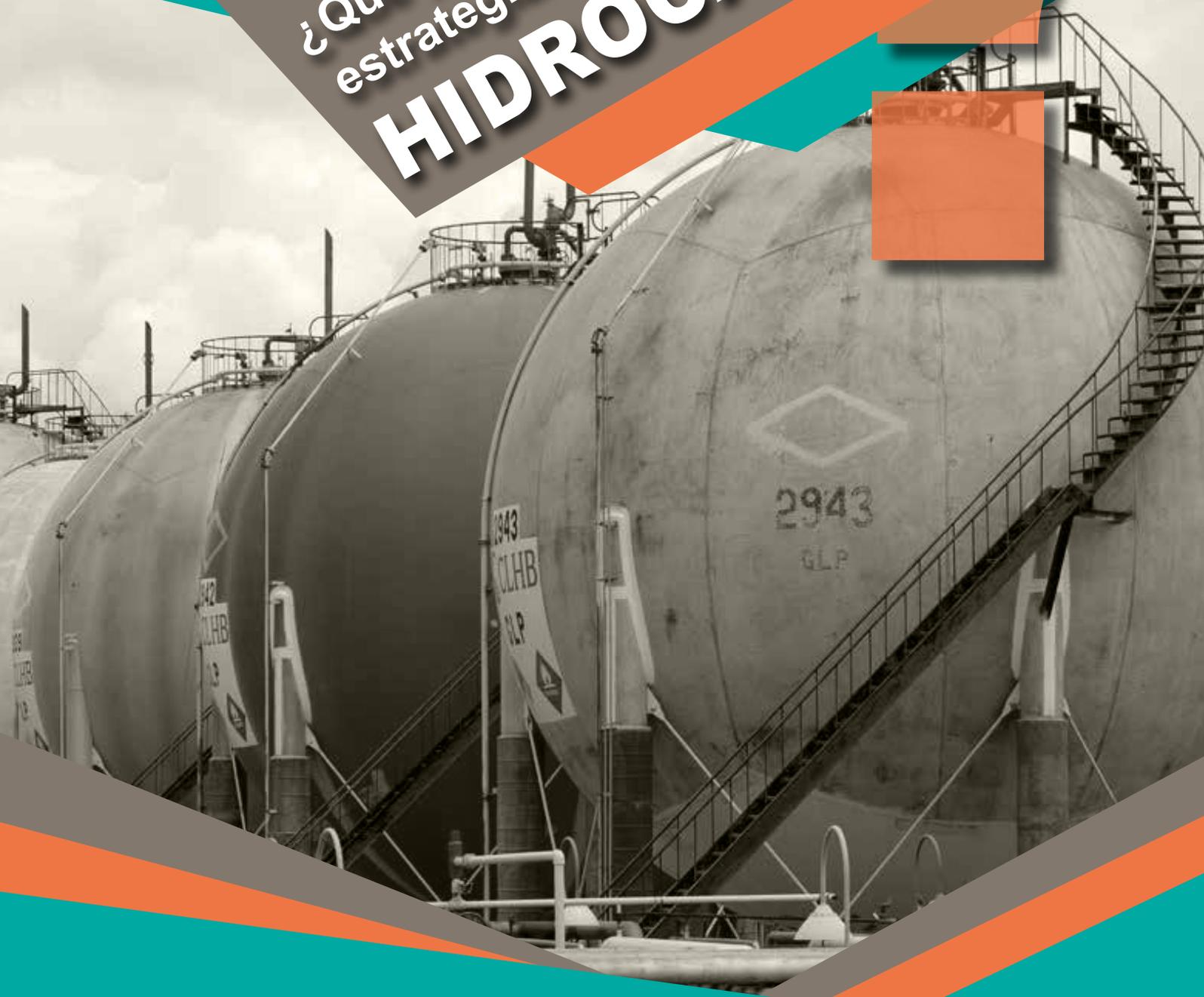


¿Qué pasó con la
estrategia boliviana de

HIDROCARBUROS?



EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL



Director:

Juan Carlos Núñez V.

Coordinación:

Waldo Gómez R.

Elaboración:

Sandra Sánchez

Raúl Velásquez

Edición:

Jorge Jiménez Jemio

Dirección:

Edificio Esperanza,
Av. Mcal. Santa Cruz 2150, Casilla 5870

Telefax:

(591-2) 2125177 – 2311074

Correo electrónico:

fundajub@entelnet.bo

Con apoyo de:





Presentación

La gestión de los recursos naturales no renovables, como el caso de los hidrocarburos, tiene para cada país diferentes características en función a la relevancia en su economía y en la proyección de su desarrollo.

En Bolivia, los hidrocarburos tienen una gran importancia en la economía ya que casi el 50% de las exportaciones bolivianas corresponden a gas natural; alrededor de 36% de los ingresos tributarios provienen de este sector extractivo y, además, la renta derivada de su explotación provee en gran parte a los presupuestos de los diferentes gobiernos subnacionales.

