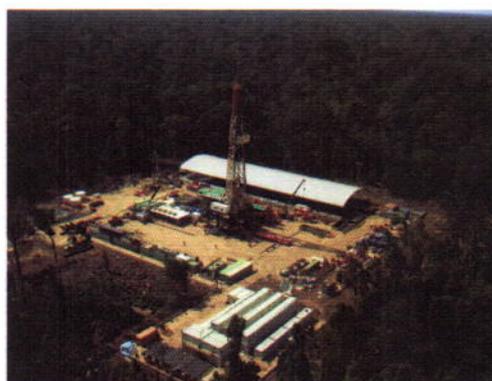
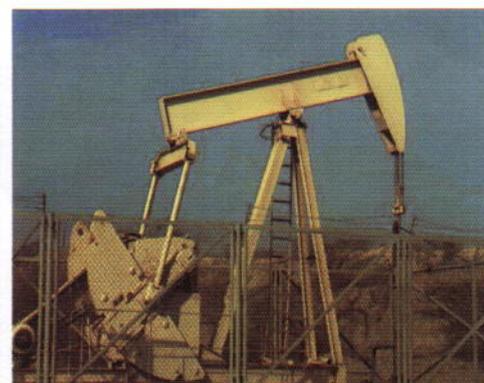




REPÚBLICA DEL PERÚ
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS
RESUMEN EJECUTIVO



AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS**

RESUMEN EJECUTIVO

**LIBRO ANUAL DE RESERVAS
DE HIDROCARBUROS**

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011



203



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

CONTENIDO

	Página
SIMBOLOGÍA UTILIZADA.....	3
RESUMEN.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. DISCUSIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	13
2.1. RESERVAS DE PETRÓLEO.....	14
2.2. RESERVAS DE GAS NATURAL.....	16
2.3. RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL.....	19
2.4. ACTIVIDAD EXPLORATORIA A FUTURO.....	19



201



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

SIMBOLOGÍA UTILIZADA

Bls	Barriles
MBls	Miles de barriles (10^3 barriles)
MMBls	Millones de barriles (10^6 barriles)
MMMBls	Miles de Millones de barriles (10^9 barriles)
BCF	Billones americanos de pies cúbicos (10^9 pies cúbicos)
TCF	Trillones americanos de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos)
MMBOE	Millones de barriles de petróleo equivalente
STB	Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
MSTB	Miles de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
MMSTB	Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
Punto (.)	Para decimales
Coma (,)	Para Miles



201

**RESUMEN**

Las Reservas Probadas al 31 de diciembre del 2011, han sido estimadas en 579.2 MMBIs de petróleo, 627.0 MMBIs de líquidos del gas natural y 12.7 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. Estas reservas serán recuperadas de 23 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Explotación de Hidrocarburos.

Las Reservas no Probadas (Probables + Posibles) han sido estimadas en 2,476.0 MMBIs (801.0 + 1,675.0) de petróleo, 923.3 MMBIs (509.3 + 414.0) de líquidos del gas natural y 16.3 TCF (8.8 + 7.5). Estas reservas están asociadas principalmente a los 83 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Tabla 01: Reservas de Hidrocarburos Al 31 de Diciembre del 2011

Tipo de Hidrocarburo	Reservas		
	Probadas	Probables	Posibles
Petróleo, MMBIs	579.2	801.0	1,675.0
Líquidos del Gas Natural, MMBIs	627.0	509.3	414.0
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBIs	1,206.2	1,310.2	2,088.9
Gas Natural, TCF	12.7	8.8	7.5
Total Petróleo Equivalente, MMBOE	3,322.8	2,782.7	3,346.3

MMBOE = Millones de Barriles de Petróleo Equivalente (1 barril de petróleo = 6,000 pies cúbicos de gas).

NOTA: Cualquier diferencia en las cifras mostradas en la tabla precedente se debe a que las operaciones aritméticas se llevaron a cabo con 3 decimales.

Los recursos de hidrocarburos al 31 de diciembre del 2011, han sido estimados en 2,773.5 MMBIs de petróleo, 2,514.9 MMBIs de líquidos del gas natural y 48.6 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. De los recursos de gas natural, 16.8 TCF están asociados principalmente a 07 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Tabla 02: Recursos de Hidrocarburos Al 31 de Diciembre del 2011

Tipo de Hidrocarburo	Recursos
Petróleo, MMBIs	2,773.5
Líquidos del Gas Natural, MMBIs	2,514.9
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBIs	5,288.5
Gas Natural, TCF	48.6
Total Petróleo Equivalente, MMBOE	13,396.2



208



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

1.- INTRODUCCIÓN

Es importante reconocer que en el proceso de estimación de reservas se requiere del conocimiento de geólogos e ingenieros de petróleo, y que como resultado, las reservas probadas son cifras estimadas más que resultados de medidas de cantidades precisas¹.

La cantidad exacta de reservas de hidrocarburos sólo puede determinarse una vez que se hayan terminado las operaciones y que el término "reservas probadas" puede entenderse de varias formas a nivel internacional. No tiene el mismo significado para los países productores que para la Securities and Exchange Commission (SEC, la Comisión de Valores Estadounidense).

Para las entidades que cotizan en la Bolsa de Valores Norteamericana, la SEC define las reservas probadas como aquellas cuya existencia se ha demostrado en función de datos geológicos, tecnológicos y económicos "con una certeza razonable". La magnitud de las reevaluaciones de las reservas bajo esta definición, demuestra que estas pautas son bastante conservadoras. La estimación efectuada bajo la definición de SPE/PRMS 2007 y que en su mayoría son efectuadas por países productores de hidrocarburos, no son comparables con las reservas probadas tal y como las entiende la SEC sino que más bien son las reservas "probadas más las probables", que son definidas por las compañías petroleras y gobiernos como reservas cuya probabilidad de existencia es igual o superior al 50%².

