

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO**

ELABORADO POR:

ERWIN ALEJANDRO RAMIREZ PALOMINO

PROMOCION 92-0

LIMA – PERU

2004

DEDICATORIA:

A mi Madre Olga por su constante apoyo e infinito amor y comprensión.

A mi esposa Isabel quién llena mi espíritu de amor y hace fácil mi caminar.

INDICE

1.-	SUMARIO.....	1
2.-	INTRODUCCION.....	2
3.-	RESERVAS.....	4
	3.1.- CLASIFICACION DE LAS RESERVAS.....	4
	3.2.- RESERVAS PROBADAS.....	5
	3.3.- RESERVAS NO PROBADAS.....	5
	3.3.1.- RESERVAS PROBABLES.....	5
	3.3.2.- RESERVAS POSIBLES.....	7
	3.4.- CATEGORIZACION DE RESERVAS POR ESTADO.....	8
4.-	RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN EL PERU.....	10
	4.1.- RESERVAS DE PETROLEO EN EL PERU.....	10
	4.2.- RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL PERU.....	15
5.-	RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN EL MUNDO.....	27
	5.1.- RESERVAS DE PETROLEO EN EL MUNDO.....	27
	5.2.- RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO.....	31
6.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
7.-	BIBLIOGRAFIA.....	43

1.- SUMARIO

Se ha preparado esta monografía a fin de cumplir con los requisitos correspondientes al programa de titulación, vía actualización de conocimientos y a la vez servirá como referencia para los estudiantes y profesionales de la industria del petróleo que necesitan información acerca de los conceptos, definiciones y cómo van evolucionando las reservas de petróleo y gas natural en el Perú y en el mundo.

Esta monografía se divide en tres partes. La primera es una definición de las reservas de petróleo y su clasificación.

La segunda parte trata sobre la magnitud de las reservas de petróleo y gas natural en el Perú. En cuanto al petróleo se presenta un resumen de las reservas obtenidas para el año 2002 y su relación con el año anterior, también se presenta una tabla de las reservas para el año 2002 por zonas geográficas, y se termina presentando tablas de reservas probadas, probables y posibles entre los años 1993 -2002. Con respecto al gas natural se hace referencia sobre las reservas existentes en Talara, Zócalo Continental, Aguaytía y Camisea, dada la magnitud del hallazgo de este último se realiza un comentario y en forma análoga a las reservas de petróleo se presenta un resumen y una tabla por zonas geográficas y finalmente tablas entre los años 1993-2002.

En la tercera parte se trata las reservas de petróleo y gas natural en el mundo. En la parte de petróleo, se presenta un cuadro por países en el que el 87.4% de las reservas se encuentran en 12 países, luego un cuadro con respecto a zonas en el que destaca el oriente medio, a continuación se presenta un cuadro de la producción y se analiza la duración de las reservas, finalmente se presenta gráficos de la evolución de las reservas. En lo que respecta a las reservas de gas se presenta cuadros de los países productores y países con reservas, finalmente se presenta tablas de reservas probadas.

2.- INTRODUCCIÓN

Se entiende por reservas de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el “petróleo original en situ”.

Toda esta información se obtiene sólo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permite además tomar los registros y las muestras necesarias.

La reserva de un yacimiento es una fracción del “petróleo original in situ”, ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Para establecer la reserva hay que conocer cuál será el factor de recuperación del reservorio, cuyo estimado implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, la presencia de fluidos agua/gas; el nivel de presión; permeabilidad de la roca; medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación. Para la obtención de estos datos se efectúa un seguimiento del comportamiento del yacimiento a través de diversas pruebas, lo que conlleva un tiempo considerable y una importante inversión económica.

Una vez que se conocen la delimitación territorial y características del reservorio y las reservas que contiene, llega el momento de planificar su desarrollo, o sea definir cuántos pozos de producción se van a perforar, qué tipo de pozos, si se va a inyectar agua o gas para mejorar la recuperación, qué tipo de instalaciones de superficie son necesarias, cuánta gente hará falta para su operación y cuál es el costo de esas inversiones y gastos, para definir si la explotación del yacimiento es viable económicamente.

El desarrollo de un yacimiento consiste, básicamente, en la perforación de pozos que lleguen al reservorio y extraigan el petróleo que éste contiene. Es claro que un yacimiento en producción genera gastos (energía eléctrica, salarios del personal, mantenimiento, etc.); si en determinadas condiciones o

momentos el costo de producción supera a lo que se obtiene por las ventas, el yacimiento deja de ser viable económicamente y, en consecuencia, se detiene la producción; precisamente, el petróleo o gas no extraído por consecuencia de ello, no constituye parte de las reservas.

En función del grado de seguridad que se tenga en cuanto a la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, las reservas pueden ser agrupadas en: Probadas, Probables y Posibles.

Las reservas Probadas son definidas como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperables en forma económica y con las técnicas disponibles, de estructuras o reservorios conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos con que se cuentan en el momento de la evaluación.

Las reservas probadas pueden a su vez dividirse en “probadas desarrolladas”, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y en “probadas no desarrolladas”, que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción a implementar y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

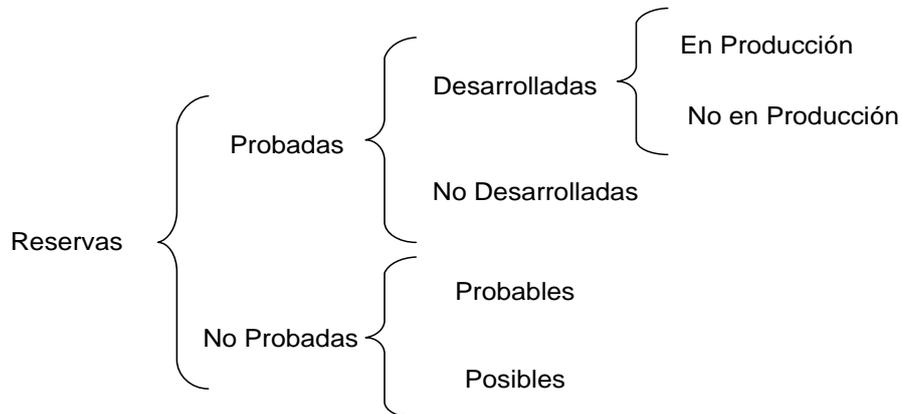
Las reservas probables pueden definirse como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de estructuras o reservorios descubiertos, aunque no en grado tal como para considerarse probadas.

Son también comunes los términos reservas posibles y recursos potenciales o especulativos, los que demuestran un importante grado de incertidumbre en cuanto a su existencia, por lo que se expresan en intervalos y responden al conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

3.- RESERVAS

Las reservas de petróleo son las cantidades de petróleo que se anticipa serán recuperadas comercialmente de reservorios conocidos hasta una fecha dada. La definición de petróleo incluye los gases o líquidos producidos.

3.1 CLASIFICACION DE LAS RESERVAS



Todas las estimaciones de la reserva involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos geológicos fiables en el momento de la estimación y la interpretación de estos datos.

El grado de incertidumbre puede manifestarse asignando a las reservas una de las dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las reservas no probadas tienen menor certeza de existir que las reservas probadas y pueden ser clasificadas en probables y posibles.

La estimación de reservas se realiza bajo ciertas condiciones de incertidumbre. El método de estimación de reserva está hecho basándose en datos geológicos, de ingeniería y económicos. El método de estimación se llama "determinístico" si se ingresa y se obtiene como resultado un único número de estimación de reserva y está hecho basándose en datos geológicos, de ingeniería y económicos. El método de estimación se llama "probabilístico" cuando los datos geológicos, de ingeniería y económicos se usan para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

3.2 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos y de ingeniería, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos, y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden clasificarse como desarrolladas o no desarrolladas. El área del reservorio considerada como conteniendo reservas probadas incluye:

1. El área delineada por perforación y definida por los contactos de fluido, y
2. El área aún no perforada del reservorio que puede juzgarse razonablemente como comercialmente productiva sobre la base de datos geológicos y de ingeniería. En la ausencia de datos de contactos agua fluido, el punto de menor ocurrencia de hidrocarburos controla el límite de las reservas probadas, salvo que este límite esté indicado por otras pruebas definitivas geológicas o de ingeniería.

3.3.- RESERVAS NO PROBADAS

Las reservas no probadas se basan en datos geológicos, de ingeniería y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación evitan ser calificadas como probadas.