En este sentido, el año 2006, el Plan Nacional de Desarrollo, presentado por el gobierno del Presidente Evo Morales reconoció a los hidrocarburos como un sector estratégico generador de excedentes, necesarios para contribuir a diversificar la economía y el desarrollo social; tan importante papel en el desarrollo del país ameritó por parte del Ministerio de Hidrocarburos, institución encargada de realizar la planificación del sector, la elaboración de una Estrategia Boliviana de Hidrocarburos en la cual se definieron los preceptos sobre los cuales se iba a conducir la gestión y administración de los recursos hidrocarburíferos durante los próximos 10 años.

La Estrategia Boliviana de Hidrocarburos es el único documento que plantea una visión a largo plazo para el desarrollo hidrocarburífero y es complementaria a la medida de la nacionalización, expresada en el Decreto Supremo N° 28701, de mayo de 2006.

En el presente documento se describen, de manera general, las partes que conforman esta estrategia, para luego centrar el análisis en la exploración y explotación de gas natural, analizando las proyecciones que se elaboraron en su momento versus las reales, y detectando las desviaciones a lo planificado y los motivos que las pudieron generar, todo ello con el objetivo de visualizar los problemas que se atravesaron, la situación actual del sector y los retos a los que el país se enfrenta para los próximos años en cuanto al desarrollo de exploración y explotación del sector.

▶ ¿Qué es la estrategia boliviana de hidrocarburos?¹

La Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) constituye un documento emitido por el Ministerio de Hidrocarburos, el año 2008, que plantea, de forma integral, la estrategia para conducir la administración y gestión de la actividad hidrocarburífera del país.

Este documento se compone de cuatro partes principales, siendo las más importantes las últimas dos, en las cuales se abordan las estrategias para cada actividad de la cadena hidrocarburífera y la reestructuración del sector a partir de las medidas adoptadas a partir del año 2005.

La estrategia para cada actividad de la cadena hidrocarburífera tiene la siguiente desagregación:



Para cada apartado se plantea, primero, un diagnóstico en el cual se describen los antecedentes, su situación actual, los problemas identificados y sus posibles soluciones para dicha actividad. Posteriormente, se definen los programas y proyectos a seguir en el corto, mediano y largo plazo y los impactos esperados de la aplicación de la estrategia.

Asimismo, incluye una parte sobre la reestructuración del sector, donde se plantea un diagnóstico técnico de cómo se encuentran las diferentes instituciones que gestionan los hidrocarburos, se identifican los problemas y limitantes que se tendrían y se define una política de reestructuración del sector que posibilite la ejecución de las estrategias planteadas precedentemente.

¹ <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/estrategia-boliviana-de-hidrocarburos.html>

► ¿Qué se plantea sobre exploración y explotación de los hidrocarburos?

Los antecedentes del documento citan la importancia en el incremento de las reservas que se dieron entre los años 1997 y 2003, donde las reservas certificadas de gas pasaron de 5,69 a 54,9 trillones de pies cúbicos, un crecimiento de 9,6 veces a un ritmo promedio anual de 55,8%. En el caso del petróleo las reservas crecieron de 200 a 956 millones de barriles, lo cual se traduce en un crecimiento de 4,76 veces, según el documento.

Los importantes descubrimientos que produjeron el incremento de reservas se dieron a partir del ingreso de empresas petroleras privadas en áreas exploratorias tradicionales del subandino sur, donde ya se contaba con información de la existencia de hidrocarburos, adquirida por YPF durante los años 1952 a 1997. Toda esta información y la generada por las empresas se encuentra, hasta la fecha, en el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera que depende de la estatal petrolera, y donde se almacena y resguarda la calidad de dicha información para el uso estratégico del sector.

La exploración tuvo su mayor auge durante el periodo 1997–2000, cuando la tasa de crecimiento fue de 6%, posterior a esos años se vio una caída progresiva de la inversión en esta actividad hasta el 2005; no obstante, para los años 2000–2005 remontaron las inversiones en explotación.

Para 1997, tan solo el 50% de la producción se entregaba al mercado interno y externo, siendo el 50% restante inyectado, utilizado como combustible en el campo o quemado. A partir de la firma del contrato de exportación de gas natural a Brasil y posteriormente el contrato con Argentina, los volúmenes de inyección, combustible y quema disminuyeron considerablemente y se registra una tasa de crecimiento en la producción de gas de 186% entre los años 1997 a 2007 y de 50% para el petróleo, en el mismo periodo.

Para el 2008, los 44 contratos de operación que se tienen suscritos entre YPF y las empresas petroleras, desde 2006, abarcan a 75 campos en explotación, los cuales se clasificaban en: campos en producción sostenida (44), campos en retención por falta de asignación de un mercado (5) y campos sin producción o producción remanente (26).

La EBH, para el 2008, concluye que existe una limitada capacidad de producción dando como resultado que la diferencia entre la oferta de producción y la demanda (mercado interno y compromisos de exportación) presente un déficit en la producción, que debe ser solucionado a la brevedad posible.

En ese sentido, la estrategia de exploración se traduce en una política agresiva en todo el territorio nacional, incentivando la inversión en áreas tradicionales y no tradicionales bajo tres ejes principales: actividades de exploración, control de reservorios y políticas de información financiera. En el siguiente cuadro se resume el diagnóstico, los objetivos y las acciones que plantea el documento analizado para esta actividad hidrocarburífera.

