



REPÚBLICA DEL PERU



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS

LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

RESUMEN EJECUTIVO



Al 31 de diciembre del 2010



201

CONTENIDO

	Página
RESUMEN.....	3
1. INTRODUCCIÓN.....	4
Tabla 5: Reservas de Petróleo (MSTB)	9
Tabla 6: Reservas de Gas Natural (BCF)	10
Tabla 7: Reservas de LGN (MSTB)	11
Tabla 8: Reservas de Hidrocarburos Líquidos(MSTB)	12
2. DISCUSIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	13
2.1 RESERVAS DE PETRÓLEO.....	14
2.2 RESERVAS DE GAS NATURAL.....	16
2.3 LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	17



RESUMEN

Las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2010, han sido estimadas en 582.0 millones de barriles de petróleo, 658.0 millones de barriles de líquidos del gas natural y 12.5 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. Estas reservas serán recuperadas de 21 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Explotación de Hidrocarburos.

Las Reservas no Probadas (Probables y Posibles) han sido estimadas en 2,770.6 millones de barriles de petróleo, 1,720.1 millones de barriles de líquidos del gas natural y 31.2 TCF, trillones americanos de pies cúbicos de gas natural. Estas reservas están asociadas principalmente a los 86 Contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Tabla 1: Reservas de Hidrocarburos Al 31 de Diciembre del 2010

Tipo de Hidrocarburo	Reservas		
	Probada	Probable	Posible
Petróleo, MMBLS	582.0	941.9	1,828.7
Líquidos del Gas Natural, MMBLS	658.0	587.8	1,132.3
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBLS	1,240.0	1,529.7	2,961.0
Gas Natural, TCF	12.5	10.6	20.6
Total Petróleo Equivalente, MMBLS	3,317.0	3,300.1	6,386.6

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

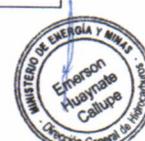
NOTA: Cualquier diferencia en las cifras mostradas en la tabla precedente se debe a que las operaciones aritméticas se llevaron a cabo con 3 decimales.

SIMBOLOGIA UTILIZADA

Bls	Barriles
MBls	Miles de barriles (10^3 barriles)
MMBls	Millones de barriles (10^6 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



Las



1.- INTRODUCCION

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 2010, a nivel mundial el precio del petróleo experimentó un incremento. Para el año 2009 se tuvo un promedio de 61.91 US\$/BI, mientras que para el año 2010, el promedio se incrementó a 79.48 US\$/BI (como referencia el crudo marcador WTI – Cushing). El incremento del precio ha generado preocupaciones respecto a si el precio persistirá con estos altos niveles o es solo un fenómeno temporal y estos se corregirán en los siguientes meses.

Se atribuye el incremento del precio al fuerte invierno en los países desarrollados que ha generado una mayor demanda por crudo, y por otro lado a la declinación en los volúmenes de stock de petróleo (reservas estratégicas). Algunas agencias dedicadas a la predicción de la demanda del petróleo consideran que existe un incremento sostenido de la demanda, por lo que perciben un débil equilibrio de mercado lo cual contribuye a un incremento del precio³.

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.



En resumen, el incremento del precio del petróleo es parte de un incremento general de los commodities, y esto es función de las expectativas de una mejora continua en la economía global, lo cual ha originado una creciente inversión.

En lo referente a la demanda mundial durante el año 2010, esta ha crecido en 1.20 MMBls., con respecto al año 2009, tal como se muestra a continuación:

Tabla 2: Demanda Mundial de Petróleo (2009 – 2010)

Región	MMBls/día		
	2009	2010	Cambio
Norte América	23.30	23.80	0.50
Europa del Oeste	14.52	14.39	-0.13
Pacífico países desarrollados (OECD)	7.66	7.77	0.11
Asía, países en desarrollo	9.85	10.00	0.15
Latino América	5.88	6.05	0.17
Medio Oriente	7.09	7.25	0.16
África	3.25	3.26	0.01
FSU	3.97	4.06	0.09
Otros países Europeos	0.73	0.67	-0.06
China	8.25	8.83	0.58
TOTAL MUNDO	84.89	86.09	1.20

