

# **LA ASOCIACIÓN PARA EL ESTUDIO DEL CENIT DEL PETRÓLEO Y EL GAS**

## **“ASPO”**

### **BOLETÍN N° 64– ABRIL 2006**

ASPO es una red de científicos y demás personas, que tienen interés en determinar la fecha y el impacto del cenit y del declive de la producción mundial de petróleo y gas, dadas las limitaciones de recursos. Existen, o se están formando, afiliados nacionales independientes en Alemania, Australia, Canadá, Egipto, España, Estados Unidos, Francia, Irlanda, Italia, Holanda, Nueva Zelanda, Portugal, Reino Unido, Suecia y Sudáfrica

#### ***Misiones:***

- 1. Evaluar las capacidades mundiales en petróleo y gas.***
- 2. Estudiar el agotamiento, considerando la economía, la tecnología y la política.***
- 3. Elevar la toma de conciencia de las serias consecuencias (que puede tener) para la Humanidad.***

Boletín: El boletín está actualmente a cargo de ASPO IRLANDA, que mantiene un archivo completo y accesible de las anteriores ediciones en [www.peakoil.ie](http://www.peakoil.ie)

Existen ediciones en otros idiomas en

Lengua española en [www.crisisenergetica.org](http://www.crisisenergetica.org)

Lengua francesa en [www.oleocene.org](http://www.oleocene.org) (Pulsar “newsletter”)

Cualquier comunicación deberá dirigirse a ASPO Irlanda a [www.peakoil.ie](http://www.peakoil.ie)

#### **CONTENIDOS**

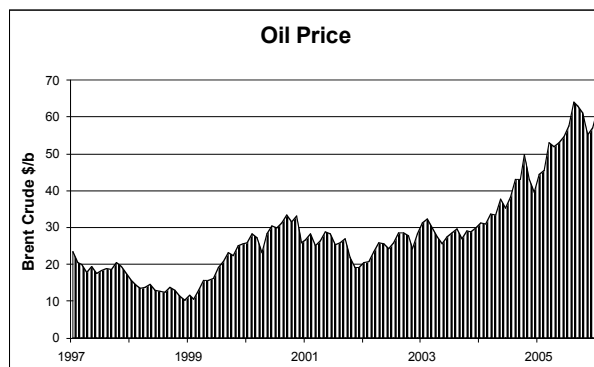
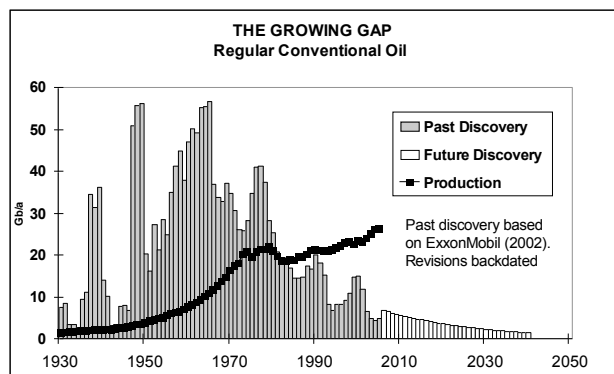
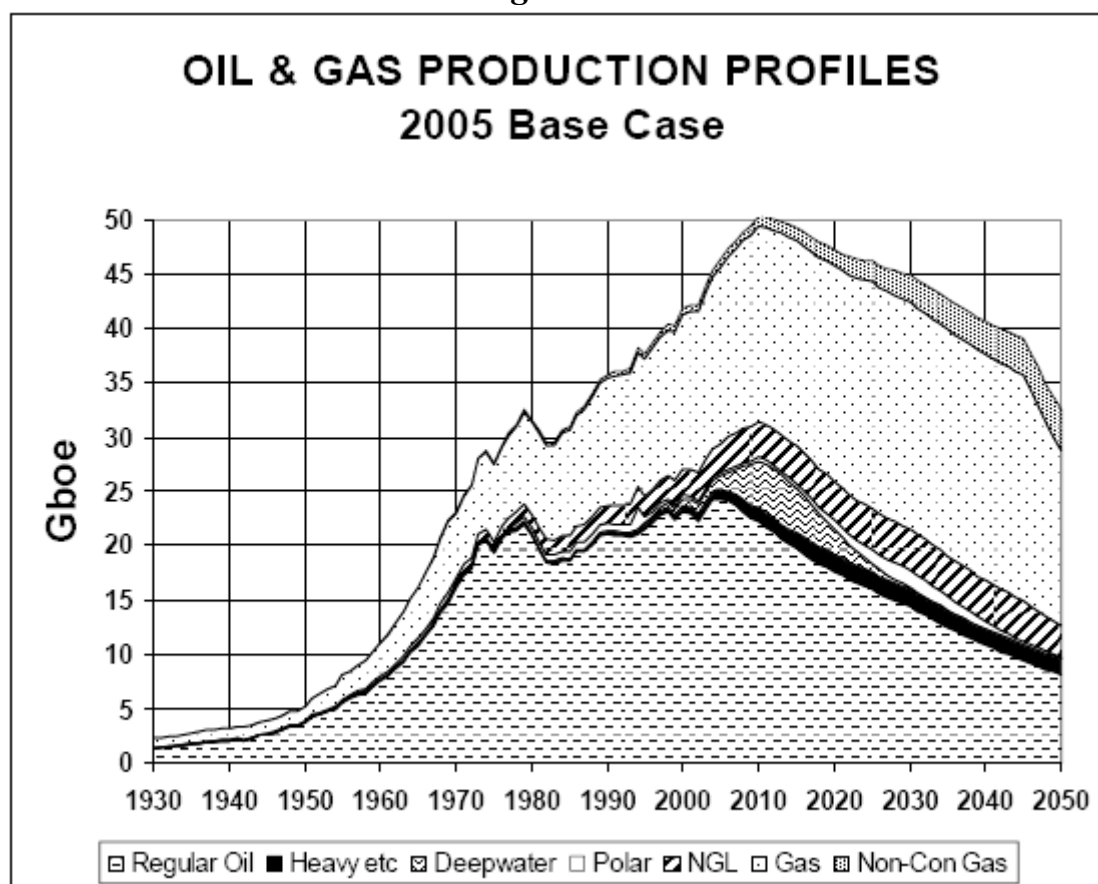
- 690. Decodificando el mensaje oculto de ExxonMobil.**
- 691. Descifrando la AIE.**
- 692. Un modelo de agotamiento actualizado.**
- 693. El último de los Khans.**
- 694. Los militares estadounidenses reconocen el Peak Oil.**
- 695. Descubrimientos en 2005.**
- 696. Los ministros del G8 firmemente en la Tierra Plana.**
- 697. CNN emite una película sobre el Peak Oil.**
- 698. Menos de Shell.**
- 699. ASPO Alemania.**
- 700. Declaración de intenciones.**
- 701. ASPO Irlanda.**

***Calendario de las próximas conferencias y reuniones***

***Índice de valoraciones de país referidas a los boletines (\*revisado)***

Abu Dhabi	42	Canadá	48	Indonesia	*61	Holanda	57	Arabia S.	21
Argelia	41	Chad	59	Irán	32	Nigeria	27	Trinidad	37
Angola	36	China	40	Irak	24	Noruega	25	Turquía	46
Argentina	33	Colombia	*62	Italia	43	Omán	39	Reino Unido	*63
Australia	28	Dinamarca	47	Kazajstán	49	Perú	45	EE.UU.	23
Azerbaiján	44	Ecuador	29	Kuwait	38	Qatar	58	Venezuela	22
Bolivia	56	Egipto	30	Libia	34	Rumania	55	Vietnam	53
Brasil	26	Gabón	50	Malasia	51	Rusia	31		
Brunei	54	India	52	México	35	Siria	*60		