Concepto	Problema identificado	Objetivo	Soluciones y acciones a seguir
Exploración	Insuficiente inversión en exploración y poca presencia del Estado en dicha actividad. Inexistencia de un indicador cuantitativo para las áreas reservadas que permita su valorización a fin de determinar su atractivo y promover el desarrollo de actividades exploratorias.	Promover la inversión para actividades exploratorias en el total del área con potencial hidrocarburífero nacional, a objeto de incrementar las reservas y garantizar la explotación, comercialización e industrialización sostenida de hidrocarburos.	Exploración en el marco de los 44 contratos de operación. Exploración bajo los nuevos contratos en áreas reservadas asignadas a YPFB y/o áreas libres.
Reservas	Disminución de las reservas probadas y falta de información actualizada y confiable sobre el nivel de reservas hidrocarburíferas.	El Estado, como propietario de las reservas, debe garantizar su explotación racional y eficiente para cumplir con el mercado interno y los compromisos a nivel internacional.	Contar con una certificación de reservas actualizada, en el marco de la Ley 3740. Administración eficiente de las reservas por parte de YPFB. El Estado, a través de YPFB, garantizará una relación mínima de reservas/producción igual a 20 años. Implementación del Centro de Tecnología Petrolera.
Información	Ausencia de una base de datos nacional de hidrocarburos dinámica, acorde con el desarrollo tecnológico actual y los nuevos desafíos del sector	El Estado boliviano, como propietario de la información generada por las actividades hidrocarburíferas, debe preservarla y administrarla en sistemas modernos de gestión de información garantizando su disponibilidad para encarar los desafíos energéticos.	Definir e implementar un sistema de información integral. Con la información del CNIH y de YPFB se desarrollara un banco de datos que sirva para el desarrollo de proyectos exploratorios y para la promoción de las áreas de interés hidrocarburífero nacional. El banco de datos debe ser parte del Centro de Tecnología Petrolera.

Fuente: Elaboración propia con base en EBH.

Por otro lado, en el siguiente cuadro se resumen las acciones planteadas por la EBH hasta el 2017 que deben guiar la actividad de explotación de hidrocarburos en el país.

Concepto	Problema identificado	Objetivo	Soluciones y acciones a seguir
Explotación	Uso ineficiente de los recursos energéticos disponibles y potencial de reservas subutilizado.	Incrementar los niveles de producción hidrocarburífera en el país creando, en el marco de los 44 contratos de operación y de los nuevos contratos en áreas reservadas, las condiciones necesarias para poder cumplir con la creciente demanda del mercado interno y los compromisos de exportación actuales y futuros.	A corto y mediano plazo (2008 a 2014) se plantea hacer un seguimiento a los actuales contratos de operación, en especial a los megacampos, requiriendo a los Titulares comprometer inversión para el desarrollo de los campos en función a sus reservas remanentes y las características técnicas de los campos.
	Falta de soberanía en las actividades de producción que ocasiona desinformación sobre el potencial de los campos y reservorios.		En cuanto a los campos en retención o sin producción se requerirá, con base en factores de mercado y económicos positivos, el compromiso de elevar inversiones; en caso de que los Titulares no lo acepten, se solicitará su devolución.
	Capacidad limitada de producción de gas natural y líquidos.		Se priorizará la suscripción de acuerdos de entrega donde los Titulares se obligan a desarrollar las reservas probadas no desarrolladas y sus aportes a los mercados internos y de exportación.
	Los recursos generados no fueron destinados a la reinversión en la explotación ocasionando la falta de inversión en esta actividad.		Para el largo plazo (a partir de 2014), se buscará incorporar nuevos volúmenes de producción a través de la identificación de prospectos en exploración bajo convenios de estudio con empresas privadas o estatales y nuevos contratos en áreas reservadas mediante la conformación de Sociedades Anónimas Mixtas con YPFB.
	Los volúmenes de demanda total resultantes de los compromisos actuales de exportación y el mercado interno exceden la capacidad actual de producción		
	Incumplimiento de los compromisos contractuales por la falta de producción.		
	Capacidad técnica limitada para una eficiente asignación de volúmenes al mercado interno y de exportación que incentive la inversión en explotación de hidrocarburos.		
Uso ineficiente de los recursos energéticos disponibles y potencial de reservas subutilizado.			

Fuente: Elaboración propia con base en EBH.

Impactos de la estrategia versus lo real

A continuación se describen los incrementos de la producción que se esperaban consolidar, bajo un escenario optimista, con la aplicación de la estrategia versus los resultados que se dieron en la realidad. Como se puede observar, desde el 2008 se han tenido desviaciones en relación a lo planificado en la EBH. A partir del año 2013 se ven las mayores diferencias siendo la mayor la registrada el año 2016, cuando la producción promedio anual esperada bajo un escenario optimista debía llegar a 100 MMmcd y la registrada fue 44% menor (56,3 MMmcd).

El promedio de crecimiento esperado de la producción por la EBH entre el 2008 y 2016 era de 12% registrando el mayor crecimiento durante el año 2013 (+27%); sin embargo, en la ejecución se ve que durante los primeros 5 años se tuvo un crecimiento promedio de 11% (3 puntos por debajo del esperado para esos 5 años) y posteriormente una declinación de la producción durante los últimos 3 años de 3% aproximadamente, con lo cual el promedio de crecimiento real 2008-2016 fue de casi de la mitad del esperado (5,73%).