Fuente: OPEC, "Monthly Oil Market Report", January 2011

En lo referente a la oferta mundial durante el año 2010, esta ha crecido en 2.00 MMBls., con respecto al año 2009, tal como se muestra a continuación:

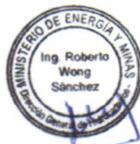
Tabla 3: Oferta Mundial de Petróleo Durante (2009 – 2010)

Región	MMBls/día		
	2009	2010	Cambio
Norte América	14.36	14.90	0.54
Europa del Oeste	4.73	4.39	-0.34
Pacífico países desarrollados (OECD)	0.64	0.60	-0.04
Asía, países en desarrollo	3.70	3.69	-0.01
Latino América	4.41	4.72	0.31
Medio Oriente	1.73	1.77	0.04
África	2.61	2.61	0.00
FSU	12.96	13.22	0.26
Otros países Europeos	0.14	0.14	0.00
China	3.85	4.14	0.29
Otros Procesos	2.00	2.08	0.08
TOTAL OFERTA NO-OPEP	51.13	52.26	1.13
TOTAL OFERTA OPEP	28.71	29.14	0.43
Líquidos del Gas Natural y No-Convencionales	4.35	4.79	0.44
TOTAL MUNDO	84.19	86.19	2.00

Fuente: OPEC, "Monthly Oil Market Report", January 2011



Handwritten signature



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

Tabla 4: Panorama de Reservas de Petróleo y Gas en el Mundo 2008 - 2009

Región	PETROLEO (MMMBIs)		GAS (TCF)	
	2008	2009	2008	2009
Norte América	73.4	73.3	324.1	323.4
Centro y Sur América	198.9	198.9	258.5	284.6
Europa y Eurasia	137.2	136.9	2,198.4	2,228.1
Medio Oriente	753.7	754.2	2,677.2	2,690.4
Africa	127.5	127.7	519.4	521.2
Asia Pacífico	41.7	42.2	564.9	573.6
TOTAL MUNDO	1,332.4	1,333.1	6,542.2	6,621.2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2010

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, 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), 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 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

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



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 promedio para los campos del Noroeste es de 25%, para Selva Norte entre 15% a 20% y para Selva Central y Sur entre 75% a 80%.

Este año 2010 en el Perú se ha perforado la mayor cantidad de pozos que se haya logrado en la historia del Perú (considerando base anual). Se han perforado 223 pozos (6 pozos exploratorios, 3 confirmatorios y 214 pozos de desarrollo), de los cuales el 83% de estos pozos se han perforado en el Noroeste-Costa.

Este año se ha perforado el pozo de mayor profundidad en el Lote 64, Cuenca Marañon, el pozo Situche Central 3X, alcanzó la profundidad de 19,322 pies hasta la formación Cushabatay. El pozo probó producción de 5200 barriles de petróleo por día, de 35 °API de la formación Vivian, con una presión de reservorio de 6860 Psi.

Como resultado de la perforación a nivel país se ha logrado dos objetivos fundamentales: (1) incrementar la producción de petróleo a nivel nacional, de 71,032 barriles por día logrado el año 2009 a 72,688 barriles por día logrado el año 2010, y (2) incrementar el volumen de reservas probadas de petróleo de 530.9 millones de barriles para el año 2009 a 582.0 millones de barriles para el año 2010, al perforarse ubicaciones clasificadas como probables y posibles, que han probado petróleo comercial y han generado a la vez ubicaciones adicionales clasificadas como probadas no desarrolladas, probables y posibles.

En lo referente al desarrollo del gas natural, se han perforado 7 pozos en el área de los Lotes 88, 56, 57 y 58 de Camisea, lo cual ha permitido disponer de mayor información técnica del subsuelo y reducir la incertidumbre en la estimación de las reservas de gas natural y los líquidos asociados a estas.