Con respecto a las condiciones económicas, el nivel de reservas depende del precio actual y futuro del petróleo crudo. En particular, el precio es un factor determinante a la hora de establecer sistemas de producción mejorados que puedan incrementar de manera apreciable los factores de recuperación, sobre todo de crudo pesado y extra pesado (un incremento sustancial de los precios genera acceso a nuevas fuentes de petróleo como los depósitos marinos en aguas profundas, el petróleo extra pesado o el petróleo en depósitos a gran profundidad).

Durante el año 2011, a nivel mundial el precio del petróleo experimentó un incremento. Para el año 2010 se tuvo un promedio de 79.40 US\$/BI, mientras que para el año 2011, el promedio se incrementó a 94.87 US\$/BI (como referencia el crudo marcador WTI – Cushing). Esto se debe principalmente a la incertidumbre de los suministros mundiales de petróleo y los conflictos en Libia durante el 2011. Por otro lado los analistas estiman que el precio del petróleo se incrementará medianamente a 98.00 US\$/BI para el 2012, se atribuye este pronóstico principalmente al retorno de la producción de Libia durante este periodo, al lento crecimiento económico de Estados Unidos de 1.7% a 2.2% y Europa del Este, mientras que por otro lado al decrecimiento económico mundial de 3.6% a 3.5% en el 2012³.

En lo referente a la demanda mundial durante el año 2011, esta ha crecido en 0.9 MMBIs, con respecto al año 2010, tal como se muestra a continuación:



¹ Energy Information Administration, "Annual Survey Of Domestic Oil And Gas Reserves", Survey Year 2009.

² Academia Francesa de la Tecnología, "El agotamiento de las reservas de crudo y las tendencias en el precio del petróleo", 2007.

³ OPEC, "Monthly Oil Market Report", January 2011.

Loj



**Tabla 03: Demanda Mundial de Petróleo (2010 – 2011)**

Región	MMBls/día		
	2010	2011	Cambio
Norte América	23.76	23.80	-0.17
Europa del Oeste	14.58	14.39	-0.16
Pacífico países desarrollados (OECD)	7.82	7.77	0.05
Asia, países en desarrollo	10.18	10.00	0.27
Latino América	6.18	6.05	0.18
Medio Oriente	7.28	7.25	0.18
Africa	3.36	3.26	0.01
FSU	4.14	4.06	0.09
Otros países Europeos	0.69	0.67	0.00
China	8.95	8.83	0.45
TOTAL MUNDO	86.94	87.84	0.9

Fuente: OPEC, "Monthly Oil Market Report", January 2012

En lo referente a la oferta mundial durante el año 2011, esta ha crecido en 1.00 MMBls, con respecto al año 2010, tal como se muestra a continuación:

Tabla 04: Oferta Mundial de Petróleo Durante (2010 – 2011)

Región	MMBls/día		
	2010	2011	Cambio
Norte América	15.0	15.4	0.4
Europa del Oeste	4.4	4.1	-0.3
Pacífico países desarrollados (OECD)	0.6	0.5	-0.1
Países en vías de desarrollo	12.7	12.7	0.00
FSU	13.2	13.3	0.1
Otros países Europeos	0.1	0.1	0.00
China	4.1	4.1	0.00
Otros	2.1	2.1	0.00
Combustibles no convencionales + Líquidos de Gas Natural de la OPEC	4.9	5.3	0.4
Producción de la OPEC (fuentes secundarias)	29.3	29.8	0.5
TOTAL MUNDO	86.5	87.5	1.00

Fuente: OPEC, "Monthly Oil Market Report", January 2012

En cuanto a reservas en el mundo, el panorama es el siguiente:

Tabla 05. Panorama de Reservas de Petróleo y Gas en el Mundo 2009 – 2010

Región	PETRÓLEO (MMBls)		GAS (TCF)	
	2009	2010	2009	2010
Norte América	74.6	74.3	349.61	349.61
Centro y Sur América	237.6	239.4	264.86	261.32
Europa y Eurasia	139.2	139.7	2,224.82	2,228.35
Medio Oriente	752.6	752.5	2,673.32	2,676.85
Africa	130.3	132.1	519.12	519.12
Asia Pacífico	42.2	45.2	557.97	572.09
TOTAL MUNDO	1,376.5	1,383.2	6,589.7	6,607.34

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2011





Respecto de los factores de recuperación, la revista Oil & Gas Journal⁴, publica los niveles de estos (el factor de recuperación es el porcentaje del petróleo In-Situ-OOIP (Original Oil In Place), que es técnica y económicamente recuperable). El mecanismo de impulsión de "Gas en Solución" que es el mecanismo natural encontrado en la mayoría de los reservorios en el mundo, puede proporcionar una recuperación de más del 20% del OOIP. Este proceso natural primario es normalmente suplementado en las etapas iniciales de la vida del reservorio por procesos de recuperación mejorada, que puede consistir de inyección de gas o agua.

Desde el punto de vista teórico es posible lograr recuperaciones de hasta 70%, los valores factibles de lograr se sitúan entre 45% a 50%.

Como regla general, un factor de recuperación entre 15% a 20%, correspondiente a un mecanismo de gas en solución, es el primer estimado para un nuevo descubrimiento, hasta que otro mecanismo de producción sea observado en el campo.

Los estimados de recuperación para crudos pesados (< 22.3°API) están en el rango de 10% a 15% para recuperación primaria, 20% a 25% con recuperación secundaria y un adicional de 2% a 6% con EOR (recuperación mejorada: inyección de agua, gas, vapor, drenaje de surfactantes/polímeros, entre otros), para lograr un total de 30%. Para el caso de los crudos extra pesados (≤ 10 °API) pueden ser no factibles de producción por medios primarios y están sujetos a la inyección de vapor como es el caso de las arenas petrolíferas de Canadá, y su factor de recuperación es 10%. Para el Orinoco, la recuperación primaria por mecanismo de gas en solución (referida como producción en frío) es 10%, y un adicional de 10% a 15% es estimado con procesos EOR que aún se están probando.