3.3.1 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico y de ingeniería de los datos sugiere que es más probable que sean producidas que no lo sean. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad que la recuperación

final igualará o excederá la suma de las reservas probadas más las probables. En general, las reservas probables pueden incluir:

- (1) Las reservas que se anticipan serán probadas cuando se perforen pozos de desarrollo, en los casos en los que el conocimiento del reservorio es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.
- (2) Las reservas en formaciones que parecen ser productivas basándose en análisis de pozos, pero faltan datos de coronas o pruebas definitivas; o cuyos reservorios no son análogos a reservorios del área que están en producción o que contienen reservas probadas.
- (3) Las reservas incrementales atribuibles a pozos interubicados que hubieran podido ser clasificados como probadas si la distancia entre pozos hubiera sido permisible por las regulaciones en el momento de la estimación.
- (4) Las reservas atribuibles a métodos de la recuperación asistida repetidamente exitosos cuando.
 - a. El proyecto está planeado pero no ejecutado.
 - b. La roca reservorio, los fluidos, y las características del reservorio parecen favorables para su aplicación comercial.
- (5) Las reservas en una zona de la formación que parece estar separada del área de reservas probadas por una falla geológica y la interpretación geológica indica el área objetivo se encuentra estructuralmente más alta que el área de reserva probada.
- (6) Las reservas atribuibles a un reacondicionamiento futuro, tratamiento, el cambio de equipo, u otros procedimientos mecánicos donde tal procedimiento no se ha probado exitoso en pozos que exhiben conducta similar en reservorios análogos, y
- (7) Las reservas incrementales en reservorios probados donde una interpretación alternativa de producción o datos

volumétricos indican más reservas que las que pueden ser clasificadas como probadas.

3.3.2 RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son aquellas no probadas en las que el análisis geológico y los datos de ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que la recuperada final igualará o excederá a la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

- (1) Las reservas que, basadas en las interpretaciones geológicas, posiblemente podrían existir más allá de áreas clasificadas como probables.
- (2) Las reservas en formaciones que parecen ser productivas basadas en perfiles de pozo y análisis de coronas pero pueden ser no productivas en las operaciones comerciales.
- (3) Reservas incrementales atribuidas a procesos de perforación de pozos interubicados que estén sujetos a incertidumbre técnica.
- (4) Las reservas atribuidas a métodos de la recuperación asistida cuando:
 - a) Un proyecto piloto se planea pero no está en operación, y
 - b) La roca reservorio parece estar, el fluido, y las características del reservorio son tales que existe una duda razonable acerca de la comercialidad del proyecto.
- (5) Las reservas en un área de la formación que parece estar separada por fallas geológicas del área de reservas probadas y la interpretación geológica indica que el área objetivo se encuentra estructuralmente más baja que el área de reservas probadas.

3.4 CATEGORIZACION DE RESERVAS POR ESTADO

Las categorías de reservas por estado definen el estado de desarrollo y producción de pozos y reservorios

Desarrolladas: Las reservas desarrolladas son las reservas que se esperan recuperar de los pozos existentes, incluso las reservas “behind pipe” (detrás de la tubería). Las reservas provenientes de recuperación EOR son consideradas desarrolladas sólo después de que el equipo necesario se ha instalado, o cuando los costos para hacerlo sean relativamente menores. Pueden sub-categorizarse como **reservas desarrolladas en producción o no en producción.**

Desarrolladas en producción: Son aquellas que se espera que sean recuperadas de zonas que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación. Reservas desarrolladas en producción provenientes de recuperación asistida son consideradas como tales después de que el proyecto de recuperación asistida está en funcionamiento.

Desarrolladas no en producción: Incluye las reservas “shut in” y “behind pipe”. Las reservas “shut in” se espera que serán recobradas de:

- (1) Zonas abiertas en el momento de la estimación pero que no han empezado a producir.
- (2) Pozos cerrados por condiciones del mercado o falta de conexión a algún medio de transporte.
- (3) Pozos no productivos por razones mecánicas. Las reservas “behind-pipe” son las que se esperan recuperar de las zonas con pozos existentes que requerirán trabajos de completación antes de ser puestos en producción.

Reservas no desarrolladas: Las reservas no desarrolladas son aquellas que se espera recuperar de:

- (1) Los nuevos pozos en áreas no perforadas.
- (2) De profundizar los pozos existentes a un reservorio diferente.

- (3) Donde se requiera una inversión relativamente grande para:
- a) recompletar un pozo existente
 - b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o asistida.

4.- RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN EL PERU

4.1 RESERVAS DE PETROLEO EN EL PERU

En el Perú se tienen reservas petroleras en el zócalo continental, en la costa y en la selva amazónica. De los 850 millones de barriles en los que se cifraban las reservas probadas de petróleo a comienzos de los años ochenta, se ha pasado a 374 millones de barriles.

TABLA I RESUMEN DE LAS RESERVAS DE PETROLEO EN EL AÑO 2001
A NIVEL PAIS

CLASIFICACION	PETROLEO (MMSTB)
PROBADAS	399,6
PROBABLES	360,3
PROBADAS+ PROBABLES	759,9
POSIBLES	5120,5
PROBADAS+ PROBABLES+ POSIBLES	5880,4

MMSTB = MILLON DE BARRILES (10⁶ BARRILES)

Fuente: Ministerio De Energia Y Minas – Dirección General De Hidrocarburos

TABLA II RESUMEN DE LAS RESERVAS DE PETROLEO EN EL AÑO 2002
A NIVEL PAIS

CLASIFICACION	PETROLEO (MMSTB)
Probadas	374,1
Probables	349,5
Probadas + Probables	723,5
Posibles	5123,7
Probadas + Probables + Posibles	5847,3

MMSTB = MILLON DE BARRILES (10⁶ BARRILES)

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General De Hidrocarburos

COMENTARIO:

Las reservas probadas de petróleo muestran una disminución de 6,4% con respecto al año 2001 debido fundamentalmente a la producción del año, a la reevaluación de los resultados de las últimas campañas de perforación, disminución en el número de ubicaciones, reevaluación de las reservas de los proyectos de recuperación secundaria y revisión del comportamiento productivo.

Las reservas probables de petróleo disminuyeron en 3,0%, principalmente por menor número de ubicaciones para perforar y reevaluación de las reservas de los proyectos de recuperación secundaria.

Las reservas posibles de petróleo no han sufrido mayor cambio con relación al año anterior.

TABLA III RESUMEN DE LAS RESERVAS DE PETROLEO EN EL AÑO 2001
POR ZONAS GEOGRAFICAS

RESERVAS DE PETROLEO (MSTB)				
ZONA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	PROBADAS+ PROBABLES+ POSIBLES
COSTA	138864	77444	119036	335344
ZOCALO	69504	16870	949705	1036079
SELVA	191192	100936	1126135	1418263
NO OPERADAS	0	165030	2925600	3090630
TOTAL	399560	360280	5120476	5880316

MSTB = MILES DE BARRILES (10³ BARRILES)
FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de
Hidrocarburos

TABLA IV RESUMEN DE LAS RESERVAS DE PETROLEO EN EL AÑO 2002
POR ZONAS GEOGRAFICAS

RESERVAS DE PETROLEO (MSTB)				
ZONA	PROBADAS DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBADAS + PROBABLES	PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES
COSTA	81814	121813	173288	263701
ZOCALO	48042	67812	76042	1091147
SELVA	133585	184427	309185	1324675
NO OPERADAS	0	0	165030	3167730
TOTAL	263441	374052	723545	5847253

MSTB = MILES DE BARRILES (10³ BARRILES)

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de
Hidrocarburos

TABLA V RESERVAS DE PETROLEO
(MBLS)
1993-2002

RESERVAS PROBADAS

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	58131	85008	202935	1224	0	0	11330	358628
1994	70859	77158	233276	1796	0	0	7350	390439
1995	74207	74966	215475	1441	0	0	0	366089
1996	76217	65287	197371	1391	0	0	0	340266
1997	74831	65849	181305	1536	0	0	0	323521
1998	144454	66807	143085	1399	0	0	0	355745
1999	131977	50253	126187	1347	0	0	0	309764
2000	143787	51107	127267	1232	0	0	0	323393
2001	138864	69504	190077	1115	0	0	0	399560
2002	121813	67812	183314	1113	0	0	0	374052