### *La visión general del declive*



ESTIMATED PRODUCTION TO 2075										End 2005
Amount Gb			Annual Rate - Regular Oil						Gb	Peak
Regular Oil			Mb/d	2005	2010	2015	2020	2050	Total	Date
Past	Future	Total	US-48	3.6	2.8	2.2	1.7	0.4	200	1971
Known Fields	New		Europe	5.0	3.4	2.3	1.6	0.2	75	2000
968	794	138	Russia	9.2	8.5	6.9	5.7	1.5	220	1987
	932		ME Gulf	20	19	19	19	11	680	1974
All Liquids			Other	29	27	23	20	9	725	2004
1073	1377	2450	World	67	61	54	48	22	1900	2005
2005 Base Scenario			Annual Rate - Other							
M.East producing at capacity (anomalous reporting corrected)			Heavy etc.	2.3	3	4	4	4	151	2021
			Deepwater	3.6	12	11	6	4	69	2011
Regular Oil excludes oil from coal, shale, bitumen, heavy, deepwater, polar & gasfield NGL			Polar	0.9	1	1	2	0	52	2030
			Gas Liquid	6.9	9	9	10	8	276	2035
			Rounding				-1	-2	2	
Revised	03/03/2006		ALL	80	86	80	70	37	2450	2010

## 690. Decodificando el mensaje oculto de ExxonMobil.

Poca gente podría negar que es necesario encontrar el petróleo antes de que se pueda producir (*extraer* sería una palabra más adecuada), y la mayoría de la gente identificaría una diferencia radical entre un pozo del Medio Oriente que fluye libremente, produciendo 50.000 barriles diarios bajo su propia presión, y excavar arenas impregnadas de bitumen en Canadá Occidental antes de convertirlo en petróleo sintético. El bitumen ofrece mucha menos energía neta que el petróleo convencional, y es lento y caro de extraer, teniendo un limitado impacto en el cenit general.



**Peak oil?**

En 2002, Harry Longwell, un alto ejecutivo en ExxonMobil, publicó, con gran merito para él, un gráfico clave que mostraba cómo los descubrimientos habían estado en persistente declive durante cuarenta años, y que es la base del gráfico “The Growing Gap” que se muestra en las primeras páginas de este boletín. Tan solo esto ya indica el inminente cenit de la producción correspondiente. Con este trasfondo, es, a primera vista, curioso encontrar a ExxonMobil decir en un gran anuncio en el Washington Post que, *contrariamente a la teoría, la producción de petróleo no muestra signos de un cenit.*

La compañía debe haberse dado cuenta que los mismos Estados Unidos llegaron a su cenit en 1971, a pesar de las tecnologías avanzadas y todos los incentivos, así que deben saber que el Cenit es más una realidad que una teoría. El anuncio se refiere a las estimaciones del USGS de 3,3GB de *Petróleo Convencional*, a pesar del hecho que los autores de ese estudio han afirmado recientemente que era menos que razonable (ver

Ítem 686), con los descubrimientos reales muy por debajo de la predicción. Habiendo añadido otro millardo de *Petróleo No Convencional*, el anuncio acaba con la afirmación de que *el cenit de producción no está a la vista*.

Pero el hecho es que el anuncio trae un mensaje oculto en la ilustración que lo acompaña en la que se representa una montaña alta cuyo pico se haya envuelto en nubes. Es evidente también que el pico no es muy lejano, a juzgar por el ángulo de los binoculares. De una manera no muy brillante, el observador parece bastante corto en su entendimiento, y quizás no sabe lo que está mirando. Así que, después de todo, no solamente ExxonMobil identifica el Cenit, sin importar lo confuso de los detalles, sino también, mucho más importante, su proximidad y la empinada pendiente que hay al otro lado. Como Nemesis señala en el siguiente ítem, las grandes instituciones han de escoger sus palabras con cuidado y transmitir mensajes velados. Evidentemente, ExxonMobil no es una excepción.

La comunidad inversora tampoco ha sido engañada. Un importante analista ve a las grandes compañías apenas capaces de mantener la producción durante los próximos años, antes de ir hacia una contracción y fusión. Este analista habla de compañías intentando ser “el último hombre en pie” (ver [Maxwell@weedenco.com](mailto:Maxwell@weedenco.com)).

El anuncio ha llevado al menos a una queja en la Securities and Exchange Commission bajo la Regla 10b-5(b) que exige a las compañías que *No hagan ninguna manifestación falsa sobre un hecho material o que omitan declarar un hecho material necesario para hacer que las manifestaciones hechas, a la luz de las circunstancias bajo las que fueron hechas, no sean engañosas*

## **691. Descifrando la AIE**

Después de una ausencia de varios meses, nuestra fuente desde el corazón de la industria del petróleo vuelve bajo su *nom-de-plume* para ofrecer una penetrante valoración de los no tan ocultos mensajes de la Agencia Internacional de la Energía.

¿Saldrá fuera la verdad?  
Por Némesis

Las organizaciones internacionales sufren de lo que podríamos llamar conservadurismo institucional – sólo pueden seguir el paso de los miembros mas lentos y reacios del comité supervisor. Sin embargo, han encontrado una salida a este problema, y es mostrar opiniones divergentes proporcionando pistas sobre las que deberían ser tenidas en cuenta.

A este respecto, la perspectiva internacional para 2005 de la AEI es una gema . El informe entra en detalles sobre las reservas y la potencial producción en cada uno de los llamados países MENA; a saber, los mayores productores en Oriente Medio y el Norte de África. El documento considera dos escenarios: un *Caso de Referencia*, y un *Caso de Inversión Restringida*. En este último, los países MENA (la OPEP más Egipto) invertirán en una nueva capacidad de producción únicamente en la misma proporción que sus GDP, como hacen ahora. En el caso de referencia, invertirán mucho más. Sólo un optimismo congénito puede creer que la AIE considera esto probable (excepto en público). Para añadir un poco de

confusión, el documento examina sin entusiasmo un escenario en el que los gobiernos de los países consumidores actúan para refrenar la demanda. Y ya para cerciorarse que todos estamos atentos a las pistas, en la página 140 tiene un pequeño cuadro preguntando *¿Cuándo alcanzará la producción de petróleo en el mundo y en MENA su punto máximo?* Entre algunas frases diversas, entendemos que el pico de los países no pertenecientes a la OPEP llegará entre el 2010 y el 2015. Los países MENA tocarán techo mas tarde, pero *cuanto tiempo después* dependerá de la inversión. Es difícil discutir esto.

A la luz sobre el continuo debate sobre la veracidad de las reservas publicadas de los países de la OPEP de Oriente Medio, el documento de la AEI nos ofrece pistas muy interesantes.

**Irán:** En la página 358, el documento ofrece una desglose detallado de las reservas probadas y posibles a finales del 2004, pero excluyendo NGL y los condensados, citando como fuentes las bases de datos de la AIE, el *Arab Petroleum Research Center*, y IHS Energy. Es lo suficientemente específico como para no sumar un total, pero mi calculadora me dice que el total son 71.5 millones de barriles. Este número es más cercano a las reservas que figuran para Irán en ASPO, y queda bastante lejos de lo que figura en las reservas oficiales. El documento también destaca en la página 357 que los campos terrestres están descendiendo a un ritmo del 8% anual, y los costeros al 10%, sumando el descenso natural en la producción, que se estima cerca de 257 kb/d por año.

Pero los 71.5 millones de barriles no incluyen los NGL y los condensados, que son significativos en términos de desarrollos de los campos del Sur. Tampoco incluye los campos descubiertos pero todavía no explotados, como son Azadegan (3-5 m.), Yadaravan (3 mill.) Kushk-Hosseineh (2-3 mill), Darkhovin (1-2 mill.) los campos bloqueados de Anaran (1-2 mill) y también los de South Pars (15-18 mill. de barriles condensados/NGL). Incluso en las presunciones mas optimistas, contienen no más de 28-35 millones de barriles en total. Luego, ¿están las reservas iraníes cercanas a los 100 millones de barriles, 71 desarrollados, y 31 sin hacerlo?

