

La explotación irracional de yacimientos hace desaparecer reservas de gas natural en Bolivia¹

¿Están matando a la gallina de los huevos de oro?

En la primera parte del Gráfico N° 1 presentamos las Reservas Probadas de GN, certificadas por De Goyler and MacNaughton (D&M), para el periodo 1998 – 2005; como podrá verse en el gráfico, existe una subida importante de las reservas: de 5,30 Trillones de Pies Cúbicos (TCF)² el año 1999 a 28,70 TCF el año 2003. Este aumento continuo y constante de las reservas se explicaba porque entre los años 1998 – 2002 se concluyó la exploración en los campos San Alberto, Sábalo, Margarita e Itaú; campos que, inmediatamente después de anunciado su gran potencial, pasan a ser denominados megacampos. En efecto, los volúmenes de GN encontrados eran tan grandes que, en conjunto, sólo estos cuatro campos significaban más del 80% de las reservas nacionales. Nótese también que en todo este periodo el aumento de las reservas era mayor a la cantidad de hidrocarburos extraídos de los reservorios.

El gráfico también enseña que recién el año 2004 y 2005 se presentan las primeras disminuciones de las reservas, es decir, la cantidad de hidrocarburos extraídos había sido mayor a la cantidad de hidrocarburos descubiertos; valga aclarar aquí que la falta de nuevos descubrimientos no tienen nada que ver con la Guerra del Gas, acaecida en octubre de 2003, como generalmente sos-

Por: **Gustavo Rodríguez C.**



ESTE ARTÍCULO SOSTIENE QUE LA DRÁSTICA REDUCCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO PUEDE SER EXPLICADA SOLAMENTE PORQUE SE COMETIERON ERRORES EN CÁLCULO DE LAS RESERVAS O PORQUE LAS EMPRESAS INFLARON LOS DATOS; PARA EL AUTOR, ESTAS DOS HIPÓTESIS QUE PUEDEN EXPLICAR SÓLO EN PARTE LA DISMINUCIÓN, TIENEN EN COMÚN ACEPTAR QUE “LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NUNCA EXISTIERON”. POR ELLO PARTE AQUÍ DE LA EXISTENCIA DE LAS RESERVAS PROBADAS E INTENTA MOSTRAR INDICIOS DE EXPLOTACIÓN IRRACIONAL DE LOS YACIMIENTOS, HIPÓTESIS QUE PUEDE EXPLICAR DE MANERA MÁS PRECISA LA DESAPARICIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS. PARALELAMENTE, EN EL ARTÍCULO SE DIMENSIONA EL DAÑO ECONÓMICO QUE ESTARÍA SUFRRIENDO EL ESTADO BOLIVIANO Y LAS REGIONES DE CONFIRMAR, AUNQUE SEA PARCIALEMNTE LA EXPLOTACIÓN IRRACIONAL DE HIDROCARBUROS.

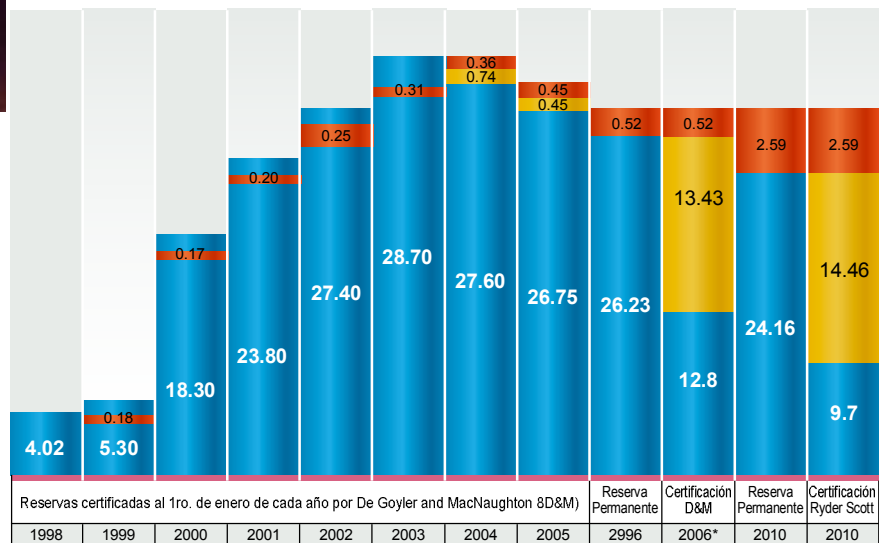
tienen algunas opiniones interesadas, dando a entender que ese hecho espantó a la inversión extranjera, sino a que ya el año 2001 las empresas habían dejado de invertir en exploración, debido a que el gobierno de Jorge Quiroga había excusado a la empresa de la obligación de perforar un pozo por parcela³. Otro aspecto que muestra el gráfico es que las menguas eran un poco mayores a la cantidad extraída, lo que podría deberse a una relectura y mayor precisión de la información geológica o a la declinación natural de los reservorios, entre otros aspectos; de todas maneras estas reduccio-

nes eran mínimas y nada preocupantes y, lo más importante, eran explicables.

Hasta aquí nadie se había atrevido a cuestionar los resultados y el trabajo de D&M, cuestionamiento que recién llega en 2006. En efecto, en la segunda parte del Gráfico N°1 presentamos la información correspondiente al año 2006, en la primera columna el cálculo de reservas remanentes, consistente en descontar de las Reservas Probadas certificadas al 1° de enero de 2005 la cantidad producida el mismo año, para así obtener la cantidad sobrante (remanente); cantidad que de acuerdo con nuestro



Gráfico N° 1: **Reservas certificadas, producción total y pérdidas de gas natural (1998 - 2010)**



■ Reservas certificadas al 1ro. de enero de cada año
■ Producción total de período anterior
■ Pérdida respecto a la Reserva Certificada del año anterior

* Esta certificación, presentada en abril de 2006, fue rechazada por el gobierno y no tiene carácter oficial. Se la incluye aquí con fines informativos.

cálculo debiera ser 26,23 TCF. Junto a esta columna presentamos el resultado de la certificación realizada por D&M para el 1° de enero de 2006, en ella se indicaba que las

Reservas Probadas de GN alcanzaban sólo a 12,8 TCF, y no a 26,23 TCF o una cifra alrededor de ella que es lo que las autoridades de ese entonces esperaban; es decir,

existía una pérdida de 13,43 TCF respecto al cálculo de reservas remanentes para dicho año, cantidad que sería equivalente a 26 años del actual ritmo de producción nacional de GN.

Este resultado era inaceptable para YPF, por lo que rechazaron el informe y rompieron el contrato con D&M. Sensiblemente, esta determinación dejó un problema irresuelto, a saber: identificar las causas por las cuáles las reservas habían disminuido o, si se prefiere, determinar las razones por las cuáles el informe de D&M había arrojado ese resultado. Es posible que nunca tengamos una respuesta satisfactoria, sobre todo después que YPF rechazó dicha certificación arguyendo razones políticas (el boicot a la nacionalización por ejemplo), en lugar de esgrimir y explicitar argumentos técnicos y explicaciones solventes; si alguna vez estas existieron, con seguridad fueron, al igual que el informe de D&M, completamente ocultados. ▷

▷ En el Gráfico N° 1 también presentamos los resultados para el año 2010, como en el caso anterior en la primera columna calculamos las reservas remanentes al 1° de enero de 2010, que en este caso consiste en restar de las reservas certificadas a enero de 2005 la cantidad de GN extraída en el periodo que va del 1° de enero de 2005 al 31 de diciembre de 2009, es decir a los 26,75

...las certificaciones realizadas por D&M el 2006 y posteriormente por Ryder Scott el 2010, aunque no tengan carácter oficial, enseñan que dicho descenso resultó ser mucho más grande de lo previsto.