RESERVAS PROBABLES

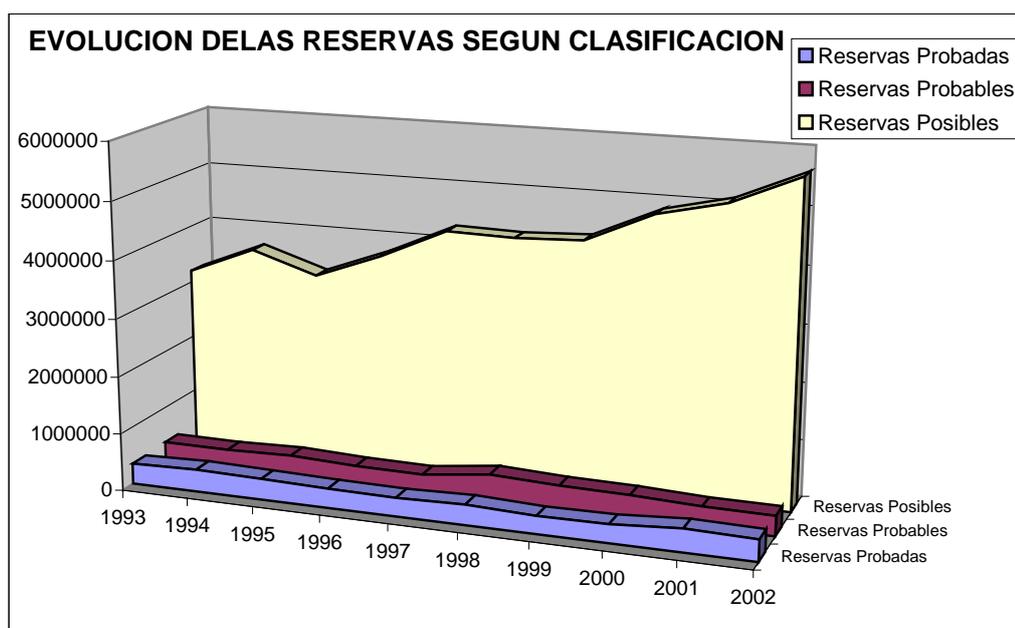
	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	84572	52480	71140	746	0	0	167370	376308
1994	67740	49483	76750	909	0	0	176090	370972
1995	47816	46914	135470	661	0	0	168746	399607
1996	41593	41374	218808	415	0	0	50000	352190
1997	41078	43044	204865	538	0	0	50257	339782
1998	77727	44576	192822	435	0	0	165030	480590
1999	70615	17185	174739	435	0	0	165030	428004
2000	75316	22090	146064	430	0	0	165030	408930
2001	77444	16870	100501	435	0	0	165030	360280
2002	51475	8230	124353	405	0	0	165030	349493

RESERVAS POSIBLES

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	37810	248410	546550	35000	0	45000	2287100	3199870
1994	36204	267935	983600	25000	0	30000	2336500	3679239
1995	43335	262615	682600	261220	0	25000	2040000	3314770
1996	166235	420733	1070000	635000	450000	25000	990000	3756968
1997	126993	336814	1388928	495403	580000	0	1360000	4288138
1998	144174	428411	1277427	592200	415000	0	1407100	4264312
1999	146912	525610	1314903	451200	352000	0	1528046	4318671
2000	194440	925691	1177694	110200	200000	0	2240046	4848071
2001	119038	949705	882135	224000	20000	0	2925600	5120478
2002	603600	1015105	771490	224000	20000	0	3002700	5636895

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de
Hidrocarburos

FIG. 1 EVOLUCION DE LAS RESERVAS DE PETROLEO



FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos

TABLA VI PRONÓSTICO DE RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CRUDO (I)
ESCENARIO OPTIMISTA

MMBL	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Yacimientos										
En Producción	331,5	302,4	271,3	242,5	212,1	187,8	165,1	143,5	123,4	104,6
Nuevos Descubrimientos		200,0	300,0	390,9	479,9	561,6	638,0	708,8	774,1	833,9
Reservas Probadas	331,5	502,4	571,3	633,4	692,0	749,4	803,1	852,3	897,5	938,5

(I) Estimados al final del año (31 de Diciembre)

Prefijos 1M = 1000
1MM = 1000000

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

TABLA VII PRONÓSTICO DE RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CRUDO (I)
ESCENARIO MEDIO

MMBL	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Yacimientos										
En Producción	334,6	308,8	283,0	259,3	234,9	215,9	198,0	181,0	165,4	151,2
Nuevos Descubrimientos		100,0	200,0	200,0	294,5	289,1	283,5	372,6	361,7	350,7
Reservas Probadas	334,6	408,8	483,0	459,3	529,4	505,0	481,5	553,6	527,0	501,9

(I) Estimados al final del año (31 de Diciembre)

Prefijos 1M = 1000
1MM = 1000000

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

4.2.- RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL PERU

En el Perú existen reservas de gas natural en la zona noroeste (Talara), y en el zócalo continental de esa misma zona; en la zona de selva, en Aguaytía y Camisea. En todos los casos el gas natural se encuentra en explotación, tal como se ha mencionado anteriormente.

En la selva peruana se extrae petróleo que posee gas asociado pero en volúmenes menores.

El cuadro de las reservas probadas de gas natural en el Perú, reportadas para fines de 1999, se puede resumir en lo siguiente:

Zona	Reservas en TCF
Noroeste (Talara)	0,16
Zócalo Continental Norte (Talara)	0,14
Este (Aguaytía)	0,29
Sureste (Camisea y otros)	<u>8,11</u>
TOTAL:	8,70

El volumen total de reservas probadas de gas natural en el Perú a fines del año 1999 es de 8,70 TCF de gas. Las reservas probables de gas natural, referidas a fines de 1999 son de 7,1 TCF y las reservas posibles son de 10,64 TCF.

Refiriéndonos a las reservas de gas natural de la zona de Talara en el noroeste, cuyo volumen es significativo para la zona, diremos que se trata en un alto porcentaje de gas asociado y por lo tanto difiere del de Camisea, que es un gas natural no asociado. La producción de gas del noroeste se consume en esa misma zona.

La otra reserva de gas natural en el noroeste es la existente en el zócalo. Los yacimientos petrolíferos ubicados en el zócalo fueron descubiertos por Belco Petroleum Co. En 1955 y contienen gas asociado.

Las reservas de gas natural de Aguaytía están ubicadas en la selva central relativamente cerca de la ciudad de Pucallpa. El yacimiento de gas natural de Aguaytía constituye el primer desarrollo industrial y comercial integrado de un campo de gas en el Perú.

El gas de Aguaytía fue descubierto en 1961 por Mobil Oil Co. del Perú y luego revirtió al Estado, hasta el año 1993 en que Maple Gas Corporation obtuvo, en licitación internacional, los derechos de explotación por 40 años. Maple Gas Corporation ha constituido la empresa Aguaytía Energy que ha efectuado las siguientes operaciones:

- Perforación de cinco pozos durante 1997 para la extracción de gas y condensados.
- Construcción y operación de una planta de procesamiento e instalaciones para separación de líquidos, lo que permite obtener gas licuado de petróleo (GLP) y gasolinas en volumen equivalente a 3800 barriles diarios.
- Instalación de un ducto de 210 Km., de Aguaytía a Pucallpa, para el gas natural y otro ducto de 112Km, de Aguaytía a Neshuya, para el transporte de los líquidos de gas natural (LGN).

Las facilidades e infraestructura construidas por MAPLE están diseñadas para obtener volúmenes de gas entre 55 a 65 MM pies cúbicos por día (MMPC), gas al cual le son extraídos los líquidos.

Este proyecto cuenta con una central termoeléctrica de 160 MW que consume 36 MPC de gas por día. La energía eléctrica se envía a Paramonga, en la costa, por una línea de transmisión eléctrica que tiene una longitud aproximada de 400 Km.

Lo interesante es que el gas licuado de petróleo (GLP) de Aguaytía, en la actualidad también llega a Lima, sin existir tubería alguna. Se traslada por intermedio de camiones tanques de GLP perfectamente acondicionados, que cruzan la cordillera y que en su primer año de operación han transportado más de 15 millones de galones de GLP al mercado de Lima.

La producción de los últimos 10 años de los yacimientos de gas natural en el Perú, aun sin incluir Camisea, ha sido la siguiente:

1989	39785 MMPC
1990	38070 MMPC
1991	35770 MMPC
1992	32245 MMPC
1993	33909 MMPC
1994	35405 MMPC
1995	35332 MMPC
1996	34733 MMPC
1997	37668 MMPC
1998	50042 MMPC

En el año 1999 el consumo de gas natural en el Perú representó un promedio diario de 40,2 MPC. Para el año 1998 fue de 44,7 MPC diarios. En estos volúmenes se incluye el inicio de la explotación del gas natural por Aguaytía Energy en la selva central.

En el caso de la costa, zona noroeste, la venta de gas corresponde a las empresas Pérez Company del Perú S.A., Graña & Montero Petrolera S.A. y Sapet Development Perú Inc, Sucursal del Perú. Las tres en conjunto venden un aproximado de 11 MPC por día.