Debemos indicar que la producción de hidrocarburos (gas natural y condensados) del área de Camisea representa el 75% de la producción a nivel nacional.

A partir de junio del 2010 el Perú inició la exportación de gas natural licuefactado (LGN) proveniente de los campos de Camisea, convirtiéndose en el primer exportador de LGN en Sur América hacia los mercados de México, EEUU, Canadá y España.

El Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2010, 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).



2010



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 de 2010, bajo la clasificación de Reservas Probadas (Desarrolladas y No Desarrolladas), Reservas Probables, Reservas Posibles y Recursos.

A continuación las Tablas 5, 6, 7 y 8 presentan el resumen de Reservas Probadas, Probables y Posibles y la estimación de Recursos a nivel país, lote por lote.

- Tabla 5: Reservas de Petróleo (MSTB)
- Tabla 6: Reservas de Gas Natural (BCF)
- Tabla 7: Reservas de LGN (MSTB)
- Tabla 8: Reservas de Hidrocarburos Líquidos(MSTB)



Handwritten signature



Tabla 5: Reservas de Petróleo Al 31 de Diciembre del 2010

LOTE	REGION	COMPAÑIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION / DECLARACION DESCUBRIMIENTO COMERCIAL (DDC)								
I	Costa	GRAÑA Y MONTERO	6,444	2,300	8,744	1,520	2,520	12,000
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	3,174	904	4,078	2,174	6,329	12,000
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	10,619	4,435	15,054	7,330	11,700	30,000
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	4,131	1,730	5,861	1,225	10,000	15,000
V	Costa	GRAÑA Y MONTERO	1,258	920	2,178	680	650	3,000
VI / VII	Costa	SAPET	13,971	4,580	18,551	5,582	9,730	30,000
IX	Costa	UNIPETRO	1,139	30	1,169	815	1,270	5,589
X	Costa	PETROBRAS	78,135	69,675	147,810	60,869	20,946	150,000
XIII	Costa	OLYMPIC	5,227	6,000	11,227	9,000	12,000	20,000
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	185	510	695	458	1,610	7,207
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	313	560	873	800	1,800	2,500
SUB-TOTAL COSTA			124,596	91,644	216,240	90,453	78,555	287,296
Z-2B	Zócalo	SAVIA	56,917	39,470	96,387	16,013	32,009	714,784
Z-1	Zócalo	BPZ	13,266	22,323	35,589	49,041	41,400	60,000
SUB-TOTAL ZOCALO			70,183	61,793	131,976	65,054	73,409	774,784
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	62,654	14,684	77,338	196,616	76,635	45,760
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	45,786	8,694	54,480	26,796	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	1,669	560	2,229	968	584	1,000
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	0	0	0	0	0	20,000
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			125,509	107,538	233,047	344,380	265,688	316,500
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION / DDC			320,288	260,975	581,263	499,887	417,652	1,378,580
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
Z-6	Zócalo	SAVIA	0	0	0	15,000	25,000	15,000
SUB-TOTAL ZOCALO			0	0	0	15,000	25,000	15,000
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	275,000	110	100,000
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	150,000	200,000	50,000
31E	Selva Central	MAPLE	267	500	767	1,000	8,000	5,000
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	1,000	5,000	1,000
58	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	0	0	20,000
SUB-TOTAL SELVA			267	500	767	427,000	313,000	176,000
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			267	500	767	442,000	338,000	191,000
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA			0	0	0	0	1,073,000	550,000
NO OPERADAS			0	0	0	0	0	780,000
TOTAL PAIS			320,555	261,475	582,030	941,887	1,828,652	2,899,580