Varias estimaciones estadísticas están en un rango de 27% a 35% y han sido mencionadas en la literatura. En un estudio reciente de 11,242 campos, Laherrere obtuvo un promedio mundial de 27%. Harper estudió 9,000 campos y logró una media de 30%. La USGS (United States Geological Survey) estimó un factor de recuperación mundial de 40%.

Un factor de recuperación promedio de 22% fue reportado por USA en el año 1979. Para 1999 fue incrementado a 35% y ahora podría ser de 39%, si la tendencia continúa. El factor de recuperación para el Mar del Norte es actualmente de 46%, el mayor en el mundo gracias a la aplicación de técnicas EOR aplicado durante toda la vida del campo.

El campo Statfjord registra una recuperación de 66% sin EOR y el campo Prudhoe Bay espera lograr un 47% como consecuencia de la inyección de agua y gas desde el inicio de la vida del campo, seguido por una inyección de gas miscible.

En lo referente a nuestro país, Perú, el factor de recuperación para los campos del Noroeste está en el rango de 10% a 20%, para Selva Norte entre 15% a 20% y para Selva Central y Sur entre 75% a 85%.

En el año 2011, en el Perú se ha perforado la mayor cantidad de pozos que se haya logrado en su historia (considerando base anual). Se han perforado 242 pozos (15 pozos exploratorios, 5 pozos confirmatorios y 222 pozos de desarrollo), de los cuales el 82.6 % de estos pozos se han perforado en el Noroeste-Costa.

La producción promedio de petróleo en el año 2011 fue de 69,553 barriles por día, menor en 3,135 barriles por día comparado con la producción diaria del año 2010 (72,688 barriles por día).



⁴ Ivan Sandrea (StatoilHydro) and Rafael Sandrea (IPC), "Global Oil Reserves – Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies", Oil & Gas Journal, Nov. 2007.



LCS





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

Las reservas probadas del año 2011 (579,164 MBIs), son menores en 2,867 MBIs, comparadas a las del año 2010 (582,030 MBIs), debido a los resultados de las perforaciones, revisiones técnicas de las propiedades petrofísicas y geológicas de los campos petroleros, y la reestimación de las reservas de cada lote. Las estimaciones de las reservas probables y posibles también disminuyeron debido a los resultados de las perforaciones, lo cual generó una reevaluación de las nuevas ubicaciones a perforar.

En lo referente al desarrollo del gas natural, se han perforado 02 pozos en la estructura Mipaya del lote 56, 01 pozo en la estructura Kinteroni Sur del lote 57 y 01 pozo en la estructura Taini del lote 58, todos estos campos considerados Camisea. En el lote 88 no se perforó pozos en el año 2011.

Debemos indicar que la producción de gas natural y condensados del área de Camisea representa el 95 % de la producción a nivel nacional.

El Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2011, elaborado por la Dirección General de Hidrocarburos, contiene las cifras oficiales de reservas de Petróleo, Líquidos de Gas Natural y Gas Natural del país así como la cantidad de Recursos, de acuerdo a la Definición y Clasificación de Reservas – 2007 “Petroleum Resources Management System” preparada en conjunto por Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

La elaboración del presente libro está en línea con el Decreto Supremo N° 031-2007-EM, “Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas”, donde se estableció entre las atribuciones y funciones de la Dirección General de Hidrocarburos la de “Elaborar el Libro de Reservas de Hidrocarburos” (Inciso j, Artículo 80, del D.S. N° 031-2007-EM, modificado por el D.S. N° 026-2010-EM”).

Asimismo, el “Reglamento de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM, en su Artículo 291°, establece que “la información que el Contratista debe entregar a la DGH, con copia a PERUPETRO, entre otras, el Informe de Reservas del año anterior, para ser utilizada en la elaboración del Informe Anual de Reservas”.

En este contexto, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), anualmente revisa y evalúa las cifras de reservas y recursos presentadas por las empresas del Sub-Sector, con la finalidad de elaborar el Libro de Reservas de Hidrocarburos, el mismo que permite al Ministerio de Energía y Minas, disponer de indicadores referidos al abastecimiento interno del país, así como inventariar los recursos energéticos del país de acuerdo a sus funciones.

En el presente informe se presentan las cifras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos (Petróleo y LGN) y Gas Natural, al 31 de Diciembre del 2011, bajo la clasificación de Reservas Probadas (Desarrolladas y No Desarrolladas), Reservas Probables, Reservas Posibles y Recursos.

A continuación las Tablas 06, 07, 08 y 09 presentan el resumen de Reservas Probadas, Probables y Posibles y la estimación de Recursos a nivel país, lote por lote.

Tabla 06: Reservas de Petróleo (MSTB)

Tabla 07: Reservas de Gas Natural (BCF)

Tabla 08: Reservas de LGN (MSTB)

Tabla 09: Reservas de Hidrocarburos Líquidos (MSTB)



LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS – 2011



Handwritten signature



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Hidrocarburos



Tabla 06: Reservas de Petróleo al 31 de Diciembre del 2011

RESERVAS DE PETROLEO (MSTB) - 31 de Diciembre del 2011								
LOTE	REGION	COMPANIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION / DECLARACION DE DESCUBRIMIENTO COMERCIAL (DDC)								
I	Costa	GRANA Y MONTERO	6,460	2,289	8,749	1,559	2,153	12,000
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	2,803	888	3,701	2,174	6,329	12,000
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	11,010	10,253	21,263	6,059	5,628	30,000
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	3,667	3,414	7,081	1,801	3,683	19,057
V	Costa	GRANA Y MONTERO	1,241	919	2,159	680	652	3,000
VII / VI	Costa	SAPET	16,472	2,721	19,193	5,576	10,387	30,000
IX	Costa	UNIPETRO	1,119	30	1,149	815	1,270	5,589
X	Costa	PETROBRAS	79,631	58,543	138,174	41,971	25,934	150,000
XIII	Costa	OLYMPIC	5,619	5,588	11,217	9,221	10,809	20,000
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	429	418	847	668	1,290	7,207
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	135	520	655	800	1,800	2,500
SUB-TOTAL COSTA			128,585	85,603	214,188	71,323	69,935	291,353
Z-2B	Zócalo	SAVIA	64,219	31,649	95,868	21,973	23,152	331,000
Z-1	Zócalo	BPZ	9,927	26,645	36,572	58,480	54,302	60,000
Z-6	Zócalo	SAVIA	1,820	1,620	3,440	4,530	26,410	199,750
SUB-TOTAL ZOCALO			75,966	59,913	135,880	84,984	103,854	590,750
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	57,766	14,684	72,450	187,514	79,700	45,760
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	45,508	9,005	54,513	25,592	65,469	9,740
67	Selva Norte	PERENCO PERU LIMITED	15,400	83,600	99,000	120,000	123,000	180,000
31B/D	Selva Central	MAPLE	1,839	560	2,399	968	584	1,000
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	0	0	0	0	0	20,000
31E	Selva Central	MAPLE	233	500	733	1,000	8,000	5,000
56	Selva Sur	PLUSPETROL	0	0	0	0	0	20,000
57	Selva Sur	REPSOL	0	0	0	0	0	20,000
88	Selva Sur	PLUSPETROL	0	0	0	0	0	20,000
SUB-TOTAL SELVA			120,746	108,349	229,095	335,074	276,753	321,500
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION / DDC			325,298	253,865	579,164	491,381	450,552	1,203,603
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
XIX	Costa	BPZ	0	0	0	0	0	10,000
XXVII	Costa	FAULKNER	0	0	0	0	0	10,000
SUB-TOTAL COSTA			0	0	0	0	0	20,000
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	275,000	100,000	100,000
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	33,578	192,916	168,921
102	Selva Norte	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	10,000	10,000
121	Selva Norte	SUBANDEAN	0	0	0	0	12,000	10,000
126	Selva Norte	PETROMINERALES	0	0	0	0	26,000	10,000
128	Selva Norte	GRAN TIERRA	0	0	0	0	23,000	10,000
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	1,000	5,000	1,000
68	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	0	0	20,000
SUB-TOTAL SELVA			0	0	0	309,578	368,916	329,921
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			0	0	0	309,578	384,916	349,921
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA								
NO OPERADAS			325,298	253,865	579,164	800,958	1,674,967	2,773,524
TOTAL PAIS			325,298	253,865	579,164	800,958	1,674,967	2,773,524



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Hidrocarburos

Tabla 07: Reservas de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2011

RESERVAS DE GAS NATURAL (BCF) - 31 de Diciembre de 2011						
LOTE	REGION	COMPANIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS COMERCIAL (DDC)	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION / DECLARACION DESCUBRIMIENTO COMERCIAL (DDC)						
I	Costa	GRANA Y MONTERO	28.1	10.0	38.1	6.8
II	Costa	PETROLERA MONTERICO	17.4	4.4	21.8	5.0
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0.0	0.0	0.0	37.7
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0.0	0.0	0.0	6.1
V	Costa	GRANA Y MONTERO	0.0	0.0	0.0	25.3
VI / VII	Costa	SAPET	32.8	5.4	38.2	11.1
IX	Costa	UNIPETRO	0.0	0.0	0.0	0.7
X	Costa	PETROBRAS	93.1	68.4	161.5	49.1
XIII	Costa	OLYMPIC	248.1	403.9	652.0	333.8
XV	Costa	PETROLERA MONTERICO	0.0	0.0	0.0	1.5
XX	Costa	PETROLERA MONTERICO	0.0	0.0	0.0	1.6
		SUB-TOTAL COSTA	419.5	492.1	911.6	478.6
Z-2B	Zócalo	SAVIA	64.0	31.5	95.5	211.9
Z-1	Zócalo	BPZ	0.0	195.0	195.0	45.0
Z-6	Zócalo	SAVIA	0.0	0.0	0.0	7.4
		SUB-TOTAL ZOCALO	64.0	226.5	290.5	264.3
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.0	0.0	0.0	69.4
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.0	0.0	0.0	29.5
67	Selva Norte	PERENCO PERU LIMITED	0.0	0.0	0.0	4.7
31B/D	Selva Central	MAPLE	0.0	0.0	0.0	12.0
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0
31E	Selva Central	MAPLE	207.6	0.0	207.6	43.1
56	Selva Sur	PLUSPETROL	1,015.2	0.0	1,015.2	1,283.1
57	Selva Sur	REPSOL	0.0	562.7	562.7	880.5
88	Selva Sur	PLUSPETROL	7,308.9	1,116.0	8,424.9	3,532.6
		SUB-TOTAL SELVA	8,531.7	2,965.9	11,497.6	5,825.4
		TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION / DDC	9,015.2	3,684.5	12,699.7	6,568.3
CONTRATOS EN EXPLORACION						
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION						
XIX	Costa	BPZ	0.0	0.0	0.0	0.0
XXVII	Costa	FAULKNER	0.0	0.0	0.0	0.0
		SUB-TOTAL ZOCALO	0.0	0.0	0.0	0.0
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	1
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	3
102	Selva Norte	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0
121	Selva Norte	SUBANDEAN	0	0	0	0
126	Selva Norte	PETROMINERALS	0	0	0	1
128	Selva Norte	GRAN TIERRA	0	0	0	2
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	1
58	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	0
		SUB-TOTAL SELVA	0.0	0.0	0.0	2,266.7
		TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION	0.0	0.0	0.0	2,266.7
		TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA	0.0	0.0	0.0	2,266.7
		NO OPERADAS	0.0	0.0	0.0	2,079.0
		TOTAL PAIS	9,015.2	3,684.5	12,699.7	8,835.0
		TOTAL PAIS	9,015.2	3,684.5	12,699.7	31,800.0
		TOTAL PAIS	9,015.2	3,684.5	12,699.7	48,646.5