En el zócalo continental el único productor es Petrotech Peruana S.A. que suministra alrededor de 20 MMPC por día a la Empresa Eléctrica de Piura. Las reservas de gas natural del área de Camisea representan el volumen más importante del país y nos coloca, en el quinto lugar latinoamericano en cuanto a reservas probadas de gas natural, detrás de México, Venezuela, Bolivia y Argentina.

Las reservas de gas natural del área y condensados del área de Camisea están ubicadas en la Cuenca del Río Ucayali, en el lado oriental de la Cordillera de los Andes, en el departamento del Cuzco, en el valle del bajo Urubamba, provincia de La Convención, distrito de Echarate.

En esa área, los primeros yacimientos de gas natural descubiertos, fueron los de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

En zona contigua se descubrió posteriormente el yacimiento de Pagoreni y en el año 1998 el grupo integrado por Mobil Exploration and Producing

Perú, Inc., ELF Petroleum Perú B.V. y ESSO Exploration and Perú encontró el yacimiento de Candamo, en el lote 78.

A continuación se describe la zona gasífera de los yacimientos Cashiriari y San Martín ubicados en el área de Camisea, se explica el volumen de reservas de gas natural en el país y se hace una breve reseña del descubrimiento de los yacimientos.

Los yacimientos de Cashiriari y San Martín se encuentran localizados en las cercanías de la comunidad nativa de Camisea en el departamento del Cuzco.

San Martín tiene una longitud de 25 Km. y 5,5 Km. de ancho y Cashiriari 35 Km. de longitud y un ancho de 5 km. La separación entre ambos es de 7 Km. aproximadamente.

Como reservas probadas, el Ministerio de Energía y Minas consideró en el año 1999, la cantidad de 8,1 TCF y estas reservas comprenden los yacimientos de San Martín y Cashiriari. Adicionalmente, dicho Ministerio estima unas reservas probadas de Líquidos de Gas Natural en estos dos yacimientos de 567 MM barriles. La magnitud de estas reservas de líquidos es muy significativa, observemos que las reservas encontradas en la selva peruana desde 1970 a la fecha han acumulado más de 750 MM barriles y se espera recuperar unos 150 MM barriles adicionales de reservas probadas. Otro aspecto para tener presente es que los líquidos de los yacimientos de Camisea son hidrocarburos livianos de alta demanda y no petróleo crudo, por lo que su valor es superior a éste.

Las reservas probadas de hidrocarburos en los campos de Camisea expresada en TCF (trillones de pies cúbicos) para el gas natural y en MMBls (millones de barriles) para los líquidos del gas son los siguientes:

TABLA VIII RESERVAS PROBADAS DE CAMISEA

Reservas Probadas		
Estructuras	Gas (TCF)	Líquidos (MMBls)
Cashiriari	5,0	343
San Martín	3,1	224
Total	8,1	567

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

La historia del gas de Camisea comienza en julio de 1981, cuando PETROPERU S.A. suscribió dos contratos por los lotes 38 y 42 ubicados en la cuenca del río Ucayali, en la selva sur del país, con la Compañía Shell Exploradora y Productora del Perú B.V., Sucursal del Perú.

Entre 1983 y 1987, en cumplimiento del programa mínimo de trabajo y como resultado de la perforación de 06 pozos exploratorios en ambos lotes, la Cía. Shell asociada con la Cía. Phillips, descubrió los yacimientos de gas y condensados de San Martín, Cashiriari y Mipaya en el área de Camisea.

En agosto de 1988 se dio por concluida la negociación del contrato con la Cía. Shell por no llegarse a un acuerdo para la explotación del gas natural descubierto.

Luego de un período de espera de casi seis años, el Gobierno Peruano decidió reiniciar conversaciones con la Cía. Shell que culminaron con la firma de un Convenio de evaluación del potencial existente en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

En mayo de 1995, en aplicación del Convenio de Evaluación, se dio comienzo a las negociaciones sobre la base del estudio de factibilidad. En mayo de 1996 se suscribió el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en los Lotes 88A y 88B entre PERUPETRO S.A. y Shell Prospecting and Development (Perú) B.V. Sucursal del Perú asociada con Mobil Exploration and Producing Perú Inc., Sucursal Peruana.

Entre los años 1997 y 1998 el Consorcio Shell-Mobil perforó 03 pozos de los cuales extrajo 603 m de núcleos del subsuelo (muestras de los reservorios) con el objeto de estudiarlos.

En julio de 1998 el Consorcio entregó los estudios sobre “Drenaje de los reservorios” y el “Plan inicial de desarrollo de los yacimientos”, con lo cual completaba las obligaciones del primer período del contrato y comunicó su

decisión de no continuar en el segundo período, por lo que el contrato quedó legalmente resuelto.

En toda el área de Camisea se cuenta con aproximadamente 3000 km de líneas sísmicas procesadas para determinar principalmente las características estructurales del subsuelo.

Los hidrocarburos en Camisea se encuentran en el subsuelo en estado gaseoso (gas natural no asociado). Las pruebas efectuadas con los condensados han determinado que poseen un importante porcentaje de propano, butano y condensados, esto le da un mayor valor comercial a los líquidos de gas natural.

Por los estudios ya realizados se estima que el gas natural del Proyecto de Gas de Camisea está constituido por 80% de gas metano, 10% de etano, 4% de propano, 2% de butano y 3% de pentano. Estos porcentajes se muestran gráficamente en la ilustración adjunta.

Los porcentajes de propano y butano y otros condensados encontrados en el gas natural de Camisea le dan mayor valor al gas natural de este yacimiento.

A continuación se expresan algunos conceptos que tienen la finalidad de reiterar la importancia de la explotación del gas natural de Camisea en la zona de los yacimientos de Cashiriari y San Martín y todo lo que representa para el país.

Las exploraciones realizadas en los últimos 30 años en el Perú, buscando petróleo, no han logrado obtener los resultados esperados, es decir, el descubrimiento de reservas comercialmente explotables.

La producción nacional de petróleo es inferior a nuestros requerimientos y este déficit se irá incrementando, en razón a una menor producción y a un aumento constante de la demanda.

Para ser competitivos, dentro de un mundo globalizado y de libre mercado, no sólo se requiere contar con materias primas sino transformarlas en productos terminados; para ello se requiere de un elemento vital como es la energía, y el gas de Camisea significa la energía necesaria.

El desarrollo de una adecuada política gasífera está en razón directa del entendimiento cabal de que el gas, como fuente de energía, facilitará el real desarrollo del país.

Esta energía gasífera deberá ser adecuadamente utilizada, ya sea como insumo para la industria siderúrgica y la industria petroquímica o como combustible para la generación eléctrica o para su utilización en hornos de calentamiento en la industria.

Adicionalmente el gas natural cumplirá un importante papel en el consumo energético doméstico y en la sustitución de combustibles en nuestro parque automotor.

TABLA IX COMPONENTES DEL GAS DE CAMISEA

Metano	80%
Etano	10%
Propano	4%
Butano	2%
Pentano	3%
Otros	1%

**TABLA X RESUMEN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL AÑO
2001 A NIVEL PAIS**

CLASIFICACION	GAS NATURAL (TCF)
PROBADAS	8,7
PROBABLES	7,4
PROBADAS+ PROBABLES	16,1
POSIBLES	12,5
PROBADAS+ PROBABLES+ POSIBLES	28,6

TCF =TRILLONES DE PIES CUBICOS

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

**TABLA XI RESUMEN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL AÑO
2002 A NIVEL PAIS**

CLASIFICACIÓN	GAS NATURAL (TCF)
PROBADAS	8,7
PROBABLES	7,3
PROBADAS + PROBABLES	16,0
POSIBLES	12,6
PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES	28,6

TCF =TRILLONES DE PIES CUBICOS

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

COMENTARIO:

Las reservas probadas, probables y posibles de gas natural no sufrieron mayores cambios con respecto a las reservas del año 2001.