**Irak:** citando a IHS Energy y las bases de datos de la AIE mas Verna Et al, (2004) en la página 391. tenemos una interrupción de reservas recuperables en 18 zonas mas 'otras' que han estado en producción. Aquí, las reservas restantes probables y probadas a finales de 2004 ascienden a 84.9 millones de barriles. A pesar de ello, tan sólo 5 campos han tenido una producción significativa hasta la fecha, con una inestabilidad en los campos de Kirkuk y Rumaila del 86% de la producción acumulada hasta el 2004, y del 72% en el 2004. La AIE destaca en la página 390 que el nivel de agua en Rumaila han ascendido al 25% de promedio, y el ritmo natural de descenso se ha acelerado un 10%. Que Irak tiene un gran potencial no está en duda. Pero aprovechar ese potencial requiere orden y estabilidad. En la página 393, la AIE identifica nueve grandes campos de petróleo en Irak sin explotar, marcados para explotarlos: las fuentes son las bases de datos de IHS Energy y Verna et al (2004). Las reservas probadas de petróleo en estos nueve campos están estimadas en 26.3 millones de barriles.

**Kuwait:** Citando a IHS Energy y las bases de datos de la AIE en la página 422, las reservas probadas y las probables estimadas al finalizar 2004 son 52.3

millones de barriles, y unos nuevos 2.6 millones de barriles en la zona kuwaití de la zona neutral. Como todos los campos conocidos se encuentran actualmente en explotación, un incremento de la producción sólo puede ser concebido con un desarrollo mas intenso de los campos ya existentes. Los recientes descubrimientos de condensado profundo a alta presión en el norte del país representa los únicos recursos significativos sin explotar.

Recientes artículos (Reuters, PIW) han sugerido que las reservas probadas no exceden los 24 millones de barriles. Dada el área limitada de Kuwait, y su largo historial de producción, sería mejor calificar las reservas probables como reservas posibles.

**Qatar:** Citando a IHS Energy y las bases de datos de la AIE en la página 472, las reservas probadas y probables están estimadas en 7.1 millones de barriles repartidos en siete campos y 25.7 millones de barriles de condensado en el Campo Norte.

**EAU:** Las reservas probadas y probables a finales de 2004 (incluyendo condensados y NGLs) están referenciadas en la página 546, citando datos de IHS Energy y la AIE. 9 de los 30 campos de producción de petróleo han sido identificados individualmente como reservas, y el resto están agrupados para dar un total de 55.1 millones de barriles. Aproximadamente la mitad de las reservas oficiales.

Llegando aún más lejos, la AIE ha indicado que las reservas de los EAU y de Kuwait son mucho más pequeñas que las cifras oficiales, y cercanos a las estimaciones de ASPO. Para Irán e Irak, la AIE indica que las estimaciones oficiales son demasiado elevadas, pero no tanto como ha sugerido ASPO. Sin embargo, las estimaciones de la AIE con respecto a Arabia Sauditata son mayores que las cifras oficiales, en agudo contraste con todos los demás productores de Oriente Medio.

Citando datos de la AIE y la IHS que detallan reservas probadas y probables al final del 2004, en la página 508 se citan un total de 289.4 miles de millones de barriles en Arabia Sauditata, mas otros 2.6 miles de millones de barriles más en territorio internacional. Esto hace un total de 292.1 miles de millones e barriles, una cifra que excede en 30 mil millones de barriles las existencias oficiales de este país. Cuestionando entonces, evidentemente, el resto de reservas de los otros 4 productores del golfo, la AIE se sentía incapaz de ir contra su propia lógica y cuestionar las reservas Sauditataes (quizás las implicaciones de ello eran demasiado terroríficas), pero han dejado otras pistas. En la página 146 se indica que las reservas restantes de Ghawar son de 70 mil millones de barriles, añadiendo que el 60% de los 115 mil millones barriles de las reservas originales de Ghawar ya han sido extraídos. Un simple cálculo matemático nos permite adivinar que 69 mil millones de barriles han sido extraídos, y los restantes son 46 mil millones. Añadiendo más confusión: en la página 508 podemos leer que la producción acumulativa es de 60.7 mil millones de barriles, y que las reservas restantes de ese 1P son 65 mil millones, y las reservas de 2P estimadas en 86.3 mil millones. También vemos que el nivel del agua de Ghawar, que alcanzó el 37% en el 2000, ha descendido hasta el 33% en el 2003 y el 31% en el 2004. Si

seguimos leyendo, veremos también en la página 509 que la tasa natural de descenso en los campos existentes es de cerca del 6%.

La verdadera maravilla viene en la página 509, donde podemos ver que Saudita ARAMCO tiene una política muy conservadora manejando sus depósitos, dada la velocidad de agotamiento de las reservas. (menos de un 5% por año), en un intento de maximizar el factor a largo plazo de la recuperación.

Esto nos da una oportunidad para el análisis. Conocemos la capacidad de producción actual de la OPEC, ya que han estado produciendo sin restricciones durante el último año. Conocemos la capacidad ociosa Sauditata. Podemos cifrar la capacidad anual de producción en millones de barriles, así que podemos dibujar una tabla con las reservas de crudo que necesitaríamos para poder contrarrestar el efecto del agotamiento. Los índices del 1% al 7% se tabulan (con la excepción de Indonesia, ninguno de los países de la OPEP parece estar fuera de esta gama)

Country	Capacity		Depletion Rate							Published estimates				Undev.	Yet-to
Gb	kb/d	Gb/a	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	BP	ASPO	IEA	Baktiari	Reserves	-Find
Saudi Arabia	10.20	3.72	372	186	124	93	74	62	53	263	159	289	120-140	80-110	12
Iran	4.00	1.46	146	73	49	37	29	24	21	133	69	72	35-45	30-35	12
Iraq	2.50	0.91	91	46	30	23	18	15	13	115	61	85	80-100	25-30	9
Kuwait	2.30	0.84	84	42	28	21	17	14	12	99	54	55	45-55	1	2.5
Neutral Zone	0.60	0.22	22	11	7.3	5.5	4.4	3.7	3.1	incl.	5.1	5.2	na	0.2	1.6
UAE	2.65	0.97	97	48	32	24	19	16	14	98	44	52	40-50	2	5.4
Algeria	1.37	0.50	50	25	17	13	10	8	7	12	12	12	na	1	2.9
Indonesia	0.98	0.36	36	18	12	9	7	6	5	5	8	na	na	2	1.5
Libya	1.65	0.60	60	30	20	15	12	10	9	39	21	39	na	3	4.9
Nigeria	2.60	0.95	95	47	32	24	19	16	14	35	19	na	na	5-7	4
Venezuela	2.20	0.80	80	40	27	20	16	13	11	77	34	na	na	5-20	5.7
Total Opec	31.05	11.33	1133	567	378	283	227	189	162	875	485	na	na	145-212	61.5
Opec Gulf Five	22.25	8.12	812	406	271	203	162	135	116	707	392	558	320-390	135-178	42.5
Bold - Most likely															

Podemos aplicar el test Colin Campbell a las zonas internacionales. La capacidad no es mayor de 219 millones de barriles por año. Si el agotamiento es del 4% anual, las reservas restantes son de 5.5 mil millones de barriles. Observando la tabla, sin mucha dificultad podremos aproximarnos al nivel verdadero de las reservas. Nótese que estas son las reservas restantes en los campos de producción. Para conseguir la producción futura, sumaremos los campos de reservas sin desarrollar y pendientes de encontrar. Para Arabia Saudita, las reservas restantes en los campos actualmente llenos son alrededor de 90 mil millones de barriles. Hay alrededor de 100 mil millones de barriles (mínimamente desarrollados) en campos que se sabe están subdesarrollados y 12 mil millones barriles todavía pendientes por encontrar, dando un importe total de alrededor de 200 mil millones de barriles.

Para Irán, los datos son respectivamente 40, 30 y 10, dando alrededor de 80 mil millones de barriles.

Para Irak, los datos son respectivamente 60, 30 y 10, dando alrededor de 100 mil millones de barriles.

Para Kuwait, 40.1 y 5, que dan alrededor de 46 mil millones barriles.

Para la Zona Neutral, los datos son 5,2, 0,2, y 1,6 que dan alrededor de 7 mil millones de barriles.

Para los EAU, tenemos 45, 4 y 5,4 dando alrededor de 54,4 mil millones de barriles.