TCF le restamos los 2,59 TCF de GN producidos en los últimos cinco años, el resultado de esta operación es 24,16 TCF. Cuando en diciembre de 2009 YPFB contrata los servicios de Ryder Scott, esperaba un resultado que al menos se aproxime a este cálculo de reservas remanentes, sin embargo, de acuerdo con la información filtrada a la prensa, el informe de Ryder Scott sostiene que el país actualmente cuenta sólo con 9,7 TCF⁴; una cifra muchísimo más baja que la esperada. En precisión, si a esos 9,7 TCF le sumamos la producción de GN de los últimos cinco años (2,59 TCF) llegamos a tener certeza de la existencia de sólo 12,29 TCF, una cifra muy por debajo de los 26,75 TCF certificados para el 2005. Este último informe estaría mostrando una pérdida de 14,46 TCF respecto de la reserva certificada para el 2005, proporcionalmente hablando significa una disminución del 54% o, si se prefiere, la reducción es equivalente a 28 años del actual ritmo de producción nacional de GN.

En conclusión, la disminución de las reservas de Gas Natural (GN) en el país era previsible porque los últimos años no se realizaron nuevos descubrimientos de yacimientos que pudieran reemplazar los hidrocarburos extraídos hasta el presente. Sin embargo, las certificaciones realizadas por D&M el 2006 y posteriormente por Ryder Scott el 2010, aunque no tengan carácter oficial, enseñan que dicho descenso resultó ser mucho más grande de lo previsto. Tan grande que la cantidad de reservas faltantes o desaparecidas no puede tomarse a la ligera. Bastará pasar dicho volumen a

valor monetario para asumir que el asunto realmente es de gravedad, sobre todo si estimamos el impacto de esa disminución de reservas en la economía del país y en las arcas fiscales; no en vano estamos hablando de la desaparición de la mayor riqueza del país y de una de las fuentes más importante de ingresos para el mismo.

Por lo acabado de mencionar no se puede convenir con posiciones como la del ex Ministro de Hidrocarburos, Álvaro Ríos, que cínicamente sugería: “Comenzar a echar la culpa a quien es el responsable de la baja cantidad de exploraciones y una posible disminución de reservas, eso ya no es parte del debate que deben hacer los bolivianos para que al país le vaya mejor. Lo importante es saber que las reservas se encuentran en el 9,7 Trillones de Pies Cúbicos (TCF, sigla en inglés)

y que Bolivia tiene un potencial de gas”⁵. Por el contrario, para que al país le “vaya mejor” es necesario aclarar donde fueron a parar las reservas de GN que, por lo menos hasta el año 2005, eran una realidad y no un “potencial”.

Reservas reales y no ficticias

La drástica reducción de las Reservas Probadas de Gas Natural (GN), ha dado lugar a varios intentos de explicación de lo sucedido, intentos que pueden resumirse en dos frases: “se calcularon erróneamente las reservas” y “nos mintieron con los datos”; estas dos hipótesis aunque tengan expresiones distintas tienen un solo criterio subyacente: “las reservas probadas de gas natural nunca existieron”; sin embargo estas hipótesis no parecen ser ciertas; que los cálculos y estimaciones se hayan hecho equivocadamente, puede explicar algunas variaciones pero no la desaparición de 14,46 TCF; igualmente, que las empresas hayan repor-

Cuadro N° 1 Pozos perforados en los megacampos

Campo/Pozo	Inicio	Terminación	Tipo
Pozos Exploratorios			
San Alberto X9	25/10/1998	30/03/1999	Exploratorio
San Alberto X10	09/11/1997	23/08/1999	Exploratorio
San Alberto X11	13/02/1999	20/06/2000	Exploratorio
San Alberto X12	31/08/1999	26/11/2000	Exploratorio
Sábalo X1	28/11/1998	21/12/2001	Exploratorio
Sábalo X2	10/09/2000	01/12/2001	Exploratorio
Sábalo X3	10/12/2001	26/08/2002	Exploratorio
Sábalo X4	09/03/2002	23/12/2002	Exploratorio
Margarita X1	30/08/1997	13/12/1998	Exploratorio
Margarita X2	17/01/1999	08/12/1999	Exploratorio
Margarita X3	21/02/1999	16/02/2000	Exploratorio
Itaú X1A	04/09/1998	15/08/1999	Exploratorio
Itaú X2	23/03/2000	06/06/2002	Exploratorio
Itaú X3	09/08/2002	03/05/2003	Exploratorio
Pozos de Desarrollo			
San Alberto 13	10/07/2000	18/06/2001	Desarrollo
San Alberto 14	02/05/2003	29/12/2003	Desarrollo
San Alberto 15	15/11/2008	No terminado	Desarrollo
San Alberto 17	29/11/2009	No terminado	Desarrollo
Sábalo 5D	21/10/2005	05/08/2007	Desarrollo
Margarita 4ST1	15/10/2003	13/03/2006	Desarrollo

tado los volúmenes de reservas con cifras infladas puede explicar una parte, no la totalidad, de las reservas faltantes actualmente. Los propugnadores de la inexistencia de las reservas se han enfrascado tanto en su hipótesis, que no han parado, siquiera por un instante, a considerar la existencia efectiva de las reservas y, de ser así, preguntarse por los motivos de su desaparición. Desde nuestro punto de vista, es inexcusable revisar y verificar, si las Reservas Probadas de GN eran reales o no, antes de aceptar, así y nada más, que nunca existieron, el primer indicio de la existencia de las reservas es que estas subieron permanentemente entre los años 1999 – 2003 (Gráfico N° 1); periodo que coincide perfectamente con la perforación de 14 pozos exploratorios y dos de desarrollo en los megacampos (Ver Cuadro N° 1). Todos estos pozos, de acuerdo con los Informes Técnicos de YPF, han sido declarados productores, quiere decir que no fueron perforados en vano. El segundo indicio es que de los cuatro megacampos explorados uno está en reserva (Itaú) y tres están en explotación, la producción de estos tres campos (San Alberto, Sábalo y Margarita) representa más del 60% de la producción nacional. Para decirlo específicamente, existen 52 campos de GN que han sido certificados, de los cuales 23 son marginales o están en reserva y 29 están en plena producción, a estos 29 deben sumarse 19 campos de petróleo, pero que también aportan GN, de estos 48 campos sólo San Alberto, Sábalo y Margarita producen poco más del 60% del GN en el país, lo que es suficientemente indicativo de la cantidad de reservas que guardan dichos campos.

Otro indicio no menos importante es la intención de exportar GN a California, recordemos que el gobierno de ese entonces como las empresas pusieron todo su empeño para “hacer realidad” este proyecto, este empeño fue tan tenaz que dio lugar a la manzanita de octubre de 2003. ¿A cuánto ascendían las reservas que pretendían exportar con dicho proyecto? ¿O es que el proyecto y todas las proyecciones de las cantidades a ser exportadas también eran un engaño?

Otro elemento, que llega a ser más que un indicio, son las certificaciones de Reservas Probadas, tanto las efectuadas en el periodo 1997 – 2005, como la de 2006 y la de 2010. En las hipótesis que apuntalan la inexistencia de las reservas, subyace, aun-



¿Qué es Reserva Probada?

En términos ingenieriles Reserva Probada significa que existe el 90% de probabilidades de recuperar la cantidad de reserva estimada; nótese, que no está en cuestión si los hidrocarburos existen o no, sino tan sólo la probabilidad de recuperarlo. Esta probabilidad se determina con el concurso de muchos factores que definen a la reserva Probada, que de acuerdo con las certificaciones de D&M son:

“Reservas que han 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 areal, 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”. Certificación de Reservas al 1º de enero de 2005 www.ypf.gov.bo

Económicamente, Reserva Probada es aquella cantidad que, una vez comercializada, permite reponer las inversiones realizadas, cubrir los costos de operación y brindar una utilidad razonable. Por lo tanto, para definir una Reserva Probada, no sólo se necesita tener la certidumbre de la cantidad de hidrocarburos que se va a extraer de un reservorio, sino también tener la certeza o un alto grado de certidumbre que ese hidrocarburo se va a realizar en el mercado, esto es, contar con un precio conveniente, un mercado asegurado, la logística de transporte, etc.