**TABLA XII RESUMEN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL AÑO
2001 POR ZONAS GEOGRAFICAS**

RESERVAS DE GAS NATURAL (TCF)				
ZONA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	PROBADAS+ PROBABLES+ POSIBLES
COSTA	0,167	0,696	0,612	1,475
ZOCALO	0,173	0,357	3,300	3,830
SELVA	8,384	2,282	2,082	12,748
NO OPERADAS	0	4,031	6,534	10,565
TOTAL	8,724	7,366	12,528	28,618

TCF =TRILLONES DE PIES CUBICOS

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

**TABLA XIII RESUMEN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL AÑO
2002 POR ZONAS GEOGRAFICAS**

RESERVAS DE GAS NATURAL (TCF)				
ZONAS	PROBADAS DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBADAS + PROBABLES	PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES
COSTA	0,137	0,160	0,829	1,432
ZÓCALO	0,129	0,182	0,500	3,877
SELVA	0,265	8,373	10,674	12,751
NO OPERADAS	0	0	4,031	10,570
TOTAL	0,531	8,715	16,033	28,631

TCF =TRILLONES DE PIES CUBICOS

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

TABLA XIV RESERVAS DE GAS NATURAL
(MMPC)
1993-2002

RESERVAS PROBADAS

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	79907	209142	18314	254000	0	0	6470000	7031363
1994	85151	208487	28257	254000	0	0	6470000	7045895
1995	69555	202290	26681	255660	0	0	6470000	7024186
1996	53788	181914	0	222600	6470000	0	0	6928302
1997	56300	170700	0	301800	6470000	0	0	6998800
1998	243300	171800	0	296100	0	0	8108200	8819400
1999	158900	136800	0	289800	0	0	8108100	8693600
2000	151100	111600	0	284100	8108100	0	0	8654900
2001	167100	173000	0	276300	8108100	0	0	8724500
2002	159720	182400	0	265000	8108100	0	0	8715220

RESERVAS PROBABLES

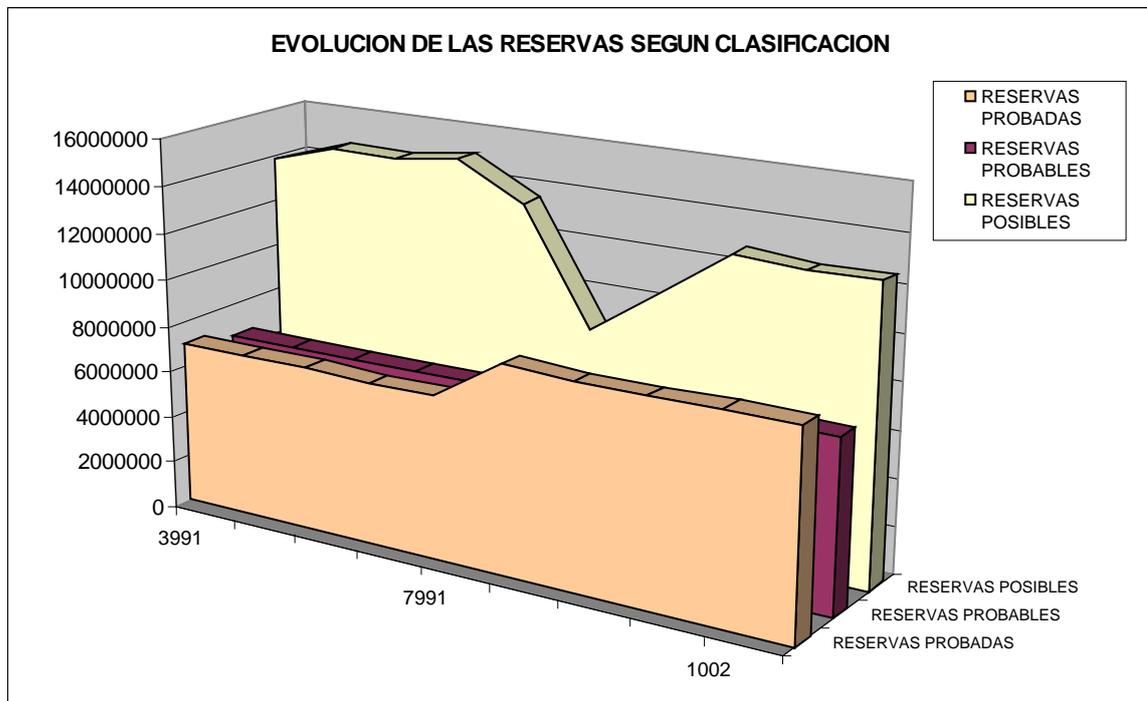
	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	141959	136370	9592	0	0	0	6328295	6616216
1994	115215	133280	9365	12	0	0	6335200	6593072
1995	101198	130233	12415	12	0	0	6335200	6579058
1996	111376	144448	14400	37100	6300000	0	0	6607324
1997	111700	109000	5500	81100	6300000	0	30500	6637800
1998	391100	144500	19100	81100	3000000	0	2197600	5833400
1999	715000	74100	28800	80000	4025000	0	2197700	7120600
2000	709400	382200	33300	81100	5161600	0	1061100	7428700
2001	696400	357300	39600	81100	2161600	0	4030500	7366500
2002	668920	317400	58500	81100	2161600	0	4030500	7318020

RESERVAS POSIBLES

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1993	71935	477288	16662	1500	0	1350	13248770	13817505
1994	66164	636788	69540	31750	0	900	13856250	14661392
1995	66654	624390	66490	31750	0	750	13856250	14646284
1996	106918	725070	56800	70200	14057000	500	9000	15025488
1997	23800	461600	67100	640400	12024000	0	289500	13506400
1998	530900	720400	69500	148000	2097000	0	5104500	8670300
1999	623100	1179700	74200	79100	3502000	0	5176600	10634700
2000	622300	3188800	68100	64000	3734800	0	5063900	12741900
2001	611500	3299900	56500	328900	1696500	0	6533600	12526900
2002	603600	3377600	51970	328250	1696530	0	6539720	12597670

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

FIG. 2 EVOLUCION DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL



FUENTE: Ministerio de Energía y Minas – Dirección general de Hidrocarburos

5.- RESERVAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN EL MUNDO

5.1.- RESERVAS DE PETROLEO EN EL MUNDO

A finales del 2001, las reservas mundiales probadas de petróleo ascendían a 143.000 millones de toneladas, equivalentes a 1,05 billones de barriles.

POR PAÍSES

El 78% de esas reservas se encuentran en los 11 países pertenecientes a la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) –Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela–. El 7,8% del total mundial se encuentra en países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), formada por 30 países entre los que se encuentran los económicamente más potentes del mundo. El resto, un 15,2%, está repartido en los demás países del mundo (entre éstos destacan, por sus reservas, Rusia y China).

Esto quiere decir que el 87,4% de las reservas actualmente existentes de petróleo en el mundo se encuentran en esos 12 países.

TABLA XV PAÍSES DEL MUNDO CON MÁS PETRÓLEO EN SU SUBSUELO

País	Porcentaje sobre el total de reservas mundiales
Arabia Saudí	24.9
Irak	10.7
Emiratos Árabes Unidos	9.3
Kuwait	9.2
Irán	8.5
Venezuela	7.4
Rusia	4.6
Estados Unidos	2.9
Libia	2.8
México	2.6
Nigeria	2.3
China	2.3

POR ZONAS

En el siguiente gráfico se expresan las reservas mundiales de crudo por zonas geográficas:

Es decir, que dos tercios de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en Oriente Medio.

Sin embargo, el porcentaje que consume cada zona no tiene nada que ver con sus reservas:

FIG. 4 RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO POR ZONAS GEOGRAFICAS

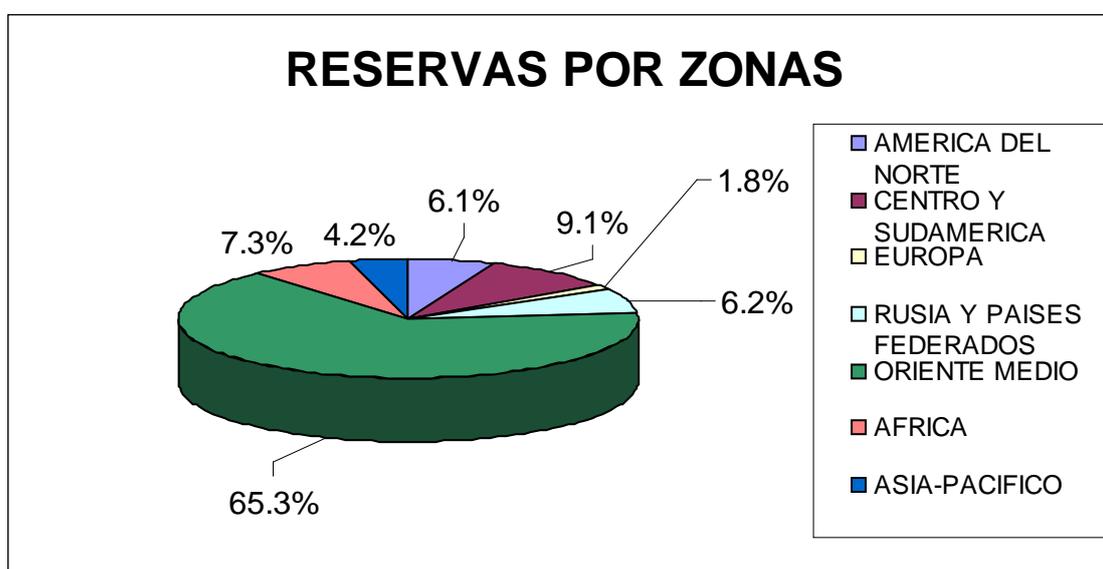


TABLA XVI RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO POR ZONAS GEOGRAFICAS

Zona	Reservas % Total	Consumo % s/Total
América del Norte	6.1	30.4
Centro y Sudamérica	9.1	6.2
Europa	1.8	21.7
Rusia y países Federados	6.2	4.8
Oriente Medio	65.3	5.9
África	7.3	3.3
Asia-Pacífico	4.2	27.7

PRODUCCIÓN

En el 2001 se produjeron 3.585 millones de toneladas de petróleo, prácticamente la misma cantidad que en el 2000 (3.595 toneladas).

