

CAPÍTULO 3

Situación de las reservas probadas, probables y posibles

3.1 Cantidad total de hidrocarburos. La información actualizada sobre la existencia de petróleo y gas en la tierra presenta los siguientes datos (RSBS, 2005):

- Hasta la fecha se han extraído 1,5 billones (1,500,000,000,000) de barriles de petróleo equivalente. Esa cantidad aproximadamente también será la requerida por el mundo para los próximos 25 años.
- En la tierra existen por lo menos 20 billones de barriles equivalentes de petróleo y gas.
- Técnicamente sería posible aprovechar entre 5 y 10 billones de barriles equivalentes.

3.2 Reservas existentes en el mundo. Para la estimación apropiada del precio que alcance el petróleo en los próximos años, es muy importante combinar la información respecto de las reservas vs. el consumo. Probst (2001) refiere que el geólogo texano, empleado por muchos años de la empresa Shell, Marion King Hubbert (1903 – 1989), propuso que la producción de petróleo en el tiempo se aproximaba a una curva llamada en su honor la “curva de Hubbert”, también conocida como de crecimiento logístico para la producción basada en un recurso no renovable.

Según este modelo logístico, primero se encuentra un uso para algún recurso, luego se inicia la producción, la cual crece en forma exponencial al no haber en esta fase límites de disponibilidad, se llama a esta fase “de crecimiento no restringido”. Esta fase se ha cumplido en todas las regiones productoras del mundo, menos en el Golfo Pérsico, debido a la restricción en los niveles de producción adoptados por la OPEP en los años setenta. Conforme crece la utilización del recurso, primero se explotan las reservas con acceso más fácil y económico. Poco a poco se tiene que hacer uso de recursos con más difícil acceso. El consumo continúa creciendo al haber cada día más y más gente que lo requiere. Eventualmente se llegará a un momento en el cual es más difícil encontrar más reservas, la demanda es mayor que la oferta. Este punto se llama el pico de Hubbert. Después de llegarse a ese punto, el precio del recurso crece mucho, esto frena el consumo hasta el nivel de la oferta, la cual continúa decayendo hasta que la explotación del recurso cuesta tanto, que prácticamente desaparece. La curva tendrá una extensión a la derecha en función de si hay nuevos descubrimientos del recurso. En la figura 3.1 se reproduce la curva de Hubbert.

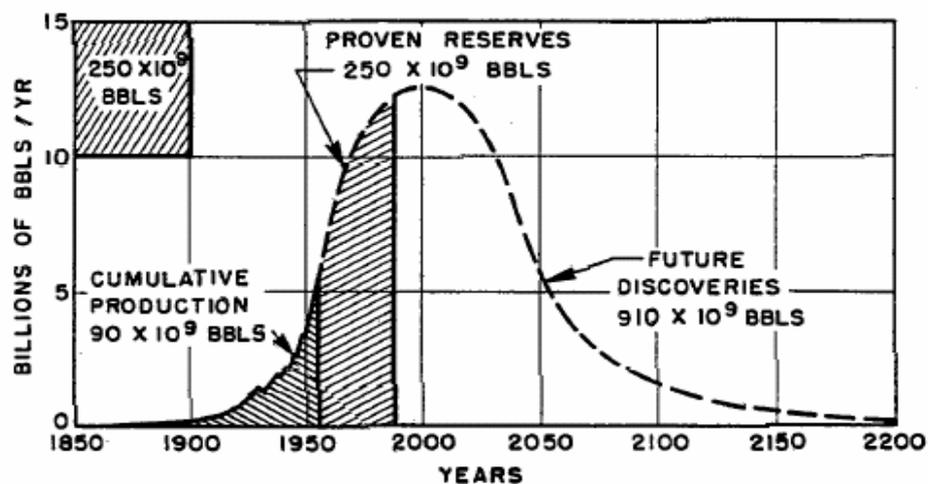


Figura 3.1, curva de Hubbert, tomada de Wikipedia (Ref. 1), en octubre 20 de 2005, de: <http://outsidethebeltway.com/fotos/hubbertworld.jpeg>

Hubbert aplicó la teoría y la alimentó con la información con la cual contaba en ese tiempo, y predijo el pico de la producción de petróleo en EEUU para 1970, basado en el desarrollo de los descubrimientos de años anteriores. Su predicción falló por 4 años, pues se alcanzó el máximo en ese país el año 1974.

Desde su publicación las previsiones de Hubbert para la producción de crudo en diferentes regiones de EEUU se han cumplido en un 95%. Ver la figura 3.2.