Obsérvese que Reserva Probada es un concepto integrado por una multiplicidad de factores, no sólo técnicos sino también económicos; por lo que la interrelación y dinámica de estos puede hacer variar la estimación de Reserva Probada. Para decirlo esquemáticamente, una bajada sustancial de los precios puede hacer que la cantidad de hidrocarburos a extraerse ya no sea rentable, lo que obligaría a sacar esa cantidad de la categoría de Reserva Probada, y también viceversa, la extracción de volúmenes que no eran rentables con la subida de los precios pueden serlo. Así, la cantidad de hidrocarburos considerada Reserva Probada, que no es más que una estimación con el 90% de probabilidad, puede variar, crecer o decrecer, con alguna nueva información geológica, un cambio en las condiciones físicas del yacimiento, una variación en los precios, en las condiciones contractuales, etc.

Por último, existe una condicionante más para definir las Reservas Probadas, es que ese 90% de probabilidad sólo puede ser alcanzado si se realiza una explotación eficaz y eficiente de los hidrocarburos. Esto quiere decir, que exista un control riguroso de las condiciones físicas del yacimiento (presión, temperatura, relaciones gas/petróleo y petróleo/agua, etc.); también quiere decir que exista un caudal óptimo de extracción del hidrocarburo, única forma de recuperar la mayor cantidad del hidrocarburo existente en el reservorio; el apresuramiento en la extracción no sólo reduce la cantidad del hidrocarburo posible de ser recuperado (Reserva Probada), sino que puede dañar el yacimiento; es más el uso de mecanismos y sustancias químicas que pueden permitir aumentar la extracción, utilizadas de manera inapropiada o en un momento inadecuado con seguridad que dañará los yacimientos. (Ver Artículo pag. 13)

A la luz de lo que se acaba de decir, no se ha reportado ningún cambio geológico importante en el país, ni se ha refutado el conocimiento que teníamos y tenemos de los reservorios hidrocarburíferos, si a esto sumamos que los últimos años el precio del GN ha subido, que ahora se tiene un contrato de exportación en firme a la Argentina, y una certidumbre alta de consolidar otros mercados de exportación, sólo se puede concluir que hoy concurren factores importantes para que hidrocarburos que no eran económicamente extraíbles ahora lo sean; es decir, existen condiciones para que las Reservas Probadas vayan en aumento y no a la deriva ■

▷ que no resulta fácil de demostrar, el criterio que las empresas certificadoras no realizaron bien su trabajo o, peor, que coludieron con las petroleras para reportar volúmenes falsos; pero, si por el contrario, partimos del criterio que han hecho bien su trabajo, al menos en parte, podemos darnos la oportunidad de considerar seriamente esas certificaciones, no sólo las del pasado sino también las actuales.

Esto es asumir que la certificación de Reserva Probada, no es una estimación intrascendente e ilusoria, sino una definición significativa y altamente verosímil en la industria petrolera (Ver recuadro ¿Qué es reserva probada?, Pág. 7).

Siendo así puede sostenerse que entre los años 1997 - 2003 las certificaciones

bargo, en su primer informe, el 2006, D&M certificaba las mismas condiciones pero sólo para 12,8 TCF ya no para los volúmenes estimados en 2005. Unos años después, el 2010, Ryder Scott da las mismas certezas y certidumbre, pero sólo para 9,70 TCF.

Seguramente podrá discreparse con algunos aspectos de la metodología y los instrumentos utilizados en estas certificaciones, también podrá criticarse la interpretación de los datos y la información obtenida, pero eso no haría variar sustancialmente la estimación de reservas que D&M y Ryder Scott han certificado.

De hecho no hay motivo, al menos conocido, para dudar del trabajo que han realizado estas certificadoras. Entonces, ¿qué ha sucedido para que la estimación de los volúmenes de hidrocarburos que podíamos recuperar de nuestros yacimientos haya descendido?

Dejando de lado las hipótesis de los cálculos erróneos o la falsificación de los datos, y partiendo de la certeza que las Reservas Probadas y certificadas el año 2005 realmente existieron, todo apunta a que la explicación la encontraremos en la forma de explotación que las empresas transnacionales han venido aplicando en el país.

Esta hipótesis ha sido poco explicada y de hecho en todo el *maremagnun* de noticias, reportajes y notas de opinión que ha desatado la reducción de las reservas apenas se le ha dado espacio al asunto. Las honrosas excepciones a esta generalidad han sido el Geólogo Salomón Rivas V. que



Según el informe de Ryder Scott existe una pérdida de

14,46
Trillones de pies cúbicos de GN

respecto de las reservas certificadas para el 2005

desde julio pasado advertía que el Campo San Alberto “nuestro mejor megacampo de gas, exigido sobremedida para la exportación al Brasil, [estaba] pronto a agotarse, sobreviviendo [solo] por el drenaje que succiona al megacampo de Itáu”⁶; ya en el calor del debate el ex ministro de hidrocarburos Guillermo Torrez, al exigir que se esclarezca las razones por las que bajaron las reservas, también sugería que podría haber daño a los yacimientos⁷, por último el ingeniero petrolero Juan López Videla, sostenía que “la explotación irracional de los

Todo apunta a que la explicación la encontraremos en la forma de explotación que las empresas transnacionales han venido aplicando en el país.

de D&M estaban dando la certeza que las reservas iban en aumento; y que la certificación del año 2005 estaba asegurando que existía el 90% de posibilidades de extraer 26,75 TCF de GN, que esa extracción era económicamente factible y, además, que existía el conocimiento y la tecnología necesarios para extraerlos óptimamente. Es decir, las reservas sí existían, estaban donde dijeron que las encontraron, sólo habría que saber sacarlas. El año siguiente, sin em-

Cuadro N° 2 **Cálculo de reservas remanentes y desaparecidas de gas natural** (Gas Natural en Pies Cúbicos)

	Reservas Probadas al 1° de enero de 2005 D&M	Producción Acumulada 2005 - 2009	Reservas Probadas Remanentes Estimadas 1° de enero 2010	Reservas Probadas al 1° de enero de 2010 Ryder Scott	Reservas Probadas Desaparecidas al 1° de enero de 2010
	A	B	C = A - B	D	E = A - B - D
Total Bolivia	26.748.109.000.000	2.590.410.020.000	24.157.698.980.000	9.700.000.000.000	14.457.698.980.000
San Alberto	7.192.598.000.000	626.343.310.000	6.566.254.690.000		
Sábalo	5.731.968.000.000	775.018.790.000	4.956.949.210.000	8.400.000.000.000	12.150.372.250.000
Margarita	5.861.224.000.000	107.900.650.000	5.753.323.350.000		
Itau	3.273.845.000.000	0	3.273.845.000.000		
44 Campos Pequeños	4.688.474.000.000	1.081.147.270.000	3.607.326.730.000	1.300.000.000.000	2.307.326.730.000

Fuente: Elaboración propia con datos de www.ypfb.gob.bo para las columnas a, b; para la columna d fueron extraídos de El Diario 21/10/2010

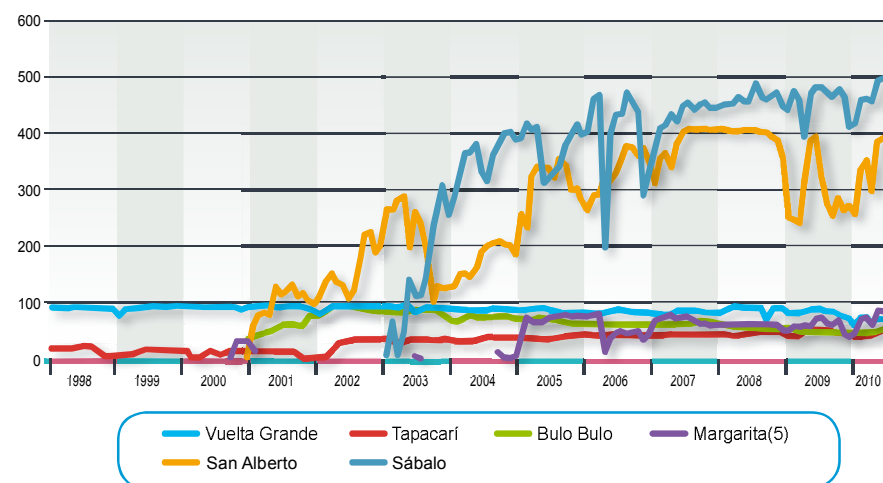
yacimientos productores es otra de las razones⁷⁸ por las cuales las reservas podrían haber bajado.