TABLA XVII DATOS DE PRODUCCIÓN 1997 – 2001

Año	Millones de Toneladas	Miles de barriles diarios
2001	3.584,9	74.493
2000	3.595,0	74.482
1999	3.457,0	71.832
1998	3.534,1	73.280
1997	3.464,9	71.848

DURACIÓN DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO

El dato sobre la producción de barriles de petróleo es de gran importancia en tanto en cuanto permite averiguar la duración de las reservas mundiales si no se efectuasen nuevos descubrimientos.

De esta forma, si la producción de petróleo siguiera en el futuro al mismo ritmo que en el 2001, las reservas mundiales –salvo que se encontrasen nuevos yacimientos – durarían 40,3 años. En los últimos 30 años, la capacidad máxima de reservas de petróleo se alcanzó en 1989, cuando se estimó que éstas durarían 45 años más.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS

Los dos siguientes gráficos muestran la evolución de la duración de las reservas mundiales de petróleo en el mundo en el período 1975-2001 (cuadro superior) y la duración estimada de las reservas por zonas en el año 2001 (cuadro inferior). En el 2001 descendió ligeramente la producción global de petróleo con el consiguiente aumento de la capacidad de reservas mundiales. En la última década la relación (ratio) reservas / producción de petróleo se mantuvo en términos estables, aunque con un ligero descenso (43,2 en 1991 y 40,3 en 2001).

**FIG. 5 EVOLUCION DE LA DURACION DE LAS RESERVAS MUNDIALES
1975 - 2001**

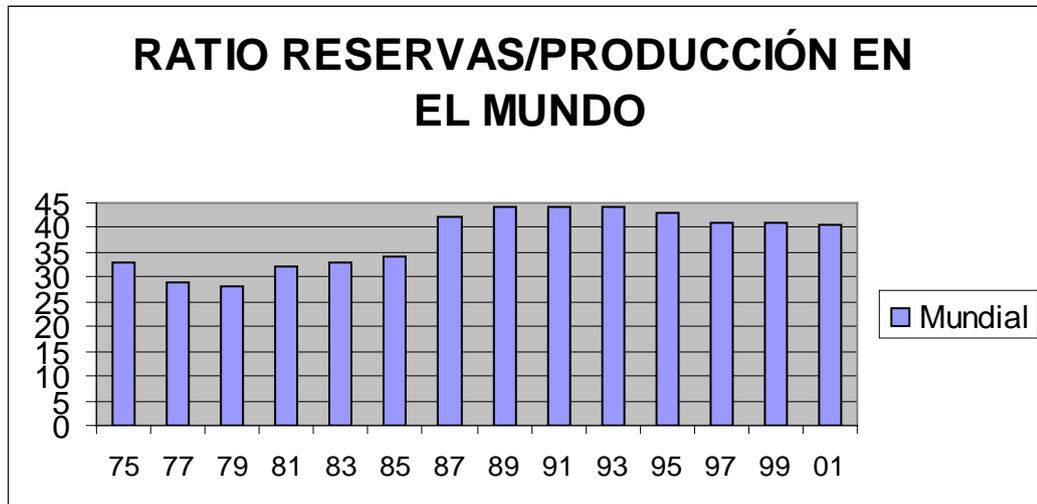
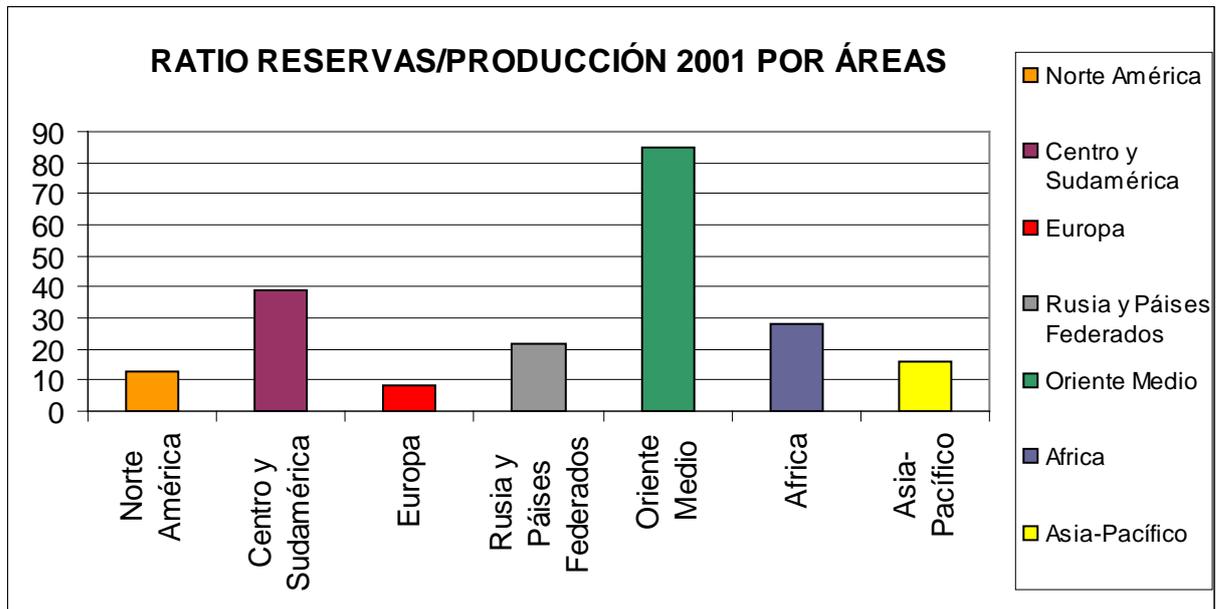


FIG. 6 DURACION DE LAS RESERVAS POR ZONAS EN EL 2001



RESERVAS EN EL 2003

Los nuevos datos del total de reservas mundiales de petróleo son 1.15 trillones de barriles, cerca del 10% más alto del previamente reportado para el 2002.

Adicionalmente, las reservas globales de petróleo se han incrementado casi continuamente sobre los pasados 30 años.

El mundo ha producido hasta ahora un 80% de las reservas que fueron conocidos en 1980.

El consumo de petróleo creció fuertemente en el 2003, incrementándose en 1.5 millones de barriles diarios hasta llegar a 78.1 millones de barriles diarios con el más fuerte incremento en la región del Asia Pacífico.

La producción de combustible de la OPEP creció en 1,9 millones de barriles diarios hasta alcanzar los 30,4 millones de barriles diarios en el 2003.

En el 2003 la producción de petróleo creció en 845.000 barriles diarios hasta llegar a 8,5 millones de barriles diarios.

5.2.- RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

Al revisar las estadísticas referidas a las reservas de gas natural de diversos países del mundo, nos encontramos con varios aspectos que pueden confundir la comparación y que están vinculados a las unidades de medida empleadas.

El primero de ellos se presenta al utilizarse la palabra trillones o billones sin indicar el exponente correspondiente o el prefijo SI.

Otro aspecto se refiere al hecho de que algunos países miden sus reservas de gas en pies cúbicos y otros en metros cúbicos.

Por último es necesario señalar con claridad si las reservas se refieren al potencial de reservas o únicamente a las reservas probadas.

Aproximadamente el 75% de las reservas de gas natural están compuestas por “gas no asociado”.

De acuerdo con las cifras publicadas por la revista World Oil en agosto de 1999, las reservas probadas de gas natural en el mundo, estimadas para fines de 1998, son del orden de 145×10^{12} metros cúbicos (145 Tm^3).

Esto corresponde a 5 149 TCF.

Estas reservas de gas natural en el mundo equivalen a 800×10^9 barriles de petróleo (800 Gbbl), que representan las cuatro quintas partes de las reservas probadas de petróleo en el mundo.