Nota: Para las áreas no operadas se ha considerado como recursos los volúmenes correspondientes a Candamio



201



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Hidrocarburos



Tabla 08: Reservas de Líquidos de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2011

RESERVAS DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL (MSTB) - 31 de Diciembre de 2011										
LOTE	REGION	COMPANIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS		
CONTRATOS EN EXPLOTACION										
I	Costa	GRAÑA Y MONTERO	0	0	0	0	0	0		
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	0	0	0	0	0	0		
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0	0	0	0	0	0		
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0	0	0	0	0	0		
V	Costa	GRAÑA Y MONTERO	0	0	0	0	0	0		
VI/VII	Costa	SAPET	0	0	0	0	0	0		
IX	Costa	UNIPETRO	0	0	0	0	0	0		
X	Costa	PETROBRAS	0	0	0	0	0	0		
XIII	Costa	OLYMPIC	0	0	0	0	0	0		
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	0	0	0	0	0	0		
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	0	0	0	0	0	0		
Z-2B	Zócalo	SUB-TOTAL COSTA	0	0	0	0	0	0		
Z-1	Zócalo	SAVIA	4,480	2,205	6,685	14,833	1,617	14,252		
Z-6	Zócalo	BZ	0	0	0	0	0	0		
		SAVIA	0	0	0	0	0	0		
		SUB-TOTAL ZOCALO	4,480	2,205	6,685	14,833	1,617	14,252		
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0	0	0	0	0	0		
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0	0	0	0	0	0		
67	Selva Norte	PERENCO PERU LIMITED	0	0	0	0	0	0		
31B/D	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0	0		
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	8,209	0	8,209	925	919	0		
31E	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0	0		
56	Selva Sur	PLUSPETROL	65,900	86,600	152,500	92,800	43,200	121,833		
57	Selva Sur	REPSOL	30,749	30,749	61,498	50,522	93,947	322,723		
88	Selva Sur	PLUSPETROL	384,323	44,529	428,852	214,300	126,828	284,737		
		SUB-TOTAL SELVA	458,432	161,878	620,310	358,547	264,894	729,292		
		TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION	462,912	164,083	626,995	373,380	266,511	743,544		
CONTRATOS EN EXPLORACION										
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION										
XIX	Costa	BZ	0	0	0	0	0	0		
XXVII	Costa	FAULKNER	0	0	0	0	0	0		
		SUB-TOTAL ZOCALO	0	0	0	0	0	0		
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	0	0	0		
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	0	0	0		
102	Selva Norte	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	0	0		
121	Selva Norte	SUBANDIAN	0	0	0	0	0	0		
126	Selva Norte	PETROMINERALS	0	0	0	0	0	0		
128	Selva Norte	GRAN TIERRA	0	0	0	0	0	0		
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	0	0	0		
58	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	135,882	46,212	181,392		
		SUB-TOTAL SELVA	0	0	0	135,882	46,212	181,392		
		TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION	0	0	0	135,882	46,212	181,392		
		TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA	0	0	0	0	101,250	0		
		NO OPERADAS	0	0	0	0	0	1,590,000		
		TOTAL PAIS	462,912	164,083	626,995	509,262	413,973	2,514,936		

Nota: Para las áreas no operadas se ha considerado como recursos los volúmenes correspondientes a Candamo.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Hidrocarburos



Tabla 09: Reservas de Hidrocarburos Líquidos al 31 de Diciembre del 2011

LOTE	REGION	COMPañIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION								
I	Costa	GRANA Y MONTERO	6,460	2,289	8,749	1,559	2,153	12,000
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	2,803	898	3,701	2,174	6,329	12,000
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	11,010	10,253	21,263	6,059	5,628	30,000
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	3,667	3,414	7,081	1,801	3,683	19,057
V	Costa	GRANA Y MONTERO	1,241	919	2,159	680	652	3,000
VI / VII	Costa	SAPET	16,472	2,721	19,193	5,576	10,387	30,000
IX	Costa	UNIPETRO	1,119	30	1,149	815	1,270	5,589
X	Costa	PETROBRAS	79,631	58,543	138,174	41,971	25,934	150,000
XIII	Costa	OLYMPIC	5,619	5,598	11,217	9,221	10,809	20,000
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	429	418	847	668	1,290	7,207
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	135	520	655	800	1,800	2,500
Z-2B	Zócalo	SUB-TOTAL COSTA	128,585	85,603	214,188	71,323	69,935	291,353
Z-1	Zócalo	SAVIA	68,699	33,854	102,553	36,806	24,769	345,252
Z-6	Zócalo	SAVIA	9,927	26,645	36,572	58,480	54,302	60,000
1AB	Selva Norte	SUB-TOTAL ZOCALO	80,446	62,118	142,565	99,817	105,481	605,002
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	57,766	14,684	72,450	187,514	79,700	45,760
67	Selva Norte	PERENCO PERU LIMITED	15,400	83,600	99,000	120,000	123,000	180,000
31B/D	Selva Central	MAPLE	1,839	560	2,399	968	584	1,000
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	8,209	925	9,134	1,000	919	20,000
31E	Selva Central	MAPLE	233	500	733	1,000	8,000	5,000
56	Selva Sur	PLUSPETROL	65,900	86,600	152,500	92,800	43,200	141,833
57	Selva Sur	REPSOL	30,749	30,749	61,498	50,522	93,947	342,723
88	Selva Sur	PLUSPETROL	384,323	44,529	428,852	214,300	126,828	304,737
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION			579,179	270,227	849,406	693,621	541,647	1,050,792
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION			788,210	417,948	1,206,159	864,761	717,062	1,947,147
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
XIX	Costa	BPZ	0	0	0	0	0	10,000
XXVII	Costa	FAULKNER	0	0	0	0	6,000	10,000
SUB-TOTAL ZOCALO			0	0	0	0	16,000	20,000
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	275,000	100,000	100,000
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	33,578	192,916	168,921
102	Selva Norte	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	10,000	10,000
121	Selva Norte	SUBANDEAN	0	0	0	0	12,000	10,000
126	Selva Norte	PETROMINERALES	0	0	0	0	26,000	10,000
128	Selva Norte	GRAN TIERRA	0	0	0	0	23,000	10,000
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	1,000	5,000	1,000
58	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	135,882	46,212	201,392
SUB-TOTAL SELVA			0	0	0	445,460	415,128	511,313
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			0	0	0	445,460	431,128	531,313
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA			0	0	0	0	940,750	440,000
NO OPERADAS			0	0	0	0	0	2,370,000
TOTAL PAIS			788,210	417,948	1,206,159	1,310,221	2,088,940	5,288,460