Indicios de explotación irracional de los megacampos

Comencemos, en primer lugar, delimitando el ámbito donde se presentaran estos indicios. En el Cuadro N° 2 se presenta el volumen de Reservas Certificadas al 2005 (lo que había), el cálculo de la producción acumulada 2005 - 2009 (lo usado), el cálculo Reservas Probadas Remanentes (lo que debería haber), las Reservas Probadas Certificadas al 2010 (lo que hay) y, lo que en nuestro criterio es, el cálculo de Reservas Probadas Desaparecidas (lo que falta). Así como la mayor cantidad de Reservas Probadas se encontraba en los denominados megacampos, así también la mayor cantidad de Reservas Desaparecidas está en esos campos, del total de 14,46 TCF faltantes 12,15 TCF corresponden a dichos campos. Valga aquí una precisión, el cuadro enseña que el campo Itaú no ha producido prácticamente nada, de hecho, en dicho campo sólo se ha extraído el GN utilizado en las pruebas de los pozos, cantidad que es totalmente insignificante. Otra precisión es necesaria la producción del pozo Margarita, si bien no es insignificante, es mínima comparada con las Reservas Probadas de este campo certificadas al 2005, también es mínima comparada con la producción realizada en los campos San Alberto y Sábalo. Ciertamente es en estos dos últimos campos que la producción es mayor, pero, nótese que ni en San Alberto ni en Sábalo esa producción es mayor a un TCF, es más si sumamos la producción total de estos tres megacampos en los últimos cinco años, la misma apenas supera los 1,5 TCF, cifra muy por debajo de lo faltante en estos campos. Esta situación señala que las causas para el descenso de las reservas hay que buscarlas en la forma de explotación que se ha venido aplicando a los campos San Alberto y Sábalo.

Corresponde previamente, una delimitación más, en vista que no son públicos los datos sobre las presiones existentes en los campos San Alberto y Sábalo, ni las características de las rocas reservorios de dichos campos, además, tampoco son conocidos los datos sobre cómo han evolucionado

Gráfico N° 2: Principales campos productores de gas natural en Bolivia 1998-2010 (Promedio mensual de producción diaria en millones de pies cúbicos)



estas características específicas y los reservorios en general, no es posible aquí hacer un análisis sobre el caudal de explotación, ni la tasa de extracción de los hidrocarburos en dichos campos, y menos analizar su pertinencia y precisión; no obstante, en base a la información pública y oficial disponible, es posible encontrar algunas señales que muestran el apresuramiento en la explotación y la exigencia en demasía de dichos campos, aspectos que según hemos definido, (Ver Artículo pag. 13) configuran la explotación irracional de hidrocarburos.

El primer indicio de explotación irracional en estos campos, se encuentra en las curvas de producción de los mismos. En el Gráfico N° 2 presentamos las curvas de producción de los seis campos de GN más importantes que tiene el país, en conjunto estos campos producen más del 75% de la producción total de Bolivia. Lo primero que denota el cuadro es que la producción de San Alberto y Sábalo es, por mucho, superior a la producción del campo Margari-

ta y, por supuesto, superior a la producción de los campos Vuelta Grande, Yapacani y Bulu Bulu; no en vano ambos pozos representan actualmente el 60% del total de la producción boliviana. Lo segundo que denota el cuadro es que la producción de ambos pozos, aunque mensualmente reflejados tengan un comportamiento irregular, su tendencia general es creciente. Esta tendencia creciente encuentra su explicación en las también crecientes exportaciones de GN al mercado brasileiro, baste simplemente tomar en cuenta que en los últimos años estos dos campos han venido cubriendo entre el 70% y 75% de las exportaciones a dicho país. Por lo que no es exagerado preguntarse ¿Hasta qué punto los campos San Alberto y Sábalo han sido exigidos en demasía con tal de garantizar la exportación de GN al Brasil?

El segundo indicio está reflejado en las curvas del crecimiento de la producción acumulada en San Alberto y Sábalo (Gráfico N° 3); puede verse que el primero de estos campos empezó su producción en diciembre de 2000 y el segundo en noviembre de 2002; sin embargo de este espacio de 23 meses entre el inicio de uno y el otro, el gráfico también muestra que en marzo de 2007, la producción acumulada del campo Sábalo supera a la producción acumulada del campo San Alberto. Dicho de otra manera, en 53 meses en Sábalo se produjo más que en 76 meses en el campo San Alberto. Si analizamos la totalidad del periodo, comprobamos que de diciembre de 2000 a

De los 14,46 trillones de pies cúbicos faltantes

12,15

Trillones de pies cúbicos de GN

corresponden a los megacampos gasíferos.

Gráfico N° 3: **Producción acumulada campos San Alberto y Sábalo. 2000 - 2010**

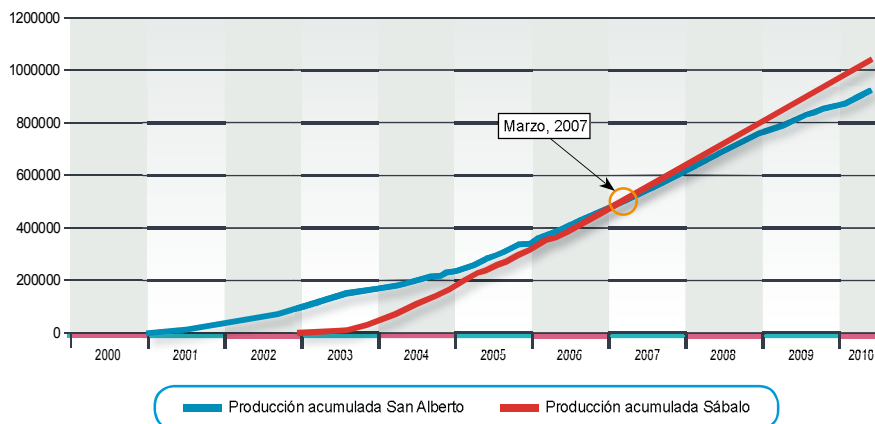
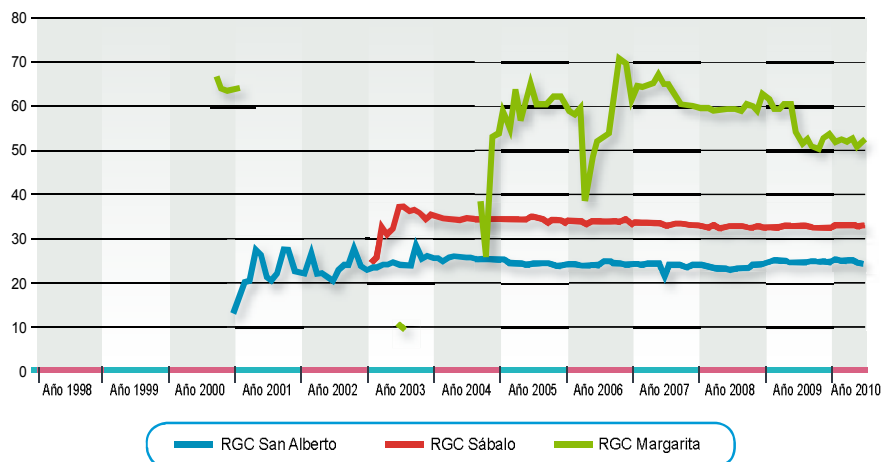