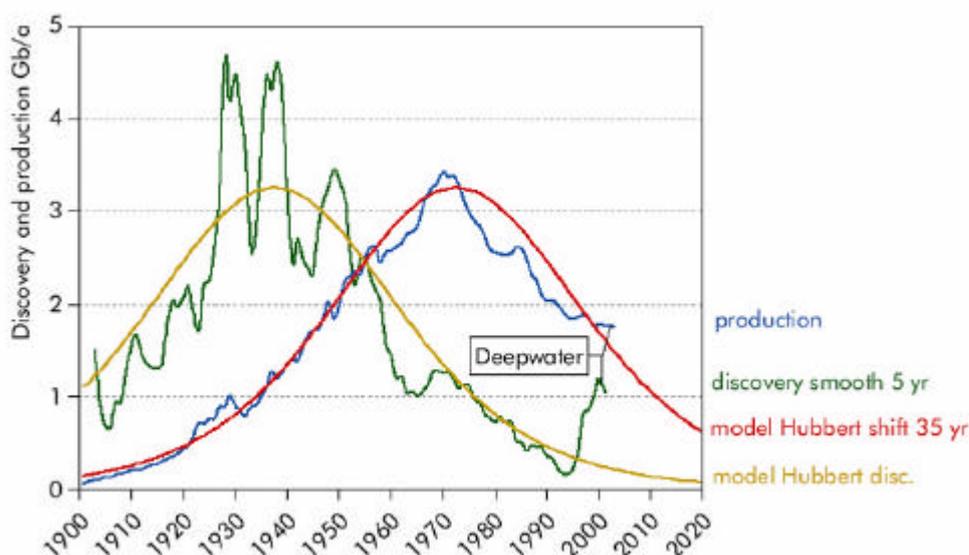


Fig. 3.2, predicciones de Hubbert para EEUU, extraída en octubre 20 de 2005 de:
<http://www.crisisenergetica.org/articulo.php?story=20051017025423779&mode=print>

La metodología de Hubbert para predecir el patrón de explotación de recursos ha sido generalmente aceptada, aunque algunos opinan que el éxito en la predicción para EEUU no puede ser garantía para predecir los resultados de todo el mundo. La mayoría de los especialistas siguen tomando las predicciones de Hubbert como apropiadas para describir la realidad. Los descubrimientos inesperados así como el avance tecnológico para explotar algunos yacimientos considerados como inaccesibles pueden desplazar la curva poco más a la derecha.

Para el resto del mundo Hubbert previó el pico en la producción de crudo en el año 2000. Basados en esa teoría han publicado varios investigadores curvas con sus pronósticos sobre la producción de crudo y de otros energéticos. Collin J. Campbell, otro geólogo inglés, predice que el pico llegará en 2007 (Wikipedia, Ref. 2). En la figura 3.3 se muestra la predicción de Campbell para la producción de petróleo en las diferentes regiones del mundo. Otros expertos llegan al año 2010 como el del pico en la producción mundial algunos más optimistas llegan a años muy posteriores, sin embargo todo indica que entre 2005 y 2010 estará el pico.

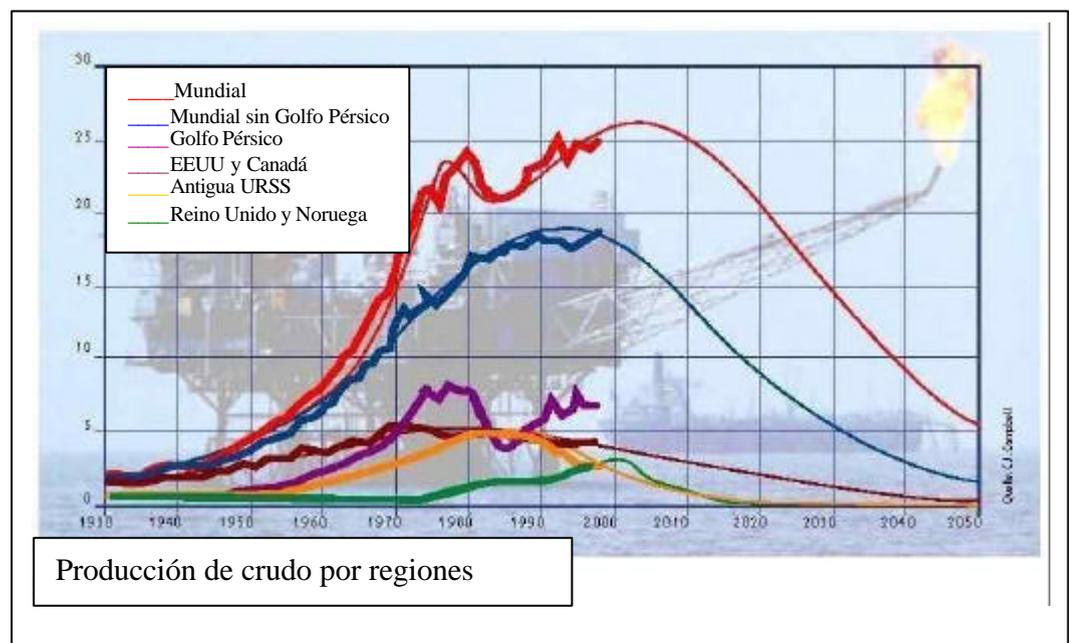