Todas estas cifras se han redondeado generosamente, así que podemos tener gran confianza que para los Cinco del Golfo (Zona Neutral incluida) tengamos unas reservas restantes de 250 mil millones de barriles. Las reservas sin desarrollar pero conocidas ascienden a una cantidad de 165 mil millones barriles más. En las reservas estimadas todavía por encontrar, las cantidades ascienden a 44 mil millones de barriles según ASPO. Como comprobación final podemos ir de nuevo a los gráficos de producción futura para los Cinco del Golfo en el World Energy Outlook 2005 la AIE. Muestra el punto en el cual la producción de campos existentes decae; el punto donde la producción adicional de progresos conocidos sabidos decrece; y finalmente hasta donde la producción podría llegar en el futuro con la explotación de nuevos campos y futuros descubrimientos. Sin llevar las cosas demasiado lejos, podríamos referir a esto como producción del 1P, 2P y la producción 3P o en otras palabras: seguras, probables y posibles. Según el IEA, tenemos las siguientes fechas para la caída en la producción:

País	1P	2P	3P
Irán	2014	2030+	2030+
Irak	2025-30	2030+	2030+
Kuwait	2015	2022	2030+
Arabia Saudita	2015	meseta	2030+
EAU	2014	2030+	2030+

Podemos concluir que los Cinco del Golfo podrán casi seguramente ampliar la producción hasta 2015; que probablemente sean capaces de ampliar la producción hasta 2025-2030; y que posiblemente se pueda ampliar la producción más allá de 2030. A la luz de estos cálculos de la reservas, seríamos sabios en confiar solamente en el crecimiento de las reservas 2P y anticipar que incluso los Cinco del Golfo, en el mejor de los casos, cesarán en su crecimiento después del 2025. Quizás cuando presidente Bush anunció que las importaciones de los E.E.U.U. del Oriente Medio caerían el 75% antes de 2025 estaba describiendo lo qué sucedería realmente más que indicando una política. ¿Suena increíble? Recuerde, una tasa de decrecimiento del 6% reduce la producción a la mitad en 11.7 años, un 7% en 10 años y un 8% en 8.75%. Y ya hemos empezado a ver señales de freno en la producción

## 692. Un modelo de agotamiento actualizado.

Como sabrá muy bien cualquiera que sea familiar con el asunto, predecir la futura producción de petróleo es bastante menos que una ciencia exacta, principalmente a causa de las definiciones ambiguas y las laxas prácticas de los reportes. No obstante, continuamente se hacen intentos para mejorar el modelo usando datos de una amplia variedad de fuentes, algunos de los cuales se han dado en estricta confidencialidad. Como es bien conocido, el reporte de Reservas está fuertemente influido por consideraciones comerciales, financieras o políticas, convirtiéndolo en un término que

es quizás mejor evitar. Por esas razones, hemos adoptado una aproximación algo nueva, que implica dos pasos principales:

El paso 1 consiste en salir afuera en una noche de estrellas y buscar la inspiración con la que responder a las preguntas de cuanto petróleo por categoría y país se habrá producido en 2075 – una fecha redonda para evitar tener que preocuparse por cantidades menores del irrelevante final de la cola de producción..

Sustrayendo la Producción Pasada obtenemos la Producción Futura.

El paso 2 implica un segundo hechizo bajo las estrellas para ganar la inspiración con la que responder a la cuestión de qué porcentaje de la futura producción tendrá que venir de los campos actualmente conocidos (*Reservas*, dicho de otra manera), con el balance teniendo que venir de los campos aún no descubiertos.

Producción	GB
Pasada	968
Futura	932
Campos conocidos	794
Nuevos campos	138
Total hasta 2015	1900

Habiendo seguido este ejercicio, con la inspiración de las estrellas suplementada por todos los conjuntos de datos disponibles, llegamos a similares conclusiones de las que ya se han propuesto. La producción total por país para el *Petróleo Convencional Normal* hasta 2075 llega hasta los 1869GB, que es solo un poco superior que las estimaciones previas de 1850GB. Lo hemos redondeado hasta 1900GB, describiendo 31GB como *Imprevistos*. El total de *Todos los Líquidos* llega hasta 2450GB, que está cerca del caso de *Alta Probabilidad* del USGS de 2452GB para el total de descubrimientos hasta 2025, sugiriendo que poco se descubrirá después de esta fecha.

El desglose se muestra en la tabla, y el listado completo de países está incluido como un Apéndice. El modelo da un Cenit para la producción para el *Convencional Normal* en 2005 y para *Todos los Líquidos* en 2010. Esas mismas fechas no tienen una significación particular cuando lo que importa es la visión del largo declive que se alcanza a ver al otro lado del pico (las tablas y gráficos en la página 1 han sido revisados de manera acorde).

El modelo predice la producción futura para los países fuera de Oriente Medio basándose en una simple Tasa de Agotamiento (la producción anual como porcentaje de lo que queda), usando las Tasas de Agotamiento actuales para los países que han usado más de la mitad del petróleo total, la mayoría de los cuales ya están en declive. Se asume que los países de Oriente Medio, aparte de Irak, permanecerán en sus niveles actuales hasta que su Tasa de Agotamiento suba hasta un 3% anual. La situación actual es naturalmente mucho más compleja con los yacimientos marinos declinando con mayores tasas cuando salen de la meseta, pero la presente evaluación parece una aproximación razonable, incluso rayando en el optimismo. Con los campos actuales envejeciendo y los nuevos descubrimientos muy por debajo del consumo (ver Ítem

695), bien podría ser que la producción a corto plazo caiga más rápido de lo que se ha modelado con la actual Tasa de Agotamiento.

### **693. El último de los Khans**

Mr. Ali Samsam Bakhtiari, bien conocido experto en petróleo de Oriente Medio, que ha contribuido grandemente al debate del cenit del petróleo, ha escrito un encantador e informativo libro, *The Last of The Khans*, sobre sus antepasados que vivieron y dominaron las Montañas de Zagros, donde el primer petróleo del Oriente Medio fue encontrado. Aquellos que conocen al autor podrían cuestionar la palabra “último”, dado que sus genes continúan evidentemente fluyendo por sus venas.

El nombre tribal Bakhtiari significa literalmente “compañeros de la buena fortuna”. Y el descubrimiento en el SXX de petróleo en este paraíso parece confirmar su significado. Una elite familiar, fundada por el gran Haydar, ha dirigido a los Bakhtiari durante los últimos cuatrocientos años. Sus líderes marcharon sobre Teheran en 1909 para salvar la joven y frágil Constitución y reabrir el Parlamento. Entre esos al mando se encontraba Morteza Quli Khan, un individuo bastante único con una vida extraordinaria. *The Last of the Khans* relata su gran herencia y la de su tribu.

### **694. Los militares estadounidenses reconocen el Peak Oil**

Un nuevo estudio de Westerfelt y Fournier realizado por el US Army Corps of Engineers empieza con estas palabras: *La situación energética es altamente incierta para el Ejército, la Nación y el mundo. Ahora es el momento de desarrollar políticas energéticas duraderas y soluciones para nuestras instalaciones militares para encontrar un camino viable y efectivo para el futuro del Ejército.* Unas pocas líneas después hacen el inquietante comentario de que el consumo podría incrementarse... *resultado de la situación energética mundial*, añadiendo que *La producción mundial de petróleo ha llegado o está muy cercad del cenit...*

Esto sigue a un estudio anterior de similares conclusiones, publicado por el Departamento de Defensa en 2003 (Hardy et al.) cuyos emisarios realizaron una inesperada llamada al editor de este boletín.

### **695. Descubrimientos en 2005**

Según Infield Systems, los descubrimientos marinos en 2005 totalizaron 4,3GB de petróleo y 23Tcf de gas, de los cuales, respectivamente 2.0GB y 6Tcf fueron en aguas profundas (más de 500m). Hay pocos reportes de descubrimientos significativos, así que probablemente el total descubierto se eleva a unos redondeados 5GB. Si es así, se consumieron seis barriles por cada uno descubierto- A eso se le llama comerse el capital, una práctica que no puede continuar por mucho tiempo.