Producción de Gas Natural en MMmcd

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pronóstico optimista - EBH	40,1	44,9	46,9	59,4	66,2	75	88	96,8	100
Producción real	36,75	41,71	45,07	51,11	58,3	61,3	60,8	59,4	56,3
Desviación de lo programado	-8%	-7%	-4%	-14%	-12%	-18%	-31%	-39%	-44%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE.

En el siguiente cuadro se muestra la comparación con los niveles de producción de la EBH bajo un escenario pesimista versus el real, donde también se observa una desviación en relación a lo programado. A partir del año 2013, la brecha es mayor y para el 2016 se registra un 33% menos de la producción esperada.

Producción de Gas Natural en MMmcd

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pronóstico pesimista - EBH	40,1	44,6	46,6	58,1	63,4	69,3	77,3	83	84,3
Producción real	36,75	41,71	45,07	51,11	58,3	61,3	60,8	59,4	56,3
Desviación de lo programado	-8%	-6%	-3%	-12%	-8%	-12%	-21%	-28%	-33%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE.

En el caso del pronóstico de producción total de líquidos, la estrategia sólo trabaja con un escenario base, el cual, contrarrestado con el ejecutado, muestra que al igual que en el caso del gas, a partir del 2008, no se habría llegado a los volúmenes esperados, registrando las mayores diferencias a partir de 2014 con un faltante promedio (2014-2016) de 46 MBbl/d.

En cuanto al promedio de crecimiento de la producción de líquidos, esperado por la EBH entre el 2008 y 2016, era de 11%, registrando el mayor crecimiento durante el año 2011 (+36%); sin embargo, en la ejecución se registra un crecimiento promedio de 2,4%, esto debido a que existieron algunos años con disminuciones de la producción (2009, 2015 y 2016) afectando el crecimiento promedio esperado.

Producción de Líquidos en MBbl/d

Campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total MBbl/d	48,68	49,77	49,72	67,43	75,98	85,64	98,99	107,83	110,52
Real Producido MBbl/d	46,75	40,74	42,82	44,43	51,32	59,04	63,08	60,79	54,20
Desviación en relación a lo programado	-4%	-18%	-14%	-34%	-32%	-31%	-36%	-44%	-51%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

► Análisis de las diferencias para el Gas Natural

Dado que existe en la EBH un detalle por campo y prospectos exploratorios en la producción de gas en el escenario optimista y no así en el escenario pesimista, se realizará el análisis sobre los principales factores que ocasionaron las desviaciones sobre dicho escenario; no obstante, este análisis tiene una relación muy cercana al pronóstico pesimista dado que este último está elaborado con base en porcentajes del escenario optimista.

Asimismo, la EBH no clarifica si la producción prevista se trataría de volúmenes brutos entregados o en punto de fiscalización; por tanto, para el análisis del real producido para el periodo 2008 a 2015 se utilizarán los volúmenes de producción en punto de fiscalización y para el 2016 la producción bruta.

En esencia, el pronóstico de la EBH se basa en tres grupos de selección de campos, el Grupo A donde se encuentran campos en actual producción (megacampos, campos medianos y pequeños), el Grupo B que engloba los megacampos con las inversiones a ser desarrolladas y el Grupo C que incluye a los prospectos exploratorios.

En el siguiente cuadro se muestra la producción de los megacampos proyectados por la EBH, en comparación con la producción real. Este análisis incluye la producción de Margarita y Huacaya, esto debido a que en la información de la producción real no se tiene el detalle anual de producción por campo, sino la suma Margarita-Huacaya. En ese sentido, se tuvo una producción menor a la proyectada en los diferentes años, en promedio 7% menor a los objetivos propuestos.

Producción de Gas Natural de la EBH versus real megacampos – En MMmc/d

Campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Megacampos EBH	24,88	26,05	25,49	35,71	39,39	41,23	41,94	42,65	42,65
Real megacampos	25,38	22,34	25,95	27,35	32,73	39,61	42,30	43,20	39,20
Diferencia	0,50	(3,71)	0,46	(8,36)	(6,66)	(1,62)	0,36	0,55	(3,45)
En %	2%	-14%	2%	-23%	-17%	-4%	1%	1%	-8%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

La siguiente tabla muestra de manera detallada los desfases entre lo programado EBH y el real producido para cada uno de los megacampos. En el caso del campo San Alberto, la EBH proyectaba una declinación del campo a partir de 2017; sin embargo, la declinación del campo inicio el 2014, a partir de ese momento se dan las mayores desviaciones. En cuanto al campo Sábalo, la EBH prevé una declinación del campo a partir del año 2022, la producción real se incrementó de manera sustancial hasta el 2015 y una baja durante el año 2016, quizá explicada por la baja nominación de los mercados de exportación, ya que no se cuenta con información oficial si se trataría del inicio de la declinación del campo. El campo Margarita-Huacaya inició su producción el año 2012 y estuvo de acuerdo con lo proyectado en la EBH, y ésta llegó a ser mayor a la pronosticada en la EBH desde el año 2014 a la fecha, lo cual redujo el impacto de la declinación del campo San Alberto.