Gráfico N° 4: **Número de barriles de condensado por millar de pies cúbicos de gas natural (RGC) 2000-2010**



▷ junio de 2010 San Alberto lleva 115 meses de producción, periodo en el cual se ha extraído de dicho reservorio 0,92 TCF de GN, en cambio, el campo Sábalo desde noviembre de 2002 a junio de 2010 lleva produciendo 92 meses, periodo en el cual se ha extraído de dicho yacimiento 1,04 TCF. Estos resultados, a todas luces, significan que el caudal de producción en Sábalo ha sido y es mayor que en San Alberto; pero algo más, si tomamos en cuenta que las Reservas Probadadas certificadas a 2005 en Sábalo son menores a las existentes en San Alberto (Ver Cuadro N° 2), fácil es concluir que la tasa de extracción en el primero es muchísimo superior que en el segundo. Aquí tampoco es exagerado preguntarse: ¿Son adecuados los caudales de producción y las tasas de extracción en dichos campos? ¿Cuáles han

sido los factores específicos que han determinado que el caudal y la tasa de extracción en Sábalo sean mayores que en San Alberto? Si comparamos este cuadro con el cuadro anterior, ¿Por qué esos caudales de producción y las tasas de extracción en los campos San Alberto y Sábalo van en aumento cada año?

El tercer indicio puede apreciarse en la Relación Gas Condensado (RGC), tómesese en cuenta que la explotación óptima de un yacimiento prioriza primero el rescate de los hidrocarburos líquidos, por lo que al principio de una explotación, el número de barriles de condensado por cada millar de pies cúbicos de GN extraídos es mayor que al final de la explotación (Ver página 13). Internacionalmente se considera que “un gas condensado pobre genera un volumen

pequeño de fase líquida [más o menos 100 barriles por un millón de pies cúbicos de gas]; un gas condensado rico genera un volumen de líquido más grande [150 barriles por un millón de pies cúbicos de gas]. Aunque “no existen límites establecidos en las definiciones de pobre y rico [por lo que] estas cifras deben tomarse como meros indicadores de rangos”, vale la pena contrastar dichos rangos con los valores que arrojan los flujos de San Alberto, Sábalo y Margarita, que cómo muchas veces se indicó insistentemente, son reservorios que contienen gas condensado rico.

El análisis de la RGC para los megacampos bolivianos nos muestra que en San Alberto se produce un promedio de 23 barriles, en Sábalo de 33 y en Margarita de 55 por cada millón de pies cúbicos de gas (Ver gráfico N° 4). Esto implica que los fluidos de estos campos tienen una RGC situada por debajo del rango internacional del “gas condensado pobre”, dato que contradice toda la información difundida por las empresas y los voceros gubernamentales, respecto a que el país cuenta con “gas rico” y con “alto contenido de licuables”. Por otra parte, a pesar de los recaudos que ponen los autores que acabamos de citar, respecto a los “límites establecidos en las definiciones de pobre y rico” el número tan bajo de barriles de condensado por cada millar de GN es suficientemente indicativo que en la explotación de los megacampos se está priorizando la extracción del GN antes que de hidrocarburos líquidos, es decir, es un indicio más de explotación ineficiente de los yacimientos.

El último indicio de explotación irracional se encuentra en que, hasta el presente, no se ha procedido a la unitización¹⁰ de los campos San Alberto e Itáu. De acuerdo con la información que presenta el Ing. Carlos Delgado:

“En abril de 2000, las dos empresas petroleras transnacionales inician una serie de reuniones con el objeto de elaborar el Proyecto de Reglamento de Unitización, bajo el auspicio del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos, la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, para normar la explotación racional de hidrocarburos en los que un reservorio sea compartido por dos o más empresas productoras.

Para encarar el Proyecto se consideraron experiencias de otros que han planteado este tipo de situaciones, se trabajó entonces sobre legislación y antecedentes técnicos ya existentes.

El 24 de febrero de 2002, se sometió a consideración el séptimo borrador del documento. Posteriormente, luego de más de tres años de discutir el tema el 14 de agosto de 2003 se aprueba el Reglamento de Unitización¹¹.

Esto significa que hace más de 10 años se confirmó que los yacimientos estaban comunicados, por lo que correspondía hacer un solo plan de desarrollo y explotación, sensiblemente, Petrobras a continuando explotado San Alberto, como lo hemos visto líneas arriba, aumentando crecientemente el caudal de producción y la tasa de extracción, sin inmutarse siquiera porque esa explotación iba a afectar la recuperación de las reservas certificadas en Itaú. Recién los últimos días se ha conocido la noticia que Petrobras procederá a la explotación de ambos campos, pero, por lo que se infiere de las noticias, no hay aún acciones concretas en los campos para detener la explotación irracional.

Nuevamente, es menester preguntarse ¿En qué medida la explotación realizada en San Alberto, dañó el yacimiento de Itaú? ¿Cuál es la proporción de gas natural y condensado que no podrá recuperarse de Itaú, en vista que se postergó la unitización?

Todos los indicios mostrados aquí se han referido al apresuramiento de la producción, a la sobre exigencia realizada a los dos campos en cuestión, a un posible manejo deficiente de la relación gas-condensado, a la postergación de un plan de desarrollo conjunto para Itaú y San Alberto; aspectos estos que permiten inferir que, en realidad, las Reservas Probadas, susceptibles de ser recuperadas el 2005 bajo el su-

puesto de una explotación eficaz y eficiente, el 2010 ya no son tales. Esto significa, que las reservas probadas de GN sí existieron, pero que un mal manejo de los yacimientos ocasionó que ya no se las pueda rescatar del lugar donde están confinados.

Daño económico al Estado boliviano

Esclarecer si las Reservas Probadas de hidrocarburos nunca existieron o fueron perdidas, no es un asunto insignificante, todo lo contrario, dependiendo del resultado se derivarán acciones políticas, económicas, administrativas e, inclusive, jurídicas, diferentes.

Si se comprueba que realmente las empresas petroleras se equivocaron en los cálculos y/o inflaron sus resultados, el país estaría ante un gran error y/o ante una gran estafa, por lo que YPFB y el Estado tendrían que actuar en consecuencia, esto es, tratar a las empresas como lo que realmente son, unas vulgares estafadoras y no como socias. Este es el único camino consecuente para asumir que las Reservas Probadas certificadas el 2005 nunca existieron.

En cambio, si se comprueba que las Reservas Probadas existieron, pero que la explotación irracional de los yacimientos impidió que se haga realidad la recuperación de la cantidad estimada, la cuestión es completamente diferente, YPFB y el Estado se encontrarían ante un descomunal daño económico al Estado. Todos los argumentos presentados hasta aquí permiten inferir, al menos, la explotación irracional de

los campos San Alberto y Sábalo abonando la tesis del daño económico ocasionado al Estado.