AAPG Explorer (enero 2006) también reporta sobre los descubrimientos en 2005, basándose en la base de datos IHS, listando no más de 33 descubrimientos en todo el mundo. El tono es optimista, ya que beneficia una revista de exploradores, pero las cifras no suman más de 5GB de petróleo (de los cuales 3GB son en aguas profundas) y 27Tcf para el gas. Aunque muchos de los informes son poco específicos, la visión

general parece clara. Un descubrimiento particularmente sorpresivo fue hecho en San Pedro-1, que supuestamente encontró una cuenca del Paleozoico fuera del Perú que podría contener hasta 1Gb de petróleo y/o gas, en lo que en términos regionales es una localización bastante improbable.

Otro indicador de los descubrimientos decrecientes es la exploración fallida. El cenit de las perforaciones de exploración fue en 1981 cuando unos 11.100 pozos exploratorios (*wildcats*) fueron perforados, pero el número ha declinado hasta los 2.500 el año pasado. Incluso los yacimientos pequeños ofrecen beneficios, y no hay falta de financiación para prospectos válidos. El problema es que se han convertido en difíciles de encontrar, especialmente a medida que los avances en conocimiento y resolución sísmica han hecho más fácil distinguir lo válido de lo erróneo.

El último posible descubrimiento es el recientemente anunciado Noxal-1, perforado en 930m de agua en México, del que se dice que contiene hasta 10GB. No está claro si esto se refiere al petróleo existente en el lugar o el que se puede recuperar, o si incluye gas equivalente, algo que se podría esperar, dado que se trata de un pozo profundo. Las aguas profundas del Golfo de México son reconocidas como un área prometedora con un potencial estimado de 7,5GB, que parece razonable en orden de magnitud, dado que el sector estadounidense de las aguas profundas del Golfo de México tiene unos 10GB. Así que el descubrimiento en sí mismo no es ninguna sorpresa, sea cual sea su tamaño final.

Los escépticos se podrían preguntar si el anuncio está pensado para sofocar las dudas acerca de la situación financiera de la compañía nacional de petróleo Pemex. Perdió 4.000 millones de dólares el año pasado y su deuda asciende a los 50.000 millones de dólares, así que las buenas noticias son bienvenidas. En todo caso, llevará probablemente de cinco a diez años llevar el nuevo yacimiento a la producción, momento en el cual la producción de México habrá caído de los 3,1mbd a unos 1,8mbd, asumiendo la actual tasa de agotamiento de 5,5% anual.

#### **696. Los ministros del G8 firmemente en la Tierra Plana**

Se ha informado que los ministros del G8, que se encontraron en Moscú el 15 y el 16 de marzo, consideraron un Plan de Seguridad Energética, que costaría 17 billones de dólares, que está diseñado para asegurar los suministros energéticos mundiales para los próximos 25 años. Está construido sobre cinco propuestas:

- Encontrar nuevas reservas de petróleo y gas a un ritmo mayor del que las reservas existentes se agotan.
- Incrementar la producción de gas y petróleo a través de, entre otras cosas, más perforaciones en la plataforma continental.
- Expandir las capacidades de producción en refinado de petróleo y las industrias petroquímicas y de procesamiento de gas.
- Desarrollar nuevas plantas eléctricas, con un énfasis en energía nuclear y plantas hidroeléctricas.
- Introducir tecnologías de carbón limpias.

Las dos primeras estrategias están condenadas porque no hay suficiente que encontrar en la Naturaleza, incluso si todas las barreras políticas y administrativas desapareciesen. Además, es un plan profundamente equivocado porque, si por algún milagro, la

producción pudiese elevarse durante los próximos 25 años, por ejemplo, mediante la subyugación de Oriente Medio, el declive consiguiente sería mucho más abrupto, haciendo de una mala situación algo mucho peor. La tercera estrategia es redundante porque en el mundo real habrá menos para refinar y procesar, lo que presumiblemente explica porque la industria no ha invertido en más capacidad de refino. La cuarta medida podría tener algún sentido si la energía nuclear pudiese ser segura y benigna, aunque las grandes presas hidroeléctricas a menudo destruyen una tierra agrícola muy necesitada. La quinta tiene sentido si hay carbón suficiente. La puntuación, por lo tanto, es de uno a cinco.

Hay conversaciones para confiar el proceso al Banco Mundial, subrayando la relación entre el petróleo y las finanzas. Durante la Primera Mitad de la Edad del Petróleo, los bancos prestaron más de lo que tenían en depósito con la garantía siendo proporcionada por el resultante crecimiento económico, que en gran medida estaba indirectamente basado en el petróleo barato. La Segunda Mitad se aproxima y veremos el declive del petróleo y todo lo que depende de él, incluyendo las garantías de la deuda. Así, la noción de que el Banco Mundial pueda crear otros 17 billones de dólares de la nada es tan errónea como el proyecto subyacente. Habiendo tenido éxito en el empobrecimiento del Tercer Mundo a través de la carga de la deuda exterior, obligados los propios países a exportar sus recursos, productos y beneficios, el Banco empieza a ver la nueva realidad al mismo tiempo que intenta ganar un halo por perdonar una deuda, aunque sea imposible de cobrar. Esa puede ser una manera diplomática de satisfacer su desesperada necesidad de destruir la montaña de “capital” cuya garantía está destinada a desaparecer en paralelo con el suministro de petróleo. El Sr. Wolfowitz, el Presidente del Banco Mundial, fue uno de los arquitectos de la invasión de Irak, y podría aprender de esa experiencia al planificar esa aventura.

El Plan puede ser consultado en [www.priceofoil.org](http://www.priceofoil.org)

### **697. CNN emite una película sobre el Peak Oil**

El 18 y el 19 de marzo, CNN emitió una impresionante película sobre la crisis pendiente de petróleo, titulado *We We Warned: Tomorrow's Oil Crisis*. Mientras que las consecuencias están bien documentadas e ilustradas, la película falla ligeramente a la hora de atribuir la propia crisis al impacto simultáneo de un huracán en los Estados Unidos y una explosión en una instalación petrolífera en Oriente Medio. Por supuesto que es cierto que se podría provocar una crisis por eventos como esos, pero la causa subyacente es el declive a largo plazo impuesto por la Naturaleza. Dicho esto, la percepción de los albores de la Segunda Mitad de la Edad del Petróleo y todo lo que eso implica podría explotar sobre el mundo financiero con la fuerza de un huracán.

### **698. Menos de Shell**

Una presentación del Presidente de Shell, de septiembre de 2004, ofrece una previsión optimista de la producción creciente en términos de petróleo equivalente, con mucho de ésta viniendo de las operaciones de gas y arenas asfálticas. Nos enfrentamos, como es habitual, a la dificultad de las oscuras definiciones, pero los números derivados de los diagramas muestran cómo el petróleo convencional declina de los 1,9 a los 1,2mbd. Muchos de los nuevos campos es espera que vengan de yacimientos de aguas profundas, así que la posición para el *Petroleo Convencional Normal* esa aún peor. El

declive es consistente con la posición general de la industria, aunque el aumento de los precios podría proteger los beneficios.

	2004	2009	2014
MBPE (*)	3,7-3,8	3,8-4,0	4,5-5,0
Campos existentes	50%	40%	25%
Nuevos campos	-	15%	20%
Total mb/año	1,9	1,6	1,2

(\*): Millones de barriles de petróleo equivalente

[www.cyberasesor.com/shell%20pe2004.pdf](http://www.cyberasesor.com/shell%20pe2004.pdf)

(Referencia proporcionada por Chris Bailey)

## 699. ASPO Alemania

El profesor Blendinger informa de que la constitución formal de ASPO Alemania está bastante avanzada, y contribuye con el siguiente ítem, sobre el reconocimiento del cenit del petróleo en Arabia Saudita.