Producción de Gas Natural de la EBH versus real megacampos – En MMmc/d

Campos	San Alberto			Sábalo			Margarita - Huacaya		
	EBH	Prod. Real	Diferencia	EBH	Prod. Real	Diferencia	EBH	Prod. Real	Diferencia
2008	11,29	11,04	(0,25)	11,79	12,75	0,96	1,79	1,59	(0,20)
2009	11,32	8,08	(3,24)	12,74	12,71	(0,02)	2,00	1,55	(0,45)
2010	11,32	10,31	(1,01)	12,17	13,55	1,38	2,00	2,09	0,09
2011	11,32	10,90	(0,42)	16,13	13,85	(2,28)	8,26	2,60	(5,66)
2012	11,32	10,51	(0,81)	16,13	15,76	(0,37)	11,94	6,46	(5,48)
2013	11,32	10,94	(0,38)	16,13	18,35	2,22	13,78	10,32	(3,46)
2014	11,32	9,08	(2,24)	16,13	18,19	2,06	14,49	15,03	0,54
2015	11,32	7,78	(3,54)	16,13	18,46	2,33	15,19	16,96	1,77
2016	11,32	6,20	(5,12)	16,13	15,80	(0,33)	15,19	17,20	2,01

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE.

En cuanto a los campos a desarrollar, se proyectaba que el 2010 se inicie la producción del campo Itaú, con 1,42 MMmc/d, con un incremento promedio de 45% por año hasta el 2015, para posteriormente mantener una producción de 7 MMmc/d; sin embargo, el campo Itaú comenzó su producción el año 2015, con cerca de 2 MMmc/d en promedio al año y, posteriormente, el 2016 disminuye su producción promedio anual a 1,98 MMmc/d.

En el caso del campo Incahuasi, se preveía también el inicio de producción para el 2010 con una producción de 7 MMmc/d para el 2016; sin embargo, la producción se inició el 2016 y el promedio anual de producción se situó en 4,23 MMmc/d. En ese sentido, en el siguiente cuadro se muestra las grandes diferencias entre la EBH y las producciones reales de los campos Itaú e Incahuasi, donde el aporte a la producción de dichos campos a partir del 2015 debió ser de 14 MMmc/d y sólo fue de 5,57 MMmc/d.

Producción de Gas Natural Itaú e Incahuasi – En MMmc/d

Campos	Itaú		Incahuasi		Total	
	EBH	Prod. Real	EBH	Prod. Real	EBH	Prod. Real
2008	-		-		-	0%
2009	-		-		-	0%
2010	1,42		-		(1,42)	100%
2011	2,83		-		(2,83)	100%
2012	4,25		2,83		(7,08)	100%
2013	5,66		4,25		(9,91)	100%
2014	7,08		5,66		(12,74)	100%
2015	7,08	1,98	7,08		(12,17)	86%
2016	7,08	1,25	7,08	4,32	(8,57)	61%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

En cuanto al resto de los campos en producción se proyectaba un incremento promedio de 10% hasta el 2011 y posteriormente una declinación en la producción de dichos campos, como se observa en el siguiente gráfico.

Producción de Gas Natural Campos medianos y pequeños – En MMmc/d

Campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EBH	15,2	18,8	20	20,2	19,1	18,4	17,4	17	15,6

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

En ese sentido, la producción real del resto de los campos no fue la esperada para la mayoría de los años; no obstante, a partir del 2015 ingresan nuevos campos pequeños no contemplados por la EBH como Curiche, Dorado Sur, DRO-X1001

entre otros, cuyo aporte promedio anual estuvo por 0,5 MMmc/d, para el 2016 la producción real supera en 10% la expectativas de la EBH.

Producción de Gas Natural EBH y real producido campos medianos y pequeños – En MMmc/d

Resto de campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EBH	15,20	18,80	20,00	20,20	19,10	18,40	17,40	17,00	15,60
Real producido	14,27	11,70	13,99	16,13	16,73	16,87	17,34	16,49	17,10
Diferencia	(0,93)	(7,10)	(6,01)	(4,07)	(2,37)	(1,53)	(0,06)	(0,51)	1,50
En %	-6%	-38%	-30%	-20%	-12%	-8%	0%	-3%	10%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

Finalmente, analizando los prospectos exploratorios, se observa que para el 2016 el aporte de dichos prospectos debería haber sido de 27 MMmc/d, que provenían principalmente de Ingre, San Telmo, Iñaguazu, Iñau y Huacareta RDI.