Tabla 6: Reservas de Gas Natural Al 31 de Diciembre del 2010

RESERVAS DE GAS NATURAL (BCF) - Al 31 de Diciembre de 2010

LOTE	REGION	COMPAÑIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION / DECLARACION DESCUBRIMIENTO COMERCIAL (DDC)								
I	Costa	GRAÑA Y MONTERO	5.6	2.0	7.6	1.3	2.2	0.0
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	2.8	0.8	3.6	1.9	5.5	0.0
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0.0	0.0	0.0	19.5	10.2	0.0
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	0.0	0.0	0.0	6.2	8.7	0.0
V	Costa	GRAÑA Y MONTERO	0.0	0.0	0.0	2.5	0.6	0.0
VI / VII	Costa	SAPET	12.0	4.0	16.0	5.0	9.0	0.0
IX	Costa	UNIPETRO	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
X	Costa	PETROBRAS	67.9	60.6	128.5	52.9	18.2	0.0
XIII	Costa	OLYMPIC	79.0	7.0	86.0	312.0	199.0	0.0
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
SUB-TOTAL COSTA			167.3	74.4	241.7	401.3	259.4	0.0
Z-2B	Zócalo	SAVIA	59.5	34.3	93.8	13.9	37.8	0.0
Z-1	Zócalo	BPZ	0.0	195.0	195.0	45.0	30.0	1,394.0
SUB-TOTAL ZOCALO			59.5	229.3	288.8	58.9	67.8	1,394.0
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.0	0.0	0.0	72.7	28.4	0.0
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.0	0.0	0.0	4.9	11.9	0.0
67	Selva Norte	PERENCO PERU LIMITED	0.0	0.0	0.0	12.0	12.3	0.0
31B/D	Selva Central	MAPLE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	214.2	0.0	214.2	43.1	28.0	0.0
56	Selva Sur	PLUSPETROL	2,110.2	239.7	2,349.9	1,231.8	320.8	505.8
57	Selva Sur	REPSOL	0.0	775.2	775.2	3,713.0	6,507.1	0.0
88	Selva Sur	PLUSPETROL	7,476.0	1,116.0	8,592.0	3,532.6	6,568.0	346.7
SUB-TOTAL SELVA			9,800.4	2,130.9	11,931.3	8,610.1	13,476.5	852.5
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION / DDC			10,027.2	2,434.6	12,461.8	9,070.3	13,803.7	2,246.5
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
Z-6	Zócalo	SAVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
SUB-TOTAL ZOCALO			0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0
39	Selva Norte	REPSOL	0.0	0.0	0.0	1.0	3.0	0.0
64	Selva Norte	TALISMAN	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0
31E	Selva Central	MAPLE	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
58	Selva Sur	PETROBRAS	0.0	0.0	0.0	1,551.0	4,635.0	0.0
SUB-TOTAL SELVA			0.0	0.0	0.0	1,551.0	4,635.0	0.0
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			0.0	0.0	0.0	1,552.0	4,642.0	0.0
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA			0.0	0.0	0.0	0.0	2,106.0	0.0
NO OPERADAS			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31,800.0
TOTAL PAIS			10,027.2	2,434.6	12,461.8	10,622.3	20,553.7	34,046.5

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



Tabla 7: Reservas de Líquidos de Gas Natural Al 31 de diciembre del 2010

RESERVAS DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL (MSTB) - Al 31 de Diciembre de 2010

LOTE	REGION	COMPAÑIA 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
		SUB-TOTAL COSTA	0	0	0	0	0	0
Z-2B	Zócalo	SAVIA	4,165	2,401	6,566	973	2,646	0
Z-1	Zócalo	BPZ	0	0	0	0	0	0
		SUB-TOTAL ZOCALO	4,165	2,401	6,566	973	2,646	0
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	6,519	0	6,519	925	919	0
56	Selva Sur	PLUSPETROL	155,997	12,486	168,483	92,905	24,300	37,500
57	Selva Sur	REPSOL	0	38,760	38,760	185,650	325,355	0
88	Selva Sur	PLUSPETROL	393,111	44,529	437,640	214,300	399,738	21,400
		SUB-TOTAL SELVA	555,627	95,775	651,402	493,781	750,312	58,900
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION			559,792	98,176	657,968	494,754	752,958	58,900
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
Z-6	Zócalo	SAVIA	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
31E	Selva Central	MAPLE	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	93,060	278,100	0
		SUB-TOTAL SELVA	0	0	0	93,060	278,100	0
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			0	0	0	93,060	278,100	0
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA			0	0	0	0	101,250	0
NO OPERADAS			0	0	0	0	0	1,590,000
TOTAL PAIS			559,792	98,176	657,968	587,814	1,132,308	1,648,900