2.- DISCUSIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

MÉTODOS USADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS

La estimación de reservas está basada en el análisis de geología e ingeniería de reservorios, proveniente de los yacimientos y/o estructuras que conforman los 23 Contratos de Explotación y 60 Contratos de exploración a nivel nacional. El volumen de reservas depende del esfuerzo de perforación y madurez del desarrollo de los yacimientos. Para los Lotes que poseen reservas no probadas, la base para analizar los reservorios son el mapeo geofísico y la data de pozos y reservorios análogos. Cuando los yacimientos se han clasificado dentro de la categoría de probadas, se cuenta con información disponible adicional cada año, lo cual permite que la estimación de reservas pueda ser reevaluada. Los perfiles de pozos, los datos de producción, la data sísmica, y la data de pruebas de formación son continuamente analizados para ir mejorando cada vez más la estimación de reservas.

La estimación de reservas se lleva a cabo bajo condiciones de incertidumbre y la exactitud de la estimación mejora a medida que se dispone de datos de geología e ingeniería de reservorios. El método de estimación es llamado determinístico si el resultado es una "mejor estimación" basada en datos geológicos, de ingeniería de reservorios y económicos, y el método de estimación se denomina probabilístico cuando los datos de geología e ingeniería de reservorios se analizan sobre la base de distribuciones de probabilidad.

Los procedimientos analíticos para la estimación de reservas pueden ser agrupados por: analogía, estimación volumétrica, análisis de performance y métodos integrados.

ANALOGÍA

Durante la estimación de reservas y recursos mediante el método de analogía, los geólogos y geofísicos utilizan la data de la sísmica para generar mapas de las formaciones del subsuelo. Antes de que se perforen pozos sobre una estructura, la estimación se basa en analogía con otros reservorios de la misma área. La data sísmica ayuda a identificar prospectos, pero no proporciona suficiente información directa para estimar reservas. La data referida a espacio poroso, saturación de agua, espesor productivo neto y factor de volumen de formación, necesaria para completar la estimación, proviene de reservorios cercanos.

ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA

Para llevar a cabo una estimación volumétrica, se utiliza información de los pozos perforados y de la sísmica para lograr la interpretación de la geología y del comportamiento de los fluidos del reservorio. Los datos de espacio poroso, saturación de agua y espesor neto de hidrocarburos se logran a través de evaluación de registros de pozos, análisis de núcleos y pruebas de formación. Las formaciones son mapeadas para determinar el área y espesor neto de hidrocarburos para cada reservorio. Los datos de presión del reservorio, volumen de fluidos son usados para determinar los cambios en los volúmenes de petróleo y gas que fluye en el subsuelo.

ANÁLISIS DE PERFORMANCE

Las reservas se estiman utilizando técnicas gráficas y matemáticas de análisis de curvas de declinación de la producción y balance de materiales. Estas técnicas se usan en la industria para evaluar pozos, yacimientos o lotes y predecir la producción futura de las reservas.

Se utilizan tres métodos para la declinación de la producción, siendo la declinación exponencial e hiperbólica los más usados debido a que se asemejan a la declinación de nuestros pozos y campos petroleros.



2011



2.1. RESERVAS DE PETRÓLEO

2.1.1. RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas de petróleo al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 579.2 MMSTB, cifra que comparada con la correspondiente al 31 de diciembre del 2010 (582.0 MMSTB), y tomando en cuenta la producción de petróleo ocurrida durante el año 2011, representa una ligera reducción de 2.8 MMSTB de petróleo (0.49 %). Estos cambios se muestran en el Tabla 10.

Tabla 10: Cambio en las Reservas Probadas

Reservas Probadas	Petróleo (MBIs)	Gas Natural Seco (BCF)	Líquidos del Gas Natural (MBIs)
Al 31 de Diciembre del 2010	582,030	12,462	657,968
Producción del año 2011	-25,386.8	-401.3	-30,354.4
Revisiones	22,520.3	639.1	-619
Al 31 de Diciembre del 2011	579,164	12,700	626,995

En los Anexos N° 4 y N° 5 se observan los detalles de los cambios para cada uno de los Lotes a nivel nacional.

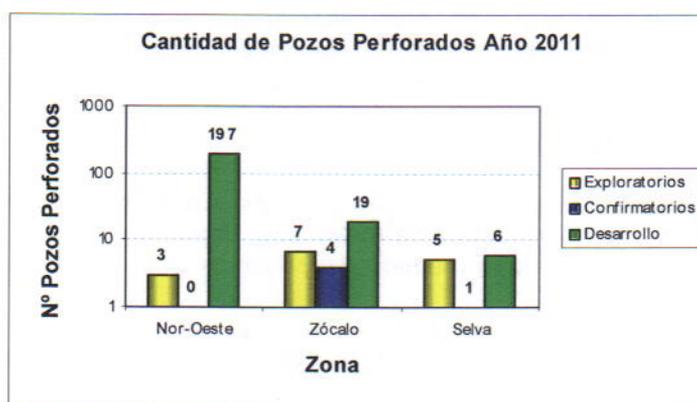
Estos cambios se deben a los resultados de las perforaciones, al comportamiento productivo de los campos, a las revisiones técnicas y a la reestimación de las reservas.