Producción de Gas Natural prospectos exploratorios EBH – En MMmc/d

Campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Camiri profundo	-	-	-	-	-	-	1,13	2,26	2,83
Río Seco Profundo	-	-	-	0,57	0,57	0,57	0,57	1,13	1,13
Timboy	-	-	-	-	-	1,98	1,98	1,98	1,98
Aguaragüe Centro	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99
Aguaragüe Sur B	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99
Astillero	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99
Carohuaicho	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99
Iñau	-	-	-	-	-	-	1,98	2,97	2,97
Iñaguazu	-	-	-	-	-	-	1,98	2,97	2,97
Huacareta	-	-	-	-	-	-	1,98	2,97	2,97
San Telmo	-	-	-	-	-	-	1,98	2,97	2,97
Ingre	-	-	-	-	-	2,83	4,25	5,66	5,66
TOTAL	-	-	-	0,57	0,57	5,37	15,84	22,92	27,45

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

En la realidad, ninguno de estos prospectos se llegó a desarrollar con éxito y al 2016 no hay una producción comercial de ninguno y el estado de la mayoría es exploración, como se muestra en el siguiente cuadro:

Estado actual de los Prospectos Exploratorios de la EBH

Campo	Estado de Campo
Camiri profundo	No se cuenta con información
Río Seco Profundo	No se cuenta con información
Timboy	Devuelto por YPFB-Petroandina SAM
Aguaragüe Centro	Devuelto por YPFB-Petroandina SAM
Aguaragüe Sur B	Devuelto por YPFB-Petroandina SAM
Astillero	En negociación de contrato con Petrobras
Carohuaicho	Área asignada en contrato YPFB Andina e YPFB Chaco, el 2014, sin información actualizada
Iñau	Devuelto por YPFB-Petroandina SAM
Iñaguazu	Devuelto por YPFB-Petroandina SAM
Huacareta RDI	Ya tiene contrato Shell y con proyección de perforación del primer pozo el año 2018
San Telmo	En negociación de contrato
Ingre	Fase exploratoria IGE-X2 no exitosa el 2013, sin información actualizada

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

Como se aprecia, cinco de los 12 prospectos exploratorios se encontraban dentro del contrato de YPFB-Petroandina SAM, contrato que fue suscrito el 2008 y donde se tenían grandes expectativas sobre el ingreso de YPFB a campos y, la importante transmisión de conocimiento al personal de YPFB tan necesaria en dicho momento en que no se contaba con la suficiente cantidad de profesionales capacitados luego de una nacionalización de los hidrocarburos.

Esta empresa operó principalmente dos proyectos desde septiembre de 2008, uno en el Subandino Norte, conocido como Lliquimuni Centro X-1 (LQC X1), y el otro en el sur, denominado Timboy X2, en el Aguara Güe Sur A; ambos proyectos dieron resultados negativos. A la fecha las áreas se encuentran en posesión de YPFB y la empresa YPFB-Petroandina SAM ha sido disuelta.

En relación al área de San Telmo, si bien se suscribieron memorandos de interés y un convenio de estudio entre YPFB y Petrobras Bolivia², los mismos no han sido plasmados aún en un contrato de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos. Adicionalmente, esta área se encuentra sobrepuesta a la Reserva Nacional de Flora y Fauna de Tariquía, aspecto que ha desatado conflictos sociales en el Departamento de Tarija, entre quienes están de acuerdo con la exploración en dicha área protegida y quienes se oponen a la misma.

Finalmente, existen áreas no contempladas por la EBH que a partir de 2013 fueron adjudicadas por YPFB bajo contratos de servicios para la exploración y explotación, y que a la fecha se encuentran en exploración, en trámite de licencias ambientales.

Demanda de Gas Natural

Las expectativas de producción de la EBH también se encontraban respaldadas por una demanda proyectada. El siguiente cuadro muestra los diferentes mercados asignados para la producción esperada, que considera los máximos envíos definidos en los contratos de exportación, volúmenes destinados a la industrialización a partir de 2012, un mercado interno con un crecimiento promedio anual de 7,3% y un excedente para otros mercados a partir de 2015 de 11 MMmc/d.

Demanda proyectada de Gas Natural – En MMmc/d

Mercado	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mercado Interno	7,40	7,50	8,20	9,10	10,00	11,00	11,80	12,80	12,90
Proyecto Mutún					4,60	4,60	4,60	4,60	7,70
Industrialización		0,50	0,50	1,50	4,80	7,00	7,60	7,60	7,60
Brasil (GSA)	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10
Argentina	1,50	5,50	6,90	17,50	15,40	21,30	28,80	28,80	28,80
Total demanda	40,00	44,60	46,70	59,20	65,90	75,00	83,90	84,90	88,10
Total producción	40,08	44,85	46,90	59,31	66,13	74,91	87,92	96,72	99,85
Excedente para otros mercados	0,08	0,25	0,20	0,11	0,23	-	4,02	11,82	11,75

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

Sin embargo, al observar los datos reales de la demanda de gas natural se aprecia que el mercado interno tuvo un crecimiento promedio anual de 10%, explicado mayormente por la masificación de redes de gas domiciliario. Los proyectos del Mutún y de industrialización no demandaron volúmenes ya que a la fecha aún no han arrancado, y si bien los mercados de exportación demandaron volúmenes menores a los máximos contractuales, no existe producción excedente que hubiese podido ser destinada a otros mercados de exportación.