¿A cuánto ascendería ese daño económico? Líneas arriba habíamos calculado que las Reservas Desaparecidas eran de 14,46 TCF visto globalmente el país, y 12,15 TCF correspondientes a los megacampos, que es lo mismo que decir al departamento de Tarija (Ver Cuadro N° 2). A estas cifras se ha descontado 2,46 TCF y 2,15 TCF respectivamente, que podrían

El análisis de la RCG para los megacampos bolivianos nos muestra que sus fluidos están situados por debajo del rango internacional del “gas condensado pobre”, dato que contradice toda la información difundida por las empresas y los voceros gubernamentales, respecto a que el país cuenta con “gas rico” y con “alto contenido de licuables”

ser atribuidos a errores en la estimación y/o a la declinación natural de los campos, hechas estas operaciones, puede asumirse que las Reservas Desaparecidas ascienden por lo menos a 12 TCF si consideramos al país en su conjunto, y a 10 TCF si consideramos sólo al departamento de Tarija (Ver Cuadro N° 3). Estas cifras valorizadas al precio de exportación promedio del primer semestre del año 2010 significan más de 70mil millones de dólares que no ingresarían al circuito económico boliviano; bajo el actual régimen de regalías e impuestos, eso significa que el Estado boliviano dejaría de recibir nada menos que 35mil millones de dólares. Realizados los cálculos para el departamento de Tarija, el monto que dejarían de recibir la gobernación, los muni- ▷

Cuadro N° 3 **Daño económico al Estado por pérdida de reservas probadas de gas natural**

	Reservas Perdidas		Precio Gas Natural		Ingresos a la Economía	Ingresos a los diferentes Niveles Estatales	
	A	B	C	D = A/B.C	E	F = D.E	
Bolivia	12.000.000.000.000	1.000 PC	\$5,86	\$70.320.000.000	50,00% Regalías + IDH	\$35.160.000.000	
Depto. Tarija	10.000.000.000.000	1.000 PC	\$5,86	\$58.600.000.000	11,00% Regalía Deptal.	\$6.446.000.000	
					4,00% IDH	\$2.344.000.000	
Dpto. No Productor 2% de la producción departamental por concepto de IDH						\$1.172.000.000	

▷ cipios y la universidad sería de poco menos de 10 mil millones de dólares. Si además tomamos en cuenta que del total de la producción departamental a los departamentos No Productores (Beni, Pando, La Paz, Oruro, Potosí) les corresponde dos puntos del 32% del IDH tenemos que cada uno de estos departamentos no recibirá poco más de un mil millones de dólares.

Las cifras acabadas de presentar son completamente modestas y reducidas, porque además de haber achicado el volumen de Reservas Desaparecidas, no se toma en cuenta, por ejemplo, la cantidad de hidrocarburos líquidos que se dejarán de producir y los montos que ello implica. Por otra parte, la intención aquí no es alcanzar la precisión en estos cálculos, sino mostrar la dimensión económica y el impacto fiscal que las Reservas Desaparecidas o imposibles de recuperar debido a la explotación irracional a la que fueron sometidos los reservorios, no debe ser insustancial para el país. Visto temporalmente, tómese en cuenta que la cantidad de reservas faltantes representan al me-

simplonas sobre la reducción de reservas, no estarían más que convirtiéndose en cómplices de la estafa y/o daño económico al Estado.

La necesidad del monopolio estatal

Hay dos aspectos más que vale la pena dejar claramente establecidos. El primero, es que la cuantificación de las reservas, es decir, la determinación del volumen del hidrocarburo "in situ", el porcentaje recuperable de ese volumen, la permeabilidad y porosidad de la roca reservorio, la saturación de hidrocarburos, la presión y temperatura a la que se encuentra el yacimiento, las características del fluido, todos estos factores que permiten cuantificar el volumen de reservas, los mide la empresa operadora. La certificadora no hace ese trabajo, ésta simplemente valida los métodos y los instrumentos utilizados para obtener esa información, verifica la fiabilidad de los resultados obtenidos, revisa la interpretación de los datos realizada por la empresa opera-

dora, en función de ello, ratifica, ajusta o rechaza esa interpretación. También, revisa los modelos geológicos utilizados por las operadoras, los puede ajustar y/o construir otros modelos, todo con el fin de dar la mayor certeza de la

A la luz de lo acabado de mencionar, las causas para la disminución y/o desaparición de las reservas hay que buscarlas en la orientación de quienes administran y tienen control de la información, en los intereses económicos de quienes interpretan los resultados obtenidos, en última instancia, hay que buscarlas en la orientación política de quienes operan los campos en Bolivia.

Por todo ello, la única manera de revertir esta situación es que YPF sea una verdadera empresa operadora, es decir, defina los lugares de exploración, administre e interprete la información surgida de la prospección, cuantifique la cantidad de hidrocarburos recuperables, y en consecuencia, también debe ser YPF quien determine el cómo desarrollar el yacimiento, los ritmos de extracción y los mejores mecanismos de explotación. No se trata que YPF tenga el control efectivo de lo que realizan las empresas operadoras, se trata de que ella sea la que opere monopólicamente la industria. Sólo de esta manera el país conocerá la cantidad real de reservas hidrocarburíferas que posee y podrá también explotarlas racionalmente y en función del mayor beneficio del país.

Lamentablemente la nacionalización de hidrocarburos decretada por el actual gobierno rechaza el monopolio estatal y, para el colmo, los personeros gubernamentales que actualmente dirigen la industria, en vez de siquiera implantar el control de YPF, se empeñan tenazmente en mantener la preeminencia de las transnacionales en la industria ■

...las causas para la disminución y/o desaparición de las reservas hay que buscarlas en la orientación de quienes administran la información, en los intereses económicos de quienes interpretan los resultados obtenidos y en la orientación política de quienes operan los campos en Bolivia.

nos 24 años de producción hidrocarburífera al actual ritmo de producción del país, 24 años de trabajo, de movimiento económico y de ingresos perdidos para el país.

Por este motivo, no se puede dejar pasar, como aconsejan algunos acólitos de las transnacionales, la drástica reducción de Reservas Probadas de hidrocarburos, es menester una investigación y una explicación clara y fuertemente evidenciada de lo sucedido. Debe averiguarse con precisión si hubo cálculos erróneos, si se estafó a los accionistas y al Estado con cifras infladas, si hubo explotación irracional de los yacimientos o, si todas estas causas se combinaron para ocasionar el descenso de las Reservas Probadas de GN. Si las autoridades gubernamentales y las de YPF accedieran y se conformaran con las explicaciones

existencia de los hidrocarburos. Pero, hace todo eso, siempre con la información que le proporciona la empresa operadora. El segundo, es que la explotación de los yacimientos, es decir, la determinación del número de pozos de desarrollo, el control de la presión, la definición de los mecanismos de explotación, la determinación de los caudales de explotación y la tasa de extracción también está en manos de las transnacionales. YPF, que tendría que ser la parte encargada de controlar todos estos aspectos, se limita a recibir los Planes de Trabajo de las compañías y nada más. Sensiblemente, a más de cuatro años de nacionalización, la estatal todavía no ha podido vencer su carácter de empresa "residual", por lo que ni siquiera este control que le asigna la Ley es capaz de realizar efectivamente.

- 1 Expreso mis agradecimientos al Geólogo Petrolero Jorge Márquez Ostría y al Ingeniero Petrolero Pánfilo Ramírez, por haber considerado este artículo y haberme hecho conocer sus opiniones y sugerencias muy útiles.
- 2 La certificación oficial de reservas de Gas Natural utiliza la nomenclatura anglosajona, para la cual el trillón es igual a la unidad seguida de 12 ceros (1000000000000), cifra que en la nomenclatura española se denomina billón o millón de millones.
- 3 Véase el Decreto Supremo 26366 del 24 de octubre de 2001
- 4 Se han mencionado muchas cifras que dan cuenta de los resultados obtenidos por Ryder Scott, aquí utilizamos los publicados por El Diario el 21 de octubre de 2010, que según indica, utiliza como fuente dicho informe.
- 5 El Diario 20 de octubre de 2010
- 6 El Diario, 21 de julio de 2010
- 7 La Razón, 21 de octubre de 2010
- 8 La Prensa, 10 de noviembre de 2010
- 9 Fan, Li; y otros. **Revisión de los yacimientos de gas condensado.** Oilfield Review.
- 10 Convenio de Explotación celebrado entre Titulares con áreas de contrato colindantes que permitirá el desarrollo eficiente de un Campo compartido" (Decreto Supremo 24689)
- 11 Delgado, Carlos. CODEPANAL. 25 de octubre de 2004 en <http://sucr.indymedia.org/es/archive/all/archive170.shtml>

Explotación racional e irracional de hidrocarburos

Por: Gustavo Rodríguez C.