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



Tabla 8 : Reservas de Hidrocarburos Líquidos Al 31 de Diciembre del 2010

RESERVAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS (MSTB) - Al 31 de Diciembre de 2010

LOTE	REGION	COMPAÑIA OPERADORA	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS
CONTRATOS EN EXPLOTACION								
I	Costa	GRAÑA Y MONTERO	6,444	2,300	8,744	1,520	2,520	12,000
II	Costa	PETROLERA MONTERRICO	3,174	904	4,078	2,174	6,329	12,000
III	Costa	INTEROIL PERU S.A.	10,619	4,435	15,054	7,330	11,700	30,000
IV	Costa	INTEROIL PERU S.A.	4,131	1,730	5,861	1,225	10,000	15,000
V	Costa	GRAÑA Y MONTERO	1,258	920	2,178	680	650	3,000
VI / VII	Costa	SAPET	13,971	4,580	18,551	5,582	9,730	30,000
IX	Costa	UNIPETRO	1,139	30	1,169	815	1,270	5,589
X	Costa	PETROBRAS	78,135	69,675	147,810	60,869	20,946	150,000
XIII	Costa	OLYMPIC	5,227	6,000	11,227	9,000	12,000	20,000
XV	Costa	PETROLERA MONTERRICO	185	510	695	458	1,610	7,207
XX	Costa	PETROLERA MONTERRICO	313	560	873	800	1,800	2,500
SUB-TOTAL COSTA			124,596	91,644	216,240	90,453	78,555	287,296
Z-2B	Zócalo	SAVIA	61,082	41,871	102,953	16,986	34,655	714,784
Z-1	Zócalo	BPZ	13,266	22,323	35,589	49,041	41,400	60,000
SUB-TOTAL ZOCALO			74,348	64,194	138,542	66,027	76,055	774,784
1AB	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	62,654	14,684	77,338	196,616	76,635	45,760
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	45,786	8,694	54,480	26,796	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	1,669	560	2,229	968	584	1,000
31C	Selva Central	AGUAYTIA ENERGY	6,519	0	6,519	925	919	20,000
56	Selva Sur	PLUSPETROL	155,997	12,486	168,483	92,905	24,300	57,500
57	Selva Sur	REPSOL	0	38,760	38,760	185,650	325,355	20,000
88	Selva Sur	PLUSPETROL	393,111	44,529	437,640	214,300	399,738	41,400
SUB-TOTAL SELVA			681,136	203,313	884,449	838,161	1,016,000	375,400
TOTAL CONTRATOS EN EXPLOTACION			880,080	359,151	1,239,231	994,641	1,170,610	1,437,480
CONTRATOS EN EXPLORACION								
CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION								
Z-6	Zócalo	SAVIA	0	0	0	15,000	25,000	15,000
SUB-TOTAL ZOCALO			0	0	0	15,000	25,000	15,000
39	Selva Norte	REPSOL	0	0	0	275,000	110	100,000
64	Selva Norte	TALISMAN	0	0	0	150,000	200,000	50,000
31E	Selva Central	MAPLE	267	500	767	1,000	8,000	5,000
100	Selva Central	CONSULTORA DE PETROLEO	0	0	0	1,000	5,000	1,000
58	Selva Sur	PETROBRAS	0	0	0	93,060	278,100	20,000
SUB-TOTAL SELVA			267	500	767	520,060	491,210	176,000
TOTAL CONTRATOS CON DESCUBRIMIENTOS EN AVANCE / EVALUACION			267	500	767	535,060	516,210	191,000
TOTAL CONTRATOS EN EVALUACION EXPLORATORIA			0	0	0	0	1,174,250	550,000
NO OPERADAS			0	0	0	0	0	2,370,000
TOTAL PAIS			880,347	359,651	1,239,998	1,529,701	2,861,070	4,548,480



2.- DISCUSION DE LA ESTIMACION 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 86 Contratos 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 métodos para la estimación de reservas pueden ser agrupados como: analogía, volumétrico y de comportamiento productivo.