² <http://www.bolivia.com/noticias/autonoticias/DetalleNoticia47072.asp>

Demanda real de Gas Natural – En MMmc/d

Mercado	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mercado Interno	5,26	6,69	7,07	7,85	8,16	8,52	9,48	10,22	11,93
Proyecto Mutún	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrialización	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil (GSA)	31,02	22,38	27,20	27,15	27,93	31,92	33,06	32,44	28,10
Argentina	2,52	4,66	4,84	7,45	12,40	14,97	15,72	15,98	15,27
Total demanda	38,80	33,73	39,11	42,45	48,49	55,41	58,26	58,64	55,30
Total producción	39,65	34,04	39,94	43,48	49,46	56,48	59,64	59,69	56,30
Excedente para otros mercados	0,85	0,31	0,83	1,03	0,97	1,07	1,38	1,05	1,00

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

Como se aprecia en el siguiente cuadro, al comparar la demanda real observada en los últimos 9 años con la proyectada en la EBH se observa que, en promedio, fue 25% menor a la que se preveía; con lo cual se puede evidenciar que no se ha podido desarrollar el potencial hidrocarburífero del país ni tampoco gestionar nuevos mercados que incentiven la exploración de nuevos campos.

Diferencia entre programación EBH y demanda real de Gas Natural – En MMmc/d

Demanda	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total demanda EBH	40,00	44,60	46,70	59,20	65,90	75,00	83,90	84,90	88,10
Total demanda real	38,80	33,73	39,11	42,45	48,49	55,41	58,26	58,64	55,30
Diferencia	-1,20	-10,87	-7,59	-16,75	-17,41	-19,59	-25,64	-26,26	-32,80
En porcentaje	-3%	-24%	-16%	-28%	-26%	-26%	-31%	-31%	-37%

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH, YPFB y MHE

Reestructuración del Sector

Una parte muy importante para la consolidación de la EBH era una reestructuración del sector, muy necesaria además para implementar el proceso nacionalizador. En el siguiente cuadro se muestran los problemas detectados y las estrategias que se proyectaron en ese momento.

Problemas y limitantes	Estrategias
El marco legal y normativo del sector se encuentra obsoleto e incompleto y no refleja la nacionalización de los hidrocarburos.	Desarrollar un nuevo marco legal con la nueva política hidrocarburífera.
Las instituciones del sector, actualmente, ejercen roles y competencias que no guardan relación con el nuevo contexto legal, político y la nueva visión de país del Estado boliviano.	En el caso de la explotación o producción, se indica que se elaborará y presentará el año 2008 ante el Congreso Nacional una ley de conformación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como institución responsable de regular, supervisar y fiscalizar las actividades de la cadena de hidrocarburos.
Determinadas funciones y atribuciones de las instituciones del sector no corresponden a los objetivos y visión de la nacionalización.	En este nuevo marco, el Ministerio de Hidrocarburos sería la entidad normadora, la ANH la estatal a cargo de la fiscalización y regulación del sector e YPFB quien a nombre del Estado ejecuta la gestión de los hidrocarburos para administrar, controlar y operar las actividades dentro de los dos contextos, los contratos de operación y los nuevos contratos en áreas reservadas para YPFB.
Las instituciones del sector no cuentan con la estructura organizacional, los recursos humanos, económicos y operativos necesarios para asumir el nuevo rol asignado.	Se plantean nuevas estructuras orgánicas para cada entidad. Se plantea una Directorio para la ANH, ya que esta entidad debería ser la instancia técnica del sector hidrocarburos que garantice el desarrollo eficiente y eficaz de la cadena de hidrocarburos, incluyendo a las actividades de exploración, explotación e industrialización.

Fuente: Elaboración propia con base en información de la EBH

Analizando actualmente estos importantes retos para consolidar una nueva estructura de las instituciones del sector hidrocarburos propuestos por la EBH, Fundación Jubileo realizó un estudio que permite advertir lo siguiente³:

- Han existido varios intentos de refundación y reestructuración de YPFB desde el año 2004; sin embargo, los mismos no se han reflejado en un cambio sustancial de la empresa petrolera nacional para convertirla en un operador de las actividades de exploración y explotación en los escenarios nacional e internacional.
- La recuperación de empresas capitalizadas fue un importante avance para el país; sin embargo, hoy se ve amenazada por la falta de visión en la articulación eficiente de éstas a la estructura de YPFB. Un claro ejemplo es que se cuenta con tres empresas de YPFB Corporación dedicadas a la actividad de transporte, con costos administrativos y de gestión que ello supone.
- YPFB continúa manteniendo la estructura orgánica y las sedes establecidas en la Ley N° 3058 del año 2005 y que continúan vigentes a pesar que la Constitución Política del Estado del año 2009 ha cambiado radicalmente el marco legal y las políticas hidrocarburíferas del país. Lamentablemente, la estructura, distribución de sedes y las funciones que se le atribuyen a YPFB no acompañan esta nueva visión de país.
- La actual distribución de las sedes de Presidencia Ejecutiva, vicepresidencias y gerencias de YPFB, vigentes desde la promulgación de la Ley N° 3058 del año 2005, ha generado debilidad en la gestión de la estatal petrolera, doble rol operador y fiscalizador, y vacíos que pueden facilitar hechos de corrupción.
- Falta fortalecer la transparencia y es casi inexistente el acceso a información oportuna de la gestión del sector hidrocarburos, lo que debería ser de conocimiento público, considerando que es el pueblo boliviano el propietario de estos recursos naturales.
- La EBH proyectó presentar el año 2008 ante la Asamblea una ley de conformación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como institución responsable de regular, supervisar y fiscalizar todas las actividades de la cadena de hidrocarburos, este proyecto no llegó a ser concretado y, a la fecha, la ANH no cuenta con una norma específica para ejercer la fiscalización de las actividades de exploración y explotación que le asigne los recursos necesarios para asumir esta tarea; por tanto, aún YPFB continúa ejerciendo estas actividades sin el respectivo control y regulación por parte de un ente externo.