NO HAY UNA SOLA FORMA DE EXPLOTAR UN YACIMIENTO HIDROCARBURÍFERO, POR EL

CONTRARIO, LA DEFINICIÓN DE LOS RITMOS Y FORMAS DE EXPLOTACIÓN SIEMPRE ESTÁ CONDICIONADA POR LOS INTERESES, DE CORTO PLAZO Y RECUPERACIÓN INMEDIATA DE INVERSIONES, EN EL CASO DE LAS EMPRESAS; O POR LOS INTERESES DE LARGO PLAZO Y EXTRACCIÓN DE LA MAYOR CANTIDAD DE LOS HIDROCARBUROS IN SITU, EN EL CASO DE LOS PAÍSES.

La existencia de un yacimiento hidrocarburiífero se comprueba y delimita con la perforación de pozos exploratorios; gracias a ellos se logra determinar las principales características de la roca reservorio donde están alojados los hidrocarburos (porosidad, permeabilidad, saturación); con esta información se calcula la cantidad del "Petróleo Original *in situ*" y/o del "Gas original *in situ*". Cuando a estos datos se suma la profundidad, la presión y temperaturas existentes en el yacimiento se procede a calcular el hidrocarburo efectivamente recuperable (Reserva Probada). La recuperación final de un yacimiento petrolífero varía entre el 10% y el 60% del "Petróleo Original *in situ*"; en cambio, la recuperación final de un yacimiento gasífero puede variar entre el 50% y el 90% del "Gas original *in situ*". La explotación

de un yacimiento es eficaz cuando se logra recuperar la mayor cantidad de los hidrocarburos *in situ*; es decir, cuando se hace realidad la estimación de Reserva Probada o, mejor, cuando se supera dicha estimación.

Los hidrocarburos susceptibles de ser recuperados, surgen a la superficie cuando la presión existente en la profundidad donde están atrapados, combinada de distinta manera con la permeabilidad, porosidad, saturación de la roca que los alberga, entre otros factores, genera la fuerza suficiente para impulsarlos hacia arriba (surgencia natural o recuperación primaria); en caso que la presión del yacimiento se agote o no sea suficiente, se recurre a métodos artificiales para extraerlos (recuperación asistida o secundaria).



Más en concreto, un yacimiento hidrocarburiífero está conformado, en diferentes proporciones, por gas natural, hidrocarburos líquidos (petróleo y/o condensado) y agua fósil; por su composición y gravedad, en la parte superior del yacimiento se acomoda el gas, en la intermedia los hidrocarburos líquidos, y en la base el agua. Si por algún motivo los pozos productores llegasen al nivel en donde se alberga el agua, la recuperación de los hidrocarburos es prácticamente imposible; si dicha perforación llegase a perforarse hasta el nivel en el que se encuentra el gas, la recuperación del hidrocarburo líquido será mucho más difícil o se recuperará solamente el gas, dejando en el reservorio, lo más valioso, los líquidos.

Si la perforación de los pozos productores llega a la zona donde está ubicado el hidrocarburo líquido, este puede fluir a la superficie gracias al empuje que genera el gas que se libera de los propios líquidos, o el gas existente en la parte superior del yacimiento, que puede ser usado como fuerza propulsora del petróleo o condensado hacia arriba, o por la fuerza generada por el agua del yacimiento que, al existir la diferencia de presión entre el fondo y la su-

▷ perficie, va expandiéndose y ascendiendo, y en ese camino empujando los hidrocarburos hacia arriba (Ver Gráfico A). Estas formas de surgencia natural son, de lejos, los modos más económicos de extraer los hidrocarburos, porque no requieren de costosos mecanismos artificiales, pero no necesariamente garantizan la mayor recuperación de los hidrocarburos *in situ*.

La explotación de un yacimiento es eficaz cuando se logra recuperar la mayor cantidad de los hidrocarburos in situ; es decir, cuando se hace realidad la estimación de Reserva Probada o, mejor, cuando se supera dicha estimación.

Para que la surgencia natural se convierta en un mecanismo eficiente de recuperación, se requiere: cuidar apropiadamente las diferentes presiones que se tiene en el fondo del yacimiento y cerca del pozo, a fin de mantener la fuerza de empuje natural del yacimiento; administrar con precisión la cantidad y velocidad de la producción (tasa de extracción o caudal de producción), a fin de estabilizar

o no alterar demasiado los fluidos dentro del reservorio; controlar la estabilidad y composición de los fluidos (relaciones gas/petróleo o petróleo/agua), entre otros factores, con el fin de tener información precisa de la evolución del yacimiento y la declinación de la producción. Por ejemplo, si tenemos en cuenta que la composición energética y el precio de los hidrocarburos

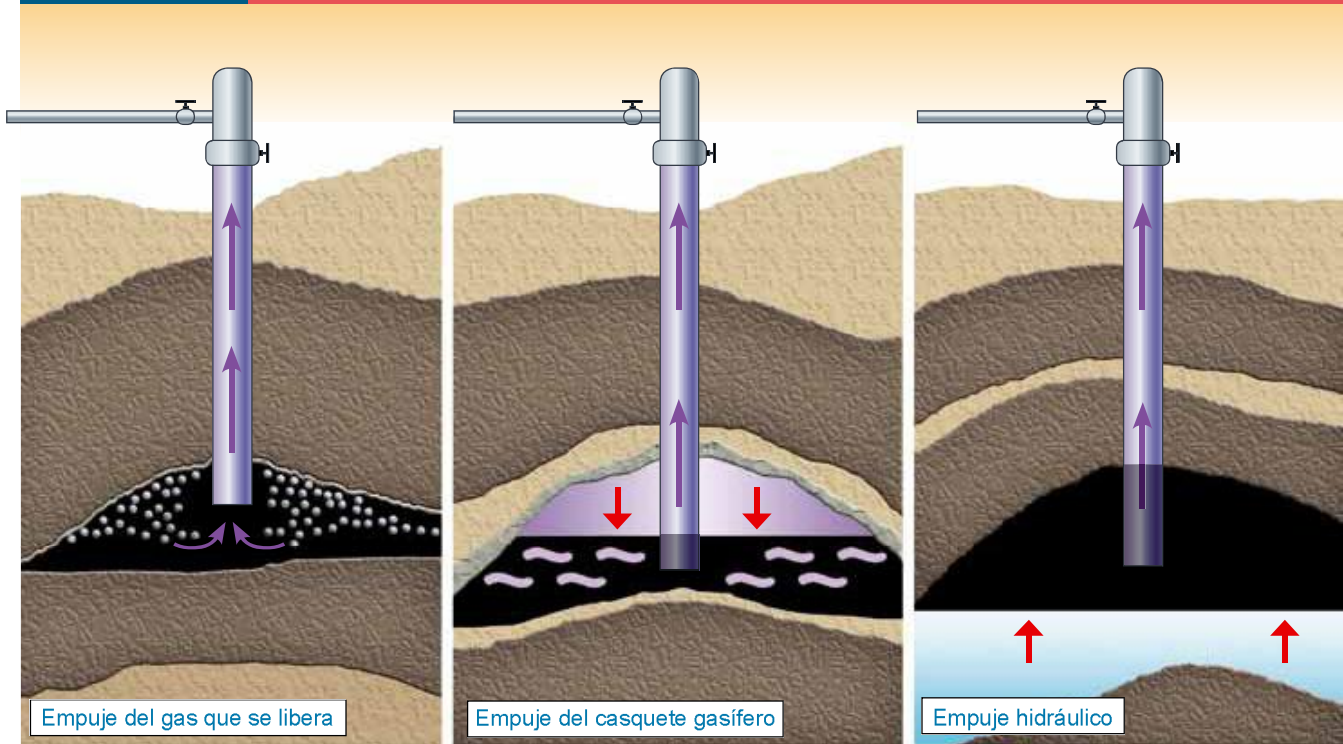
líquidos son mayores a los del gas, el objetivo de toda explotación petrolera debe ser, en primer lugar, extraer los líquidos; por ello, lo aconsejable es contener el gas el mayor tiempo posible dentro del yacimiento a fin que empuje los líquidos hacia la superficie; también es necesario, estabilizar o ralentizar el flujo de producción e, inclusive, definir periodos de pausa en la explotación, para que el agua fósil pueda, paulatina e uniformemente, ir empujando los hidrocarburos líquidos hacia arriba y/o el yacimiento recupere la presión perdida; también es importante registrar la com-

posición de los fluidos porque el aumento de la proporción de gas respecto de los líquidos estará señalando o la explotación ineficiente del yacimiento o la declinación de la producción.