MÉTODO DE 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 data 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.

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para llevar a cabo una estimación volumétrica, se utiliza data 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. La data 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.



MÉTODO DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

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.

2.1. RESERVAS DE PETROLEO

2.1.1. RESERVAS PROBADAS

Las Reservas Probadas de Petróleo al 31 de Diciembre del 2010 ascienden a 582.0 MMSTB, cifra que comparada con la correspondiente al 31 de Diciembre del 2009 (530.9 MMSTB), y tomando en cuenta la producción de petróleo ocurrida durante el año 2010, representa un incremento 77.7 MMSTB de petróleo (14.6 %). Estos cambios se muestran en el Tabla 9.

Tabla 9: Cambio en las Reservas Probadas

Reservas	Petróleo (MBLS)	Gas Natural Seco (BCF)	Líquidos de Gas Natural (MBLS)
Reservas al 31-Dic-2009	530,905	12,002	631,720
Producción del año 2010	-26,531	-255.61	-30,832
Revisiones	+77,656	+715.61	+51,406
Reservas al 31-Dic-2010	582,030	12,462	652,294

En el Anexo N° 4, se puede observar el detalle de los cambios para cada uno de los Lotes a nivel nacional.

Este incremento se debe principalmente a la perforación efectuada durante al año 2010, donde se perforaron un total de 223 pozos (6 pozos exploratorios, 3 pozos confirmatorios y 214 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 10: Pozos Perforados Por Categoría Año 2010

Pozos Perforados Por Categoría Año 2010				
Zona	Exploratorios	Confirmatorios	Desarrollo	Total
Nor-Oeste	3	0	184	187
Zócalo	1	0	22	23
Selva	2	3	8	13
Total	6	3	214	223



Gráfica 1: Cantidad de Pozos Perforados Año 2010

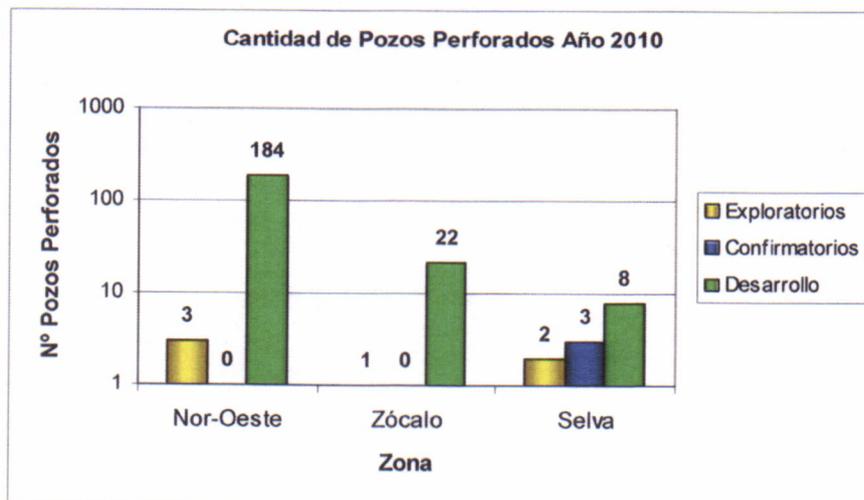
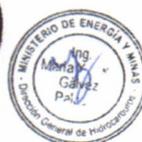