### *Geoarabia y el Cenit del Petróleo*

*Geoarabia es la principal revista especializada en publicar artículos científicos sobre los aspectos de la geología del petróleo de Oriente Medio. En su último ejemplar (Vol. 11 N°2), dos artículos tratan sobre el cenit del petróleo. Ambos fueron escritos por el Jefe de Redacción, Moujahed Al-Husseini, y se titulan Cuando ocurrirá el cenit del petróleo (p.13) y El debate sobre el pico de Hubbert: una crítica (pp 181-210).*

*El hecho de que el primero, un artículo de una página, aparezca como una editorial en este número, pone de relieve el nivel al cual el cenit del petróleo es discutido en el mundo del petróleo. El artículo principal cubre 21 (!) páginas y documentos, y discute extensamente los diferentes escenarios de EURR (Estimated Ultimate Recoverable Reserves, o Estimación de Reservas Recuperables Finales). Las actividades de ASPO son citadas de manera extensa.*

*La mayor sorpresa (al menos para el que escribe esto) es que el Cenit del Petróleo ya no es rechazado en una revista así, y que la discusión se lleva a cabo de una manera muy poco polémica. El artículo principal concluye con unas pocas preguntas: ¿representa el actual alto precio del petróleo un desequilibrio temporal entre suministro y demanda que desaparecerá cuando el suministro alcance los 90-100 mbd? ¿O son los precios record una señal para el pico de Hubbert mundial?*

*Además, el mismo número de la revista incluye un anuncio a dos páginas de Chevron con el, ya conocido, anuncio de Will You Join Us?*

## 700. Declaración de intenciones

ODAC, que representa a ASPO en el Reino Unido, propone la siguiente declaración de intenciones para la organización internacional.

## ASPO Declaración de objetivos

ASPO, la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo y el Gas, es una red de organizaciones sin ánimo de lucro e independientes con presencia en muchos países.

Nuestros objetivos comunes son:

- Evaluar la dotación mundial de petróleo y gas natural.
- Evaluar el ritmo al cual esas reservas de petróleo y gas pueden ser producidas y establecer la seguridad de las futuras fuentes de suministros.
- Determinar la probable fecha y el impacto del cenit y el declive de la producción mundial de petróleo y gas.
- Reivindicar la emisión de datos seguros y transparentes sobre las reservas y la producción de petróleo y gas, para poder proporcionar una base firme para la planificación de políticas.
- Elevar la conciencia del público internacional y promover un mejor conocimiento del petróleo y el gas y sus consecuencias.
- Urgir a los gobiernos a que adopten estrategias para mitigar los efectos del agotamiento del gas y el petróleo con nuevas políticas dirigidas a reducir el desperdicio, mejorar la eficiencia energética y traer energías alternativas.
- Promover la adopción de un Protocolo de Agotamiento del Petróleo, donde las importaciones se reduzcan para ajustarse al suministro.
- Advertir de las consecuencias de no actuar a tiempo.

### **701. ASPO Irlanda**

Las discusiones para la elección de un nuevo equipo de gestión de ASPO Irlanda están progresando. Implica el desarrollo del sitio web ([www.peakoil.ie](http://www.peakoil.ie)); la edición del boletín; las relaciones y coordinación con la organización internacional, las relaciones con los medios de comunicación, la organización de conferencias así como el mantenimiento de la base de datos y el modelo del agotamiento. Esta nueva iniciativa dependerá del éxito de la obtención de fondos y la sponsorización.

### **Calendario de las próximas conferencias y reuniones**

Los miembros de ASPO [que se muestran entre corchetes] tratarán de los asuntos del cenit del petróleo en las siguientes conferencias y reuniones.

Se agradece información para su inclusión en próximos boletines.

Abril 5 Ireland's Response to Peak Oil, Dublin [Campbell],

Abril 12 The Future of Oil and Beyond. Austrian biomass. Vienna [Zittel]

Abril 24 CERI, Calgary, Canada [Gilbert]

Abril 27 Energy Solutions for New York, New York [Andrews and others]

Mayo 17 Energy Security of Supply, London [Campbell]

Mayo 18-21 Ankelohe Conversations Symposium, Hamburg, Germany [Campbell, Leggett]

Junio 2 The End of Cheap Oil.....Swiss Energy Foundation, Zurich [Zittel]

Junio 21-22 Global Commodity Markets, Zurich [Campbell]

Julio 4 Peak Oil Debate, Limerick University, Limerick, Ireland [Campbell]

Julio 18-19 ASPO-5 International Conference, San Rossore, Italy

**Nota**

ASPO Irlanda elabora y distribuye el boletín para su lectura por los miembros de ASPO y demás. En la actualidad tiene una tirada electrónica de 2.000 ejemplares y está reproducido en varias páginas web

**Se autoriza expresamente la reproducción del boletín, citando debidamente la fuente.**

Recopilado por C.J. Campbell, Stabal Hill, Ballydehob, Co. Cork, Irlanda

Traducido al español por Daniel Gómez, con la colaboración de Enrique López Mañas.

**KEY TO TABLE 2 (APPENDIX)**

**Columns**

A – Production in 2005 in kb/d  
B – Production in 2005 in Gb/a.  
C - Cumulative production through 2005  
D - Production trend in % over last 5 years  
E - Preliminary discovery in 2005 in Gb  
F – Average of published reported reserves  
G – Total production for period of unchanged reports  
H – Identified non-conventional and false reports  
I - Percent of Total discovered

J – Future production of known fields (Reserves)  
K – Total discovered through 2005  
L – Estimated Yet-to-Find  
M – Future production from known and new fields  
N – Total produced by 2075 (Ultimate)  
O – Annual production as % of remaining  
P - Date when half the total produced  
Q – Year of maximum discovery  
R – Year of maximum production