Es necesario además anotar, que no hay por qué esperar a que la fuerza natural del reservorio se agote para recurrir a los métodos de recuperación secundaria; por el contrario, recurrir al bombeo mecánico y/o hidráulico, a la inyección de gas y a la inyección de vapor en los yacimientos, perfectamente pueden ayudar a mantener la presión y los caudales óptimos de producción, a condición que se tome la decisión en el momento preciso y adecuado. Sólo en estas condiciones las formas de recuperación primaria y los mecanismos de recuperación secundaria pueden acceder a la explotación racional de los yacimientos y dar paso a la mayor recuperación de los hidrocarburos *in situ*. (Ver Gráfico B)¹

Por el contrario, si se dejara fluir libremente a los hidrocarburos surgentes, la presión existente en el yacimiento bajaría rápidamente y, junto con ella, la fuerza natural de empuje, lo que impediría expulsar todo el hidrocarburo posible de ser recuperado. Por otra parte, las formas de

GRÁFICO A: FORMAS DE EMPUJE



Fuente: www.iapg.org.ar/sectores/publicaciones/productos/libros/8.htm

GRÁFICO B: EXPLOTACIÓN RACIONAL

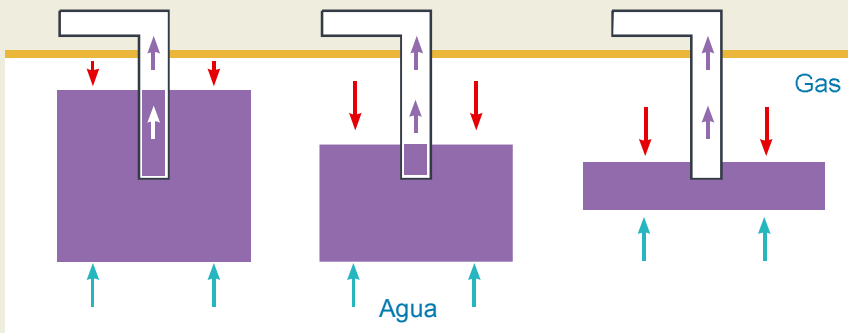


GRÁFICO C: EXPLOTACIÓN IRRACIONAL

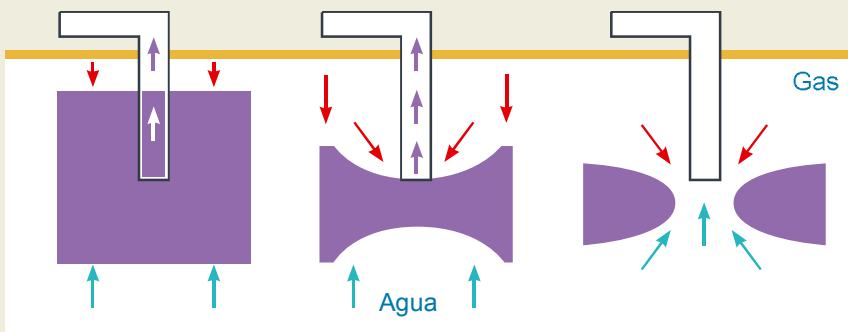
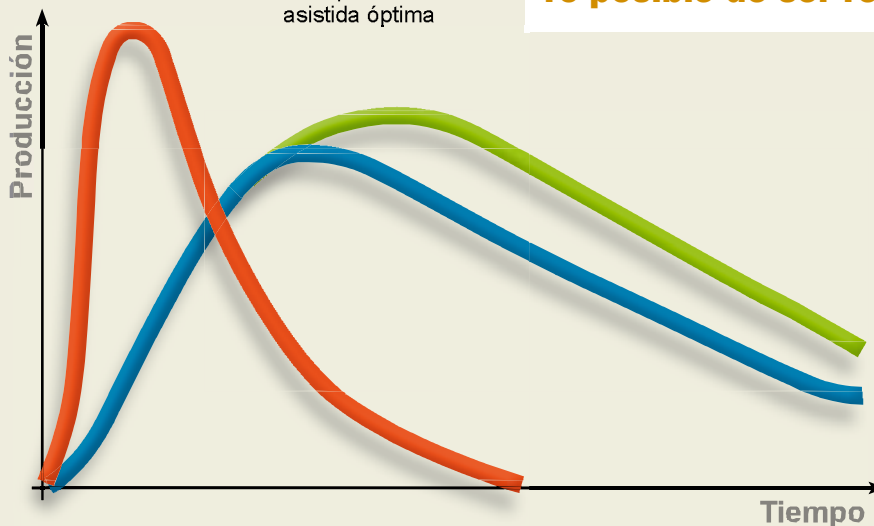


GRÁFICO D: FLUJO SEGÚN LA TÉCNICA DE EXTRACCIÓN

- Recuperación primaria acelerada
- Recuperación primaria óptima
- Recuperación asistida óptima



Si se dejara fluir libremente a los hidrocarburos surgentes, la presión existente en el yacimiento bajaría rápidamente y, junto con ella, la fuerza natural de empuje, lo que impediría expulsar todo el hidrocarburo posible de ser recuperado.

surgencia natural generalmente permiten caudales elevados de producción, es decir, tasas altas de extracción de hidrocarburos, pero, por tiempo corto y a costa de originar, dentro del reservorio, masas aisladas de petróleo o bloques de condensado, que al final no pueden ser recuperados. Con todo ello lo que en un principio se había estimado como Reserva Probada no llega a realizarse. (Ver Gráfico C)

En síntesis la mayor recuperación de los hidrocarburos *in situ* depende de la eficiencia con que se disponga y perforo los pozos de desarrollo, la exactitud con que se defina el caudal de producción, la precisión con que se controle los cambios de presión en el reservorio, la regularidad con que se mantenga la composición de los fluidos, entre los factores más importantes. Sin embargo, valga anotar que “un yacimiento puede ser desarrollado de varias maneras; no existe una y sólo una forma de proceder. La optimización de la producción puede responder al criterio de máxima recuperación a corto plazo con la finalidad de generar rápidamente un flujo positivo de capital y recuperar la inversión en el menor tiempo posible y abandonar el terreno... Esto significa drenar rápidamente el contenido con recuperación

primaria. Lo malo es que ese *descremado* implica abatir rápidamente la presión del yacimiento y por lo tanto la cantidad de hidrocarburos finalmente recuperable. Por el contrario, se puede aplicar el criterio de máxima recuperación a largo plazo para conservar más tiempo la presión y extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos del depósito. La máxima recuperación a largo plazo también implica aplicar costosas técnicas de recuperación asistida que normalmente evita una compañía que persigue objetivos de corto plazo”² (Ver Gráfico D) ■

primaria. Lo malo es que ese *descremado* implica abatir rápidamente la presión del yacimiento y por lo tanto la cantidad de hidrocarburos finalmente recuperable. Por el contrario, se puede aplicar el criterio de máxima recuperación a largo plazo para conservar más tiempo la presión y extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos del depósito. La máxima recuperación a largo plazo también implica aplicar costosas técnicas de recuperación asistida que normalmente evita una compañía que persigue objetivos de corto plazo”² (Ver Gráfico D) ■

1. Los Gráficos B, C y D han sido cedidos por Víctor Rodríguez Padilla, a quién agradecemos por su desprendimiento.
2. Rodríguez Padilla, Víctor. “Exploración y Explotación de Hidrocarburos ¿Qué es lo estratégico? ¿Qué es lo complementario? Documento de Trabajo Inédito. Departamento de Sistemas Energéticos. Facultad de Ingeniería DIE – UNAM. 11 de mayo de 2005.