Tabla 11: Reservas por Esfuerzo de Perforación Efectuado Por Compañía

Compañía	Zona	Pozos Perforados	% De Pozos Perforados A Nivel País	Revisión De Reservas 2010 (MBIs)
PETROBRAS	Noroeste y Selva Sur	124	55.6	+ 40,639
SAPET	Noroeste	19	8.5	+ 3,704
OLYMPIC	Noroeste	17	7.6	+ 6,552
SAVIA	Zócalo	17	7.6	+ 5,626
GRAÑA-MONTERO	Noroeste	14	6.3	+ 1,719
INTEROIL	Noroeste	8	3.6	+ 581
PLUSPETROL	Selva	7	3.1	+ 1,705
BPZ	Zócalo	6	2.7	+16, 690
PETROMONT	Noroeste	4	1.8	+ 458
PERENCO	Selva	3	1.3	0
UPLAND	Noroeste	2	0.9	0
REPSOL	Selva	1	0.4	0
TALISMAN	Selva	1	0.4	0
TOTAL		223	100	



2.1.2. RESERVAS PROBABLES

Las Reservas Probables de Petróleo a Diciembre del 2010 son de 941.9 MMSTB, mayores en 136 MMSTB (16.9 %) a las estimadas a Diciembre del 2009 (805.9 MMSTB).

Este cambio se debe principalmente a la reevaluación y reclasificación de reservas posibles a probables debido a la perforación de pozos exploratorios y confirmatorios efectuada durante el año.

2.1.3. RESERVAS POSIBLES

Las Reservas Posibles de Petróleo al 31 de Diciembre del 2010 ascienden a 1,828.7 MMSTB, que comparadas con las cifras del año anterior (1,952.7 MMSTB) son menores en 124 MMSTB (6.4 %).

Esta variación se debe principalmente a la reclasificación de reservas posibles a probables y probadas, como consecuencia de la perforación del año.

2.1.4. RECURSO

Los Recursos al 31 de diciembre del 2010 ascienden a 2,899.6 MMSTB y provienen principalmente de reclasificación de reservas posibles a recursos.

2.2. RESERVAS DE GAS NATURAL

2.2.1. RESERVAS PROBADAS

Las Reservas Probadas totales de Gas Natural al 31 de diciembre del 2010 ascienden a 12,462 BCF cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de Diciembre del 2009 (12,002 BCF), y tomando en cuenta la producción de gas ocurrida durante el año 2010, representa un incremento de 715.6 BCF (5.9 %), básicamente por la reclasificación de reservas del Lote 57, al haber efectuado Declaración de Descubrimiento Comercial y estar procediendo al desarrollo del campo.

2.2.2. RESERVAS PROBABLES

Las Reservas Probables de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2010 son de 10,533 BCF, menores en 3,474 BCF con respecto a las reportadas al 31 de Diciembre del 2009 (14,007 BCF), debido principalmente a la aplicación de nuevos datos como consecuencia de la evaluación de los descubrimientos de Urubamba y Picha.

2.2.3. RESERVAS POSIBLES

Las Reservas Posibles al 31 de diciembre del 2010 ascienden a 20,501 BCF, que comparadas con las cifras del año anterior (19,251 BCF) han incrementado en 1,250 BCF (6.4 %). Esta variación se originó principalmente como consecuencia de la evaluación de la sísmica por nuevas estructuras, en los Lotes 88, 56, 57 y 58.



2.3. LIQUIDOS DEL GAS NATURAL

2.3.1. RESERVAS PROBADAS

Las Reservas Probadas de Líquidos del Gas Natural al 31 de diciembre de 2010 ascienden a 657.97 MM STB, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre de 2009 (631.7 MM STB), representa un incremento de 4.2 % (26.6 MMSTB). 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 a diciembre del 2010 son de 587.8 MMSTB, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre de 2009 (781.2 MM STB), representa un incremento de 65 % (24.8 MMSTB), debido principalmente a la evaluación de los resultados de la perforación de pozos de gas condensados en los Lotes 57 y 58.

Las Reservas Posibles son de 1,132.3 MMSTB, cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre de 2009 (877.9 MM STB), representa un incremento de 29 % (254.4 MMSTB), debido principalmente a los resultados de la perforación de pozos de gas condensados en los Lotes 57 y 58.

