De hecho, la información oficial destaca que la “asignación de reservas de gas” fue realizada por Sproule a 37 de los 60 “campos productores de hidrocarburos” contemplados.

Tomando en cuenta el contexto en el que se ha dado esta nueva certificación, marcado por los problemas en el desempeño del sector hidrocarbúfero y en las perspectivas de garantizar mercados para nuestras exportaciones, no resulta arbitraria la conclusión de que los resultados de la certificación coinciden con la necesidad gubernamental de presentar una imagen de fortaleza sectorial y de eficiencia gubernamental. Al fin de cuentas, las certificaciones de reservas han estado siempre ligadas a los intereses de los actores involucrados, especialmente de quienes las contratan. Como resume un agudo análisis especializado: “hay tantas definiciones de reservas vigentes hoy en día como partes interesadas en la industria, cada una cumpliendo un propósito específico. Además, la redacción de las definiciones es suficientemente vaga, lo que permite a los evaluadores una gran libertad al clasificar las reservas”¹⁸.

17 SPE, AAPG, WPC, SPEE. Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. Traducción del Texto Original en Inglés, 2009 (en: : https://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf).

18 Reserves Estimations and Definitions: Standardization and Enforcement, 07 april 2000, en: http://webapp1.dlib.indiana.edu/virtual_disk_library/index.cgi/2870166/FID3366/PDF/1145.PDF(traducción libre del autor).