RESOURCE BASED PRODUCTION FORECAST											
Revised						18/03/2006					2005
Regular Oil by Country						Regular Oil by Region					
Mb/d	2000	2005	2010	2020	2030	Mb/d	2000	2005	2010	2020	2030
Russia	6.3	9.2	8.5	5.7	3.8	ME GULF	18.5	20	19	19	18
Saudi Arabia	8.0	9.2	9.0	9.0	7.7	EURASIA	11.1	15	15	11	8
Iran	3.7	3.9	3.9	3.9	3.9	N.AMERICA	5.3	4.7	3.6	2.1	1.2
China	3.2	3.6	2.9	1.8	1.1	L.AMERICA	8.0	7.3	6.0	4.0	2.8
USA	4.2	3.6	2.8	1.7	1.0	AFRICA	6.7	7.8	7.4	5.2	3.7
Mexico	3.0	3.3	2.5	1.5	0.9	EUROPE	6.3	5.2	3.6	1.7	0.8
Norway	3.2	2.7	1.9	0.9	0.4	ME OTHER	2.9	2.9	2.2	1.3	0.8
Nigeria	2.0	2.4	2.1	1.6	1.2	THE EAST	4.0	3.7	3.0	2.0	1.3
Kuwait	1.8	2.1	2.0	2.0	2.0	Minor	0.5	0.6	0.7	0.4	0.2
Abu Dhabi	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1	Unforeseen			0.4	1.0	2.7
UK	2.5	1.9	1.3	0.6	0.3	Non MEast	45	47	42	29	21
Iraq	2.6	1.8	1.6	2.0	2.0	ME Gulf Share	29%	29%	31%	40%	46%
Venezuela	2.6	1.8	1.7	1.4	1.2	WORLD	63	67	62	48	39
Libya	1.4	1.6	2.1	1.6	1.2	Excl. bitumen, heavy, deepwater, polar, NGL					
Algeria	0.8	1.4	1.2	0.9	0.6	Other Liquid Petroleum					
Canada	1.1	1.1	0.8	0.4	0.2	Oil					Mb/d
Kazakhstan	0.7	1.0	2.1	2.1	2.1	Heavy Oils (#1)	1.7	2.2	3.3	4.5	4.3
Indonesia	1.3	0.9	0.8	0.6	0.4	Canada	1.0	1.2	1.6	2.5	2.5
Malaysia	0.69	0.83	0.64	0.39	0.23	Venezuela I	0.2	0.6	1.2	1.5	1.3
Qatar	0.69	0.80	0.66	0.45	0.30	Venezuela II	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2
Oman	0.93	0.77	0.61	0.39	0.25	Other	0.0	0.2	0.2	0.3	0.3
Egypt	0.81	0.70	0.53	0.31	0.18	Deepwater (#2)	1.6	3.6	11.8	6.4	0.6
India	0.65	0.66	0.54	0.35	0.23	G. Mexico	0.6	1.0	2.4	1.7	0.3
Argentina	0.75	0.61	0.46	0.27	0.16	Brazil	0.8	1.6	4.4	1.4	0.1
Angola	0.74	0.59	0.46	0.28	0.17	Angola	0.0	0.6	2.7	1.2	0.0
N.Zone	0.63	0.58	0.49	0.35	0.25	Nigeria	0.0	0.0	1.5	1.2	0.0
Colombia	0.69	0.52	0.40	0.24	0.15	Other	0.2	0.4	0.8	0.8	0.2
Ecuador	0.40	0.51	0.41	0.27	0.17	Polar	1.0	0.9	0.9	2.1	4.4
Syria	0.52	0.48	0.35	0.18	0.10	Alaska	1.0	0.8	0.6	0.4	0.3
Australia	0.72	0.44	0.34	0.21	0.13	Other	0.0	0.1	0.3	1.7	4.1
Azerbaijan	0.28	0.40	1.10	1.10	0.62	Other (#3)	0.0	0.1	0.3	0.5	1.0
Denmark	0.36	0.38	0.26	0.12	0.06	Subtotal	4	7	16	13	10
Dubai	0.28	0.37	0.26	0.13	0.07	Gas & Gas Liquids	(Gas at 6cf=1boe)				
Yemen	0.35	0.35	0.25	0.12	0.06	Gas	39	45	49	55	57
Vietnam	0.30	0.34	0.32	0.21	0.13	Non-con gas	1	2	2	4	7
Sudan	0.19	0.29	0.30	0.21	0.13	Subtotal	40	47	52	59	64
Brazil	0.36	0.26	0.21	0.15	0.10	Gas Liquids					
Congo	0.27	0.24	0.17	0.08	0.04	NGL (#4)	6	7	9	10	10
Gabon	0.33	0.23	0.19	0.12	0.08	All Categories					
Turkmenistan	0.14	0.22	0.19	0.13	0.09	Gas	40	47	52	59	64
Brunei	0.18	0.19	0.14	0.09	0.05	Liquids	74	80	87	72	60
Chad	0.00	0.18	0.25	0.13	0.07	Processing Gain	1.5	1.6	1.7	1.4	1.2
Thailand	0.11	0.18	0.16	0.08	0.04	Total	116	128	140	132	125
Uzbekistan	0.16	0.16	0.15	0.10	0.06	Balance	Demand+1.5%yr				
Trinidad	0.12	0.15	0.12	0.08	0.06	Liquids Mb/d					
Italy	0.09	0.12	0.09	0.06	0.04	Supply	75	82	89	73	61
Peru	0.10	0.11	0.09	0.07	0.05	Demand	75	82	88	103	119
Romania	0.12	0.10	0.09	0.08	0.07	Balance	0	0	0	-30	-58
Ukraine	0.07	0.09	0.08	0.07	0.05	NOTES					
Cameroon	0.09	0.08	0.06	0.03	0.02	Regular Oil includes condensate (in oilfields)					
Tunisia	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	#1) Bitumen, Extra-Heavy Oil, Heavy Oil (<17.5)					
Germany	0.06	0.07	0.05	0.03	0.02	#2) Oil in water depth of more than 500m					
Pakistan	0.04	0.06	0.05	0.03	0.01	#3) Oil from oil-shales, coal					
Sharjah	0.05	0.05	0.04	0.02	0.01	#4) Liquids from Natural Gas plants & gasfields					
Papua	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	Base Case Scenario assumes negligible spare capacity with decline at current or midpoint depletion rate, save in Middle East Gulf					
Netherlands	0.05	0.04	0.04	0.03	0.02	ME-Gulf = A.Dhabi, Iran, Iraq, Kuwait, NZ, S.Arabia					
Turkey	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	Eurasia= FSU, E.Europe & China					
Bolivia	0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	N.America = USA & Canada					
Bahrain	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	Venezuela I = ordinary heavy					
France	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	Venezuela II = 4 Extra-Heavy oil projects					
Hungary	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	Demand is based on a notional increase of 1.5% a					
Croatia	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	a year, which is unlikely to be met as shortages					
Austria	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	grow and prices soar.					
Chile	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00						
Albania	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00						