En la comparación que se hace de las reservas de gas natural, con respecto de otras fuentes energéticas como el petróleo, el carbón, las hidroeléctricas, etc., se utiliza el petróleo como referencia en la equivalencia energética.

CONSUMO ENERGETICO MUNDIAL

En lo referente al uso de la energía en el mundo, el gas natural tiene una importante participación de 23% en el consumo energético total.

Las fuentes principales de energía y sus porcentajes de participación en el consumo energético en el ámbito mundial son las siguientes:

Petróleo	40%
Carbón	27%
Gas	23%
Nuclear	7%
Hidráulica	3%

Estos porcentajes han sido calculados después de ser convertidos, todos ellos, a barriles de petróleo equivalentes.

La producción anual de gas natural es del orden de $2\,158 \times 10^9$ metros cúbicos (2158 Gm^3).

Los 10 primeros países productores de gas difieren de los que tienen las mayores reservas de gas, como se puede ver en los cuadros siguientes:

También difiere la relación entre los principales consumidores que no son necesariamente, los primeros productores del recurso; los países europeos son, por ejemplo, grandes consumidores de gas y no son grandes productores.

A continuación se muestra cómo está distribuida la producción mundial de las cuatro fuentes energéticas más importantes: el petróleo, el gas natural, las hidroeléctricas y el carbón.

TABLA XVIII PAÍSES PRODUCTORES DE GAS NATURAL

Países productores de gas natural		
Nº	País	TCF/año
1	Rusia	20,17
2	E.E.U.U.	18,90
3	Canadá	5,84
4	Reino Unido	3,24
5	Países Bajos	2,98
6	Argelia	2,47
7	Indonesia	2,37
8	Uzbekistán	1,73
9	Irán	1,60
10	Noruega	1,60

TABLA XIX PAÍSES CON RESERVAS DE GAS NATURAL

PAÍSES CON RESERVAS DE GAS NATURAL		
N°	País	TCF/año
1	Rusia	1 705,0
2	Irán	812,2
3	Qatar	270,0
4	Emiratos Arabes Unidos	208,8
5	Arabia Saudita	208,0
6	E.E.U.U.	167,2
7	Venezuela	145,5
8	Argelia	139,5
9	Indonesia	137,8
10	Iraq	112,6

Se muestra en estos cuadros el porcentaje de participación de cada fuente energética en los países más importantes o grupo de países. Se incluye a la energía nuclear que supera a la hidroeléctrica.

PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA

En miles de barriles de petróleo equivalente, por día.

	Miles de barriles/día
Petróleo	65 039
Gas	39 916
Carbón	43 395
Nuclear	11 718
Hidro y otros	<u>13 142</u>
Total	173 210

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

En toneladas de combustible equivalente a 7 804 MM toneladas/año.

Petróleo	3 122 t	40%
Carbón	2 107 t	27%
Gas	1 795 t	23%
Nuclear	546 t	7%
Hidráulica	234 t	3%

El desarrollo gasífero en América Latina merece un análisis cuidadoso y permite establecer comparaciones que pueden ser de provecho en un plan de desarrollo de nuestro país.

El gas natural como recurso energético debe ser aprovechado prioritariamente para el desarrollo del propio país; su exportación se justifica económicamente con el tendido de gasoductos hacia países vecinos.

La experiencia gasífera de México, Venezuela, Argentina, Colombia y últimamente Chile puede contribuir en mucho a desarrollar en el Perú un plan gasífero eficiente.

América Latina tiene una producción anual de gas del orden de 110×10^9 m³/año.

Los países con mayor producción de gas natural en Latinoamérica son: México que ocupa el primer lugar y cuya producción de gas se inició antes de 1938.

- Venezuela que ocupa el segundo lugar, muy próximo a México, inició su desarrollo gasífero en 1986.
- El tercer lugar le corresponde a Argentina.
- Colombia, que ocupa el cuarto puesto, inició su desarrollo gasífero en la zona de la Guajira en el año 1974.

Bolivia, por su situación de país limítrofe con el Perú y por la influencia que puede tener su red gasífera de exportación en el MERCOSUR, merece una explicación más amplia.

Bolivia poseía oficialmente para fines de 1998, reservas probadas de 5,3 TCF (World Oil, agosto 1999). Durante 1999 se efectuaron los descubrimientos de los campos Itau, Margarita, San Alberto y San Antonio (Sabalo), con reservas estimadas para estos 4 campos en 19,1 TCF; un alto porcentaje de este volumen es considerado probable debido a que sólo se ha perforado un pozo en cada uno de los campos y se requiere de la confirmación del volumen.

La historia gasífera de Bolivia tiene 60 años pero el hecho concreto fue la construcción de un gasoducto de 530 Km. a la Argentina que comenzó a operar en 1972 con un contrato a 20 años pero se dio por concluido en 1992 porque las reservas de gas de Argentina se incrementaron.

Mientras tanto Bolivia firmó un contrato con Petrobrás de Brasil para construir un gasoducto de 3 150 Km. desde Santa Cruz a Sao Paulo a un costo de dos mil millones de dólares. Este gasoducto ha entrado en operación el 01 de Julio de 1999 con una exportación inicial de 78 MM pies cúbicos por día, debiendo llegar en el 2005 a los 1 000 MM pies cúbicos diarios.

De 1988 al 2003, las reservas de Bolivia se multiplicaron por 8, pasando de 7 a 54 trillones de pies cúbicos (TCF). Este nuevo gas está en casi su totalidad en Tarija, al sur.

TABLA XX RESERVAS DE GAS NATURAL EN BOLIVIA EN EL 2003

CAMPOS	RESERVAS (TCF)
XX TARIJA OESTE	10.38
SAN ALBERTO (TARIJA)	11.88
SAN ANTONIO (TARIJA)	10.85
CAIPIPENDI (TARIJA)	13.42
OTRAS	8.33
TOTAL	54.86

FUENTE: MINISTERIO DE MINERIA E HIDROCARBUROS DE BOLIVIA

Chile tiene reservas muy limitadas de gas y se ha asociado con Argentina para abastecer de gas natural a toda su zona central. Existen otros dos gasoductos para abastecer el norte de este mismo país. De esta forma Chile está resolviendo su problema energético sin depender de las centrales hidroeléctricas que no pueden operar a plena capacidad en determinadas estaciones del año.

Argentina es hoy, en el mundo, hoy el país con mayor porcentaje de uso de gas dentro de su “matriz” energética. Cabe observar cómo el cambio de hábitos de consumo propiciado por la difusión de una “cultura de uso masivo de gas” puede impulsar el rápido aumento de la demanda de este combustible.

En cuanto al gas natural, la Argentina no sólo abastece el creciente consumo del país (es uno de los cinco países que más utiliza el gas como fuente de energía), sino que también se ha convertido en exportador a países vecinos, lo que se ha transformado en una importante fuente de ingresos para su economía. Durante el periodo 1988 – 2000, la producción de gas natural totalizó 402.184 millones de metros cúbicos mientras que las reservas probadas se han mantenido en el mismo nivel, si comparamos los años extremos del periodo considerado (en 1988, 773.016 millones de m³ y en el 2000, 777.601 millones de m³) lo que ha llevado a una fuerte reducción del horizonte de reservas de 34 a 17 años.

TABLA XXI RESERVAS DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

RESERVAS DE GAS NATURAL		
	PROBADAS	PROBABLES
NOROESTE	153.524,69	60.808,90
CUYANA	733,00	98,00
NEUQUINA	399.128,12	73.777,98
GOLFO SAN JORGE	39.043,41	21.055,48
AUSTRAL	185.179,67	115.782,61
TOTAL	777.608,89	271.522,97

TABLA XXII RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

	A fines de 1982	A fines de 1992	A fines de 2001	A fines de 2002			
	Billones de m ³	Billones de m ³	Trillones de m ³	Billones de m ³	Billones de pies ³	Fracción del Total	Razón R/P
NORTE AMERICA							
EE.UU	5,79	4,73	5,02	5,19	183,5	3,30%	9,6
CANADÁ	2,75	2,71	1,69	1,70	60,1	1,10%	9,3
MÉXICO	2,15	2,01	0,84	0,25	8,8	0,20%	7,1
TOTAL	10,67	9,45	7,55	7,14	252,4	4,60%	9,4

AMERICA DEL SUR Y CENTRAL							
ARGENTINA	0,71	0,64	0,78	0,76	27,0	0,50%	21,1
BOLIVIA	0,16	0,12	0,58	0,68	24,0	0,40%	*
BRASIL	0,07	0,12	0,22	0,23	8,1	0,10%	25,2
COLOMBIA	0,13	0,20	0,12	0,13	4,5	0,10%	20,7
PERÚ	0,03	0,20	0,25	0,25	8,7	0,20%	*
TRINIDAD Y TOBAGO	0,31	0,25	0,66	0,66	23,5	0,40%	39,6
VENEZUELA	1,53	3,58	4,18	4,19	148,0	2,70%	*
OTROS	0,19	0,22	0,28	0,18	6,4	0,10%	*
TOTAL	3,13	5,33	7,07	7,08	250,2	4,50%	68,8