Durante el año 2011, se perforaron un total de 242 pozos (15 pozos exploratorios, 5 pozos confirmatorios y 222 pozos de desarrollo), representando el número de pozos sobre base anual, más alto de toda la historia peruana, tal como se detalla a continuación.

Tabla 11: Pozos Perforados Por Categoría Año 2011

Pozos Perforados Por Categoría Año 2011				
Zona	Exploratorios	Confirmatorios	Desarrollo	Total
Nor-Oeste	3	0	197	200
Zócalo	7	4	19	30
Selva	5	1	6	12
Total	15	5	222	242

Gráfica 01: Cantidad de Pozos Perforados Año 2011



LCA



Tabla 12: Perforación Efectuado Por Compañía

Compañía	ZONA	POZOS PERFORADOS	% DE POZOS PERFORADOS A NIVEL PAIS
SAVIA	Zócalo	30	12.4
GRAÑA-MONTERO	Noroeste	13	5.4
PETROMONT	Noroeste	3	1.2
INTEROIL	Noroeste	5	2.1
SAPET	Noroeste	11	4.5
OLYMPIC	Noroeste	20	8.3
BPZ	Noroeste	1	0.4
PETROBRAS	Noroeste y Selva	147	60.7
FAULKNER	Noroeste	1	0.4
PLUSPETROL	Selva	8	3.3
REPSOL	Selva	1	0.4
SUBANDEAN	Selva	1	0.4
GRAN TIERRA	Selva	1	0.4
TOTAL		242	100

Fuente: Informe Mensual de Actividades-Diciembre del 2011. PERUPETRO.

2.1.2. RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables de petróleo al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 800.9 MMBIs, menores en 140.9 MMBIs (14.9 %) a las estimadas al 31 de diciembre del 2010 (941.9 MMBIs).

Este cambio se debe principalmente a la reevaluación de las nuevas ubicaciones a perforar en los campos de cada lote, generado por los resultados obtenidos en las perforaciones, como así también a la reestimación de las reservas de estas y al comportamiento productivo de los pozos productores aledaños a estas nuevas ubicaciones.

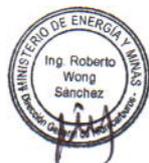
2.1.3. RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles de petróleo al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 1,674.9 MMSTB, que comparadas con las cifras del año anterior (1,828.7 MMSTB) son menores en 153.7 MMSTB (8.4 %).

Este cambio se debe principalmente a la reevaluación de las nuevas ubicaciones a perforar en los campos de cada lote, generado por los resultados obtenidos en las perforaciones, como así también a la reestimación de las reservas de estas y al comportamiento productivo de los pozos productores aledaños a estas nuevas ubicaciones.

2.1.4. RECURSOS DE PETRÓLEO

Los recursos sirven para determinar la estrategia exploratoria de un campo, y con ello proyectar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en explotación y dar sustentabilidad a proyectos de desarrollo de los campos a mediano y largo plazo.





Los recursos de petróleo al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 2,773.5 MMSTB, que comparadas con las cifras del año anterior (2,899.6 MMSTB) son menores en 126.1 MMSTB (5.7 %). Este cambio se debe principalmente a los resultados obtenidos en las perforaciones.

Por ejemplo, los resultados no esperados de las perforaciones y sus respectivas pruebas de producción de nuevos pozos en las estructuras Santa Catalina y Punta Amarillo del lote Z-2B, y Santa Teresa del Lote Z-6, como así también los resultados de los nuevos pozos de desarrollo y pozos Infill en los campos de los lote III, X, XIII y otros campos del Noroeste, han generado las variaciones en la reestimación de las reservas probables, posibles y recursos de petróleo.

Cuando nos referimos a "resultados no esperados" de las perforaciones significa que los datos reales que proporcionó las pruebas de producción de los nuevos pozos generaron que el volumen de reservas estimados sean menores al esperado, pero en la mayoría de los casos estos nuevos volúmenes de reservas son rentables.

Los de petróleo estimados también corresponde a proyectos a futuros de recuperación secundaria (inyección de agua y/o gas).

2.2. RESERVAS DE GAS NATURAL

2.2.1. RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas totales de gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 12,700 BCF cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2010 (12,462 BCF), y tomando en cuenta la producción de gas ocurrida durante el año 2011, representa un ligero incremento de 238.0 BCF (1.9 %).

Este ligero incremento de las reservas probadas de gas natural se debe básicamente a la reestimación de las reservas de los campos La Casita, Becara, Mochica y Virú ubicados en el Lote XIII (Sección B);

Además, cabe mencionar, que con la perforación de 02 pozos en la estructura Mipaya del lote 56 y 01 nuevo pozo en la estructura Kinteroni Sur del lote 57, se obtuvo mayor información petrofísica y geológica de las formaciones presentes en dichas estructuras.

2.2.2. RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables de gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 8,835 BCF, menores en 1,787 BCF (16.8 %) con respecto a las reportadas al 31 de diciembre del 2010 (10,622 BCF).

La reducción de las reservas probables se debe principalmente a la reestimación de las reservas por la perforación de 02 pozos en la estructura Mipaya del lote 56, 01 pozo en la estructura Kinteroni Sur del lote 57, y 01 pozo exploratorio en la estructura Taini del lote 58, los cuales proporcionaron mayor información petrofísica y geológica de las formaciones presentes en las estructuras mencionadas.

2.2.3. RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles de gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 7,544 BCF, que comparadas con las cifras del año anterior (20,554 BCF) han disminuido en 13,010 BCF (63.3 %).