REGULAR CONVENTIONAL OIL PRODUCTION TO 2075 (Excluding heavy, deepwater and polar oils, and NGL)																Reference Date: end 2005 Revised 18/03/2006			
Country	Region	KNOWN FIELDS										NEW FIELDS	ALL FUTURE	TOTAL	DEPLETION		PEAK		
		Present		Past		Reported Reserves				Future	Total Found				Rate	Mid Point	Disc	Prod	
		Gb/d 2005	Gb/a 2005	Gb	Syr Trend	Disc 2005	Average	Deductions Static	Other										% Disc
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Saudi Arabia	A	9155	3.34	104	4%	0.3	262	0.00	0.0	94%	154	258	17.1	171.2	275	1.9%	2015	1948	2014
Russia	B	9215	3.36	134	7%	0.7	75	-9.61	-37.0	92%	73.0	207	18.3	91.3	225	3.6%	1996	1960	1987
USA	C	1084	1.31	175	-3%	0.1	24	0.00	-7.6	99%	22.9	197	1.9	25.4	200	4.9%	1971	1930	1971
Iran	A	3880	1.42	58.6	1%	0.5	132	0.00	0.0	91%	88.2	128	12.2	81.4	140	1.7%	2013	1961	1974
Iraq	A	1840	0.67	28.3	-4%	0.0	115	-9.00	0.0	93%	83.8	92.9	7.1	70.7	100	0.9%	2029	1928	2020
Kuwait	A	2140	0.78	33.0	5%	0.0	100	0.00	0.0	94%	51.3	84.3	5.7	57.0	90	1.4%	2023	1938	1971
Venezuela	D	1806	0.66	48.1	-5%	0.1	71	0.00	0.0	93%	33.5	81.6	5.9	39.4	88	1.6%	1999	1941	1970
Abu Dhabi	A	2050	0.75	20.1	2%	0.1	89	-11.00	0.0	93%	40.4	60.5	4.5	44.9	85	1.6%	2022	1964	2015
China	B	3635	1.33	32.4	2%	0.1	18	-3.85	0.0	95%	24.8	57.2	2.8	27.6	80	4.6%	2003	1959	2005
Mexico	D	3320	1.21	33.7	1%	0.2	17	0.00	0.0	94%	18.0	52.6	3.4	22.3	58	5.1%	2000	1977	2004
Libya	E	1640	0.60	24.8	4%	0.0	38	0.00	-6.0	92%	25.9	50.4	4.8	30.4	55	1.9%	2009	1961	1970
Nigeria	E	2379	0.87	24.9	3%	0.1	36	0.00	-6.0	92%	25.8	50.5	4.5	30.1	55	2.8%	2004	1967	2005
Kazakhstan	B	970	0.35	7.0	7%	0.7	26	-1.03	0.0	91%	38.9	43.9	4.1	41.0	48	0.9%	2030	2000	2020
Norway	F	2710	0.99	18.5	-4%	0.2	9	0.00	0.0	94%	10.8	30.1	1.9	12.5	32	7.3%	2001	1979	2001
Indonesia	G	945	0.34	20.8	-4%	0.1	5	0.00	0.0	97%	10.0	30.9	1.1	11.1	32	3.0%	1993	1945	1977
UK	F	1865	0.68	21.8	-4%	0.2	5	0.00	0.0	97%	7.4	29.2	0.8	8.2	30	7.7%	1997	1974	1999
Algeria	E	1350	0.49	13.5	12%	0.0	13	0.00	0.0	92%	12.3	25.8	2.2	14.5	28	3.6%	2006	1956	2006
Canada	C	1084	0.40	20.0	1%	0.1	51	0.00	-17.4	97%	5.1	25.1	1.2	6.0	28	6.2%	1988	1958	1973
Azerbaijan	B	400	0.15	8.5	7%	0.1	7	-0.37	0.0	91%	10.8	19.1	1.9	12.5	21	1.2%	2013	1871	2015
Qatar	H	800	0.29	7.8	4%	0.0	18	-1.08	-25.0	90%	5.9	13.5	1.5	7.4	15	3.8%	2005	1940	2005
Egypt	E	696	0.25	9.5	-2%	0.1	4	-0.79	0.0	95%	3.9	13.3	0.7	4.5	14	5.3%	1995	1965	1995
Oman	H	765	0.28	7.8	-4%	0.0	6	-1.54	0.0	96%	5.5	13.4	0.8	6.2	14	4.3%	2002	1962	2001
N.Zone	A	575	0.21	7.3	0%	0.0	5	-3.00	0.0	93%	5.3	12.6	0.8	6.2	14	3.3%	2002	1951	2000
Argentina	D	608	0.22	8.0	-4%	0.1	2.7	0.00	0.0	98%	3.8	12.8	0.2	4.0	13	5.3%	1996	1960	1998
India	G	660	0.24	8.3	1%	0.1	5.1	0.00	0.0	95%	5.1	11.4	0.8	5.7	12	4.1%	2003	1974	2004
Malaysia	G	828	0.30	8.2	2%	0.1	3.8	-0.91	0.0	95%	5.2	11.4	0.8	5.8	12	5.0%	2004	1973	2004
Colombia	D	520	0.19	6.3	-3%	0.1	1.5	-0.58	0.0	94%	3.1	9.4	0.8	3.7	10	4.9%	1999	1992	1999
Angola	E	595	0.22	5.3	-3%	0.0	8.1	-2.09	-9.7	91%	3.4	8.7	0.8	4.2	8.5	4.9%	2003	1971	1998
Australia	G	440	0.16	8.3	-6%	0.1	3.2	-0.32	-1.0	90%	2.2	8.5	1.0	3.2	8.5	4.8%	1997	1967	2000
Romania	B	100	0.04	5.9	-3%	0.1	0.8	0.00	0.0	92%	1.5	7.4	0.8	2.1	8.0	1.7%	1970	1857	1976
Ecuador	D	510	0.19	3.8	5%	0.1	4.8	0.00	0.0	97%	4.0	7.8	0.2	4.2	8.0	4.3%	2006	1969	2005
Brazil	D	255	0.09	5.0	-6%	0.1	8.4	0.00	-22.0	97%	2.3	7.2	0.3	2.5	7.5	3.6%	1997	1975	1986
Syria	H	475	0.17	4.3	-2%	0.0	2.7	-2.36	0.0	96%	2.4	6.7	0.3	2.7	7.0	6.1%	2000	1966	1995
Dubai	B	367	0.13	4.1	7%	0.0	2.6	0.00	0.0	88%	1.1	5.3	0.7	1.9	8.0	6.7%	1991	1970	1991
Turkmenistan	B	220	0.08	3.2	8%	0.1	1.18	-0.41	0.0	89%	1.7	4.9	0.8	2.3	5.5	3.3%	1999	1964	1973
Gabon	E	234	0.09	3.1	-4%	0.0	2.43	-0.80	0.0	92%	1.5	4.6	0.4	1.9	5.0	4.3%	1999	1985	1996
Trinidad	D	145	0.05	3.3	6%	0.1	0.94	-0.20	0.0	91%	1.0	4.3	0.4	1.4	4.8	3.6%	1986	1959	1981
Ukraine	B	85	0.03	2.8	3%	0.1	0.66	-0.18	0.0	86%	1.1	3.9	0.8	1.7	4.5	1.7%	1989	1962	1970
Brunei	G	185	0.07	3.2	0%	0.0	1.21	-0.92	0.0	97%	1.2	4.4	0.1	1.3	4.5	4.9%	1990	1929	1978
Vietnam	G	340	0.12	1.3	2%	0.1	1.71	-0.89	-0.3	96%	3.1	4.3	0.2	3.2	4.5	3.7%	2009	1975	2005
Peru	D	105	0.04	2.4	3%	0.0	0.92	0.00	0.0	91%	1.0	3.4	0.3	1.3	3.8	2.8%	1988	1861	1983
Yemen	H	350	0.13	2.0	0%	0.1	3.44	-1.65	0.0	86%	1.2	3.2	0.5	1.8	3.8	6.8%	2004	1978	1999
Sudan	E	290	0.11	0.5	9%	0.0	3.46	-0.38	0.0	79%	2.2	2.8	0.7	3.0	3.5	5.0%	2014	1980	2010
Denmark	F	378	0.14	1.7	2%	0.1	1.40	0.00	0.0	77%	1.0	2.7	0.8	1.8	3.5	7.3%	2005	1971	2004
Congo	E	240	0.09	1.8	-2%	0.1	1.65	-0.97	-0.5	82%	0.7	2.5	0.5	1.2	3.0	6.7%	2002	1984	2000
Uzbekistan	B	160	0.06	1.2	2%	0.0	0.64	-0.33	0.0	81%	1.0	2.2	0.5	1.5	2.8	3.7%	2008	1992	1998
Germany	F	70	0.03	2.0	0%	0.0	0.34	0.00	0.0	96%	0.4	2.4	0.1	0.5	2.5	4.9%	1977	1952	1966
Tunisia	E	72	0.03	1.3	1%	0.0	0.48	-0.18	0.0	96%	0.7	1.9	0.1	0.7	2.0	3.5%	1995	1971	1981
Chad	E	180	0.07	0.2	0%	0.1	1.14	0.00	0.0	63%	1.1	1.3	0.7	1.8	2.0	6.1%	2015	1977	2008
Italy	F	115	0.04	1.0	6%	0.1	0.61	-0.12	-0.3	93%	0.8	1.9	0.1	1.0	2.0	4.0%	2005	1981	2005
Thailand	G	180	0.07	0.8	12%	0.0	0.54	0.00	0.0	94%	1.0	1.6	0.1	1.1	1.7	5.7%	2009	1981	2007
Cameroon	E	82	0.03	1.1	1%	0.0	0.40	-0.74	0.0	95%	0.4	1.5	0.1	0.5	1.8	5.8%	1995	1977	1986
Bahrain	H	34	0.01	1.0	2%	0.0	0.12	-0.02	0.0	92%	0.4	1.4	0.1	0.5	1.5	2.5%	1985	1932	1970
Netherlands	F	44	0.02	0.9	-2%	0.0	0.13	-0.05	0.0	93%	0.4	1.3	0.1	0.5	1.4	3.4%	1990	1980	1987
Bolivia	D	41	0.01	0.5	7%	0.1	2.72	-0.05	0.0	87%	0.8	1.1	0.2	0.8	1.3	1.9%	2016	1966	2010
Turkey	H	42	0.02	0.8	-3%	0.0	0.30	-0.05	0.0	90%	0.2	1.1	0.1	0.3	1.2	4.5%	1992	1969	1991
Hungary	B	20	0.01	0.7	-3%	0.0	0.14	0.00	0.0	100%	0.2	1.0	0.1	0.3	1.0	2.4%	1987	1964	1987
Croatia	B	18	0.01	0.5	-4%	0.0	0.07	0.00	0.0	83%	0.3	0.8	0.2	0.5	1.0	1.3%	2003	1950	1988
France	F	22	0.01	0.7	-4%	0.0	0.15	0.00	0.0	95%	0.2	0.9	0.1	0.3	1.0	3.0%	1987	1958	1988
Austria	F	17	0.01	0.8	-2%	0.0	0.07	-0.01	0.0	92%	0.1	0.9	0.1	0.2	1.0	2.9%	1970	1947	1955
Pakistan	G	64	0.02	0.5	1%	0.0	0.29	0.00	0.0	92%	0.3	0.8	0.1	0.4	0.9	5.9%	2001	1983	1992
Papua	G	46	0.02	0.4	-4%	0.0	1.00	-0.05	0.0	97%	0.5	0.9	0.0	0.5	0.9	3.2%	2006	1987	1993
Albania	B	6	0.00	0.5	0%	0.0	0.19	0.00	0.0	92%	0.2	0.7	0.1	0.3	0.8	0.8%	1986	1928	1983
Sharjah	H	50	0.02	0.5	1%	0.0	1.50	-0.0.											