EUROPA Y EUROASIA							
AZERBAIJAN	N/A	N/A	0,85	0,85	30,0	0,50%	*
DINAMARCA	0,07	0,11	0,08	0,08	3,0	0,10%	10,0
ALEMANIA	0,18	0,34	0,34	0,32	11,3	0,30%	18,4
ITALIA	0,12	0,37	0,23	0,23	8,0	0,10%	15
KASAQUISTAN	N/A	1,85	1,84	1,84	65,0	1,20%	*
HOLANDA	1,47	1,95	1,77	1,76	62,0	1,10%	25,5
NORUEGA	1,64	2,0	1,25	2,19	77,30	1,40%	33,5
POLONIA	N/A	0,16	0,14	0,17	5,80	0,10%	41,7
RUMANIA	N/A	0,21	0,10	0,10	3,60	0,10%	9,4
FEDERACIÓN RUSA	N/A	47,4	47,57	47,57	1680,0	30,50%	81,3
TURKMENISTAN	N/A	2,74	2,86	2,01	71,0	1,30%	38,2
UCRANIA	N/A	1,08	1,12	1,12	39,6	0,70%	61,7
REINO UNIDO	0,72	0,54	0,73	0,70	24,6	0,40%	6,8
UZBEKISTÁN	N/A	1,84	1,87	1,87	66,2	1,20%	33,0
OTROS	35,76	0,44	0,24	0,24	8,4	0,20%	21,9
TOTAL	39,96	61,03	60,99	61,05	2155,8	39,20%	58,9

ORIENTE MEDIO							
BAHRAIN	0,22	0,16	0,09	0,09	3,3	0,10%	10,0
IRAN	13,67	19,80	23,00	23,00	812,3	14,80%	*
IRAK	0,82	3,10	3,11	3,11	109,8	2,00%	*
KUWAIT	0,97	1,50	1,49	1,49	52,7	1,00%	*
OMAN	0,08	0,48	0,83	0,83	29,3	0,50%	56,2
QATAR	1,76	6,43	14,40	14,40	508,5	9,20%	*
ARABIA SAUDITA	3,43	5,18	6,36	6,36	224,7	4,10%	*
SIRIA	0,04	0,20	0,34	0,34	8,5	0,20%	59,0
EMIRATOS ARABES UNIDOS	0,81	5,79	6,01	6,01	213,1	3,90%	*
YEMEN	--	0,39	0,48	0,48	16,9	0,20%	*
OTROS	--	0,01	0,05	0,05	1,6	*	*
TOTAL	21,80	43,04	56,16	56,16	1980,70	36,00%	*
AFRICA							
ARGELIA	3,15	3,62	4,52	4,52	159,7	2,90%	56,3
EGIPTO	0,2	0,44	1,56	1,66	58,5	1,10%	73,1
LIBIA	0,61	1,31	1,31	1,31	46,4	0,80%	*
NIGERIA	0,92	3,4	3,51	3,51	124,0	2,30%	*
OTROS	0,48	1,06	0,84	0,84	29,5	0,50%	*
TOTAL	5,36	9,83	11,74	11,84	418,1	7,60%	88,9

ASIA PACIFICO							
AUSTRALIA	0,50	0,52	2,55	2,55	90,0	1,60%	73,9
BANGLADESH	0,20	0,73	0,30	0,30	10,6	0,20%	36,8
BRUNEI	0,19	0,40	0,39	0,39	13,8	0,30%	34,1
CHINA	0,84	1,40	1,37	1,51	53,3	1,00%	46,3
INDIA	0,41	0,73	0,65	0,76	26,9	0,50%	26,9
INDONESIA	0,84	1,82	2,62	2,52	92,5	1,70%	37,1
MALASIA	0,96	1,92	2,12	2,12	75,0	1,40%	42,2
NUEVA PAPUA	-	0,40	0,35	0,35	12,2	0,20%	*
GUINEA							
TAILANDIA	0,31	0,24	0,36	0,38	13,3	0,20%	20,0
VIETNAM	-	0,01	0,19	0,19	6,8	0,10%	80,2
OTROS	0,20	0,61	0,66	0,69	24,5	0,40%	34,1
TOTAL	4,97	9,66	12,27	12,51	445,30	8,10%	41,8
TOTAL MUNDIAL	85,89	138,34	155,78	155,78	5502,50	100,0%	60,7
15 DE UNION EUROPEA	2,80	3,41	3,21	3,14	111,00	2,00%	14,4
OCDE	15,81	15,80	14,87	15,38	543,20	9,90%	14,1
UNION SOVIETICA ANTERIOR	35,11	55,00	56,14	55,29	1952,60	35,50%	75,5

RESERVAS EN EL 2003

El gas natural reportó unas reservas globales de 176 trillones cu m, 13% superior que aquellos reportados previamente para el 2002, las reservas se han duplicado más del doble desde 1980.

La producción de gas global se elevó en 3,4% en el 2003, en América del Norte la producción de gas cayó, debido a las reducción de la producción canadiense. La producción en Europa cayó con la declinación que vino de Inglaterra, Italia y los países bajos, pero la producción en Noruega creció fuertemente hasta 12%, la producción en Rusia continuó en auge elevándose sobre el 4%.

El consumo de gas natural global creció relativamente en un débil 2%, así como la demanda en los Estados Unidos, el cual es considerado el mercado más grande a nivel mundial, se contrajo en un 5%, fuera de los Estados Unidos la demanda creció en promedio sobre el 4%.

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El esfuerzo de encontrar nuevas reservas tiene un alto riesgo y costo y sólo podrá ser realizado por la inversión de las compañías petroleras, cualquiera sea su tamaño, las cuales evalúan varias regiones del mundo con diferentes rangos de riesgo y prioridad de acuerdo a su capacidad de iniciativa e inversión.
- Considerando que un porcentaje promedio de éxito de la perforación exploratoria es de 1 a 10, es necesario alcanzar el compromiso que permita perforar varias decenas de pozos exploratorios al año en una región o país para esperar encontrar nuevas reservas de hidrocarburos.
- Las reservas de gas natural descubiertas en CAMISEA ascienden a aproximadamente 8,1 millones de pies cúbicos, y la reserva de crudo es de aproximadamente 700 millones de barriles. Este depósito representa la oportunidad de convertir al Perú en un país gasero.
- Con el descubrimiento de CAMISEA no debe esperarse que el gas natural reemplace o sustituya al petróleo crudo, ya que son combustibles cuyas características físicas son claramente diferentes uno es gaseoso y el otro líquido.
- La mayoría de los descubrimientos de gas natural en los países menos desarrollados permanecen sin desarrollarse pese a las obvias necesidades de los estados.
- Para las compañías petroleras el descubrimiento de gas es un evento desilusionante, este se debe a la dificultad de exportar a los mercados internacionales y la consecuente carencia de mercados a los que el gas pueda fluir.
- Falta de estímulo hacia la exploración y desarrollo del gas natural mediante adecuadas estipulaciones contractuales. Los acuerdos de exploración y producción están redactados para petróleo; el gas natural es usualmente enfocado en pocos párrafos.
- En el 2003 las reservas mundiales de petróleo y gas natural continuaron su larga tendencia de crecimiento más rápido que la producción.
- El gas y el petróleo no se están agotando en un ritmo acelerado. En los niveles actuales de consumo hay suficientes reservas para satisfacer la

demanda de petróleo por unos 40 años y satisfacer la demanda de gas natural por más de 60 años.

- En 1980 los informes y estudios sobre las Reservas Mundiales de Petróleo llegaron a la conclusión de que en el año 2008 no quedaría una gota de crudo en el mundo. Pero las reservas continuaron aumentando durante los años 90 y en la década actual, pudiendo afirmar que durarán 41 años más.

7.- BIBLIOGRAFIA

- EI GAS NATURAL. LUIS F. CACERES GRAZIANI.
- PETROLEO Y GAS. REVISTA SINTESIS.
- PERSPECTIVAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS. PETROPERU.
- COMPENDIO ESTADISTICO PERU 2003. INEI.
- INFORME ANUAL DE RESERVAS. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.
- RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO www.elpetroleo.aop.es
- PORTAL GAS ENERGIA www.gasenergia.com.br
- DEFINICIONES DE RESERVAS DE PETROLEO www.spe.org