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

La reducción de las reservas posibles de gas natural, se deben principalmente a la recategorización de los volúmenes estimados como reservas posibles en el año 2010 y que para el 2011 han sido considerados como recursos.

Para el año 2010 las estimaciones de reservas de las estructuras Pagoreni Norte, Pagoreni Oeste y Saniri del lote 56, Sagari, Mapi y Mashira del lote 57, Paratori, Picha XP, Huallana, Taini, Timpia, Mantalo Norte, Mantalo Sur y Ticumpinia del lote 58, y San Martín Este, San Martín Noroeste, Kimaro y Armihuari (actualmente llamado Maniti) fueron considerados como reservas posibles, sin embargo para el año 2011 han sido considerados como recursos, debido a que son volúmenes aún no descubiertos y que se encuentran en futuros proyectos de desarrollo.

2.2.4. RECURSOS DE GAS NATURAL

Para el año 2011, las reservas posibles estimadas en el año 2010 fueron recategorizadas como recursos, de acuerdo a la Definición y Clasificación de Reservas – 2007 "Petroleum Resources Management System":

"Recursos Prospectivos: son cantidades de petróleo estimadas que, a una fecha dada, serían recuperadas de acumulaciones no descubiertas, como consecuencia de la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen (i) una probabilidad asociada al descubrimiento y (ii) una probabilidad asociada al desarrollo. Los Recursos Prospectivos se subdividen de acuerdo con el nivel de la certeza asociado con estimaciones recuperables si se asume que existirá descubrimiento y desarrollo y se pueden subclasificar basado en la madurez del proyecto".

Los recursos sirven para determinar la estrategia exploratoria de un campo, y con ello proyectar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en explotación y dar sustentabilidad a proyectos de desarrollo de los campos a mediano y largo plazo.

Los recursos de gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 48,646 BFC, que comparadas con las cifras del 2010 (34,047 BCF) han aumentado en 14,600 BCF (42.9 %).

El 34.6 % de los recursos del gas natural (16,846 BCF) del año 2011, corresponden a estructuras estimadas con potencial gasífero, que se encuentran ubicadas en los lotes de Camisea (56, 57, 58 y 88) y en los lotes del Zócalo (Z-2B, Z-1 y Z-6). La diferencia (31,800 BCF) corresponde a las áreas no operadas.

La estimación de los recursos está basada en información geológica y geofísica de estructuras en estudio, y en analogías con áreas en desarrollo. Las estructuras con potencial gasífero se detallan en las tablas 13 y 14:





Tabla 13: Estructuras con Potencial de Gas en Camisea

Recursos de Gas Natural en Camisea	
Lote	Estructura
56	Pagoreni Oeste
	Pagoreni Norte
	Saniri
	Etini
57	Sagari
	Mapi
	Mashira
58	Huallana
	Taini
	Timpia
	Mantalo Norte
	Mantalo Sur
88	Ticumpinia
	Kimaro
	Maniti

Tabla 14: Estructuras con Potencial de Gas en el Zócalo

Recursos de Gas Natural - Zócalo	
Lote	Estructura
Z-1	Corvina Este
	Corvina Oeste
	Mero
	Piedra Redonda
	Barracuda
Z-6	Esperanza
	Santa Teresa
Z-2B	Punta Amarillo
	Yasila
	SP 3





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Hidrocarburos

2.3. RESERVAS DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

2.3.1. RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas de líquidos del gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 627 MMBIs, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2010 (658 MMBIs), representa una disminución de 4.7 % (31 MMBIs). La diferencia se debe a variaciones en las reservas de gas de los reservorios de gas condensado (no asociado) que al ser multiplicados por los respectivos factores de rendimiento generan lo mencionado.

2.3.2. RESERVAS PROBABLES Y RESERVAS POSIBLES

Las reservas probables de líquidos del gas natural al 31 de diciembre del 2011 se han estimado en 509.3 MMBIs, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2010 (587.8 MMBIs), representa una disminución de 13.4 % (78.5 MMBIs).

Las reservas posibles se han estimado en 413.9 MMBIs, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2010 (1,132.3 MMBIs), representa una disminución de 63.4 % (718.3 MMBIs).

Estas reservas son estimadas sobre la base de ratios (BIs/MMscf), que al ser multiplicados por las reservas de gas natural, se obtiene la cifra de las reservas de líquidos del gas natural. Los ratios han variado con respecto a los del año 2010, por lo que solo estas reservas son función de las reservas de gas natural.

La reducción de las reservas probables y posibles de los líquidos de gas natural son consecuencia de las reestimaciones y recategorización de las reservas del gas natural.

2.3.3. RECURSOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Los recursos de líquidos del gas natural al 31 de diciembre del 2011 son 2,515 MMBIs, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2010 (1,648.9 MMBIs), representa un incremento del 52.5 % (866 MMBIs).

Los recursos también han sido estimados sobre la base de ratios (BIs/MMscf), que al ser multiplicados por los recursos de gas natural, se obtiene la cifra de los recursos de líquidos del gas natural. Los ratios han variado con respecto a los del año 2010, por lo que solo estos recursos son función de los recursos de gas natural.

El incremento de los recursos de los líquidos de gas natural son consecuencia de las reestimaciones y recategorización de las reservas del gas natural.

2.4. ACTIVIDAD EXPLORATORIA A FUTURO

Para los próximos años se estima un crecimiento de las reservas de gas natural, debido a la ejecución de proyectos de perforación de pozos exploratorios en las estructuras con potencial gasífero, que descubran y confirmen la presencia los volúmenes de hidrocarburos, actualmente categorizados como recursos.

En el año 2012, se proyecta perforar pozos exploratorios en las estructuras Pagoreni Oeste y Saniri del lote 56, Sagari y Mapi del lote 57, Paratori y Picha XP del lote 58, y San Martín Este del lote 88, cuyos resultados positivos podrían definir el incremento de las reservas de gas natural.



201