CONCLUSIONES

Analizando los problemas, soluciones y proyecciones propuestos por la EBH referentes a la exploración y explotación, en contraposición a la situación actual del sector, se puede evidenciar lo siguiente:

1. No se ha logrado establecer una política efectiva para promover la inversión en actividades exploratorias para el total del área con potencial hidrocarburífero nacional, si bien se suscribieron varios convenios de estudio, la gran parte no logró incorporar nuevos prospectos exploratorios y los prospectos propuestos por la EBH no fueron desarrollados en su mayoría; por tanto, hoy en día es insuficiente la inversión en exploración.
2. A la fecha no se cuenta con una certificación de reservas actualizada, en el marco de la Ley N° 3740, lo cual genera especulaciones por parte de actores públicos y privados sobre el potencial actual, poniendo en duda el cumplimiento de los actuales contratos y la capacidad para asumir nuevos compromisos de venta de gas.
3. Bajo un análisis simple se podría decir que se logró incrementar las inversiones en los megacampos con lo cual se incrementó la producción; por tanto, se monetizaron las reservas en el momento del boom de precios altos; sin embargo, esto no se acompañó con una reposición de reservas, lo que se traduce en una administración ineficiente de las reservas por parte de YPFB, que dio como resultado una relación actual de reservas/producción de 9 años y no la mínima requerida por la EBH de 20 años.

³ <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/455-ypfb-entre-reestructuraciones-y-debilidad-institucional.html>

4. El país perdió una gran oportunidad. Durante una época de precios altos el escenario era muy favorable para la atracción de inversiones en exploración y explotación, y lamentablemente no fue aprovechada de la mejor manera, ahora con un precio internacional del petróleo bajo se hace muy complicado incrementar las inversiones en exploración y explotación, sea por parte de YPF, por los contratos de operación, los contratos de servicios y/o a través del ingreso de nuevas empresas privadas.
5. Aun los volúmenes máximos de demanda total resultantes de los compromisos actuales de exportación y el mercado interno exceden la capacidad actual de producción; como se vio en los diferentes cuadros, la demanda promedio anual de los mercados de exportación no llega al máximo definido en contrato, caso contrario no se la podría satisfacer. Asimismo, no se cuenta con los excedentes necesarios para la industrialización, proyecto que ya tiene un retraso de más de cinco años de acuerdo con lo proyectado por la EBH.
6. Si bien en el marco de los Contratos de Operación se suscribieron *acuerdos de entrega* entre YPF y las empresas petroleras, con una obligación para cada contrato sobre sus entregas al mercado interno y externo, lo que permite a la estatal petrolera traspasar posibles multas por incumplimientos a las empresas petroleras que no hubiesen cumplido con los acuerdos, en dichos documentos YPF no logró obligar a las empresas petroleras para que reinviertan las utilidades en el desarrollo de reservas probadas.
7. En cuanto a las inversiones por parte de YPF, la nacionalización le cedió una participación directa sobre las utilidades de los contratos de operación, la misma que, durante estos últimos 10 años, alcanzó los 5.000 millones de dólares, y bajo los preceptos del concepto de nacionalización debió constituirse en el motor para que YPF potencie sus actividades de exploración y explotación a través de empresas nacionalizadas; empero, no se conoce el destino que se le habría dado a estos ingresos y bajo un contexto de bajos precios por la venta de hidrocarburos se hace más complicada la inversión de estos recursos hoy en día, tomando en cuenta la relación riesgo/costo/beneficio.
8. No se lograron realizar las principales reestructuraciones en los marcos legales y normativos acordes con la nueva visión de la política hidrocarburífera establecida en la Constitución Política del Estado promulgada en febrero de 2009, que permita contar con lineamientos claros sobre la gestión del sector y las atribuciones de las instituciones que tienen a cargo el mismo.

Retos a seguir

- Dado que la EBH del 2008 estaba elaborada bajo un escenario que es muy distinto al actual en términos de precios internacionales, nuevos competidores (LNG), mayores volúmenes de producción de gas de esquisto en otros países, generación de mayores fuentes de energías alternativas renovables e importantes desarrollos de campos a nivel regional apostando al autoabastecimiento, es imperante que las entidades del sector hidrocarburífero generen una nueva estrategia para reconducir el sector.
- Esta estrategia debe ser la base para proyectar una nueva Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos que permitan gestionar los recursos hidrocarburíferos, en la perspectiva de lograr un proyecto de desarrollo integral de la economía del país, con políticas de transparencia y acceso a la información para un control social efectivo.



@JubileoBolivia



+591 72025776



Fundacion Jubileo



www.jubileobolivia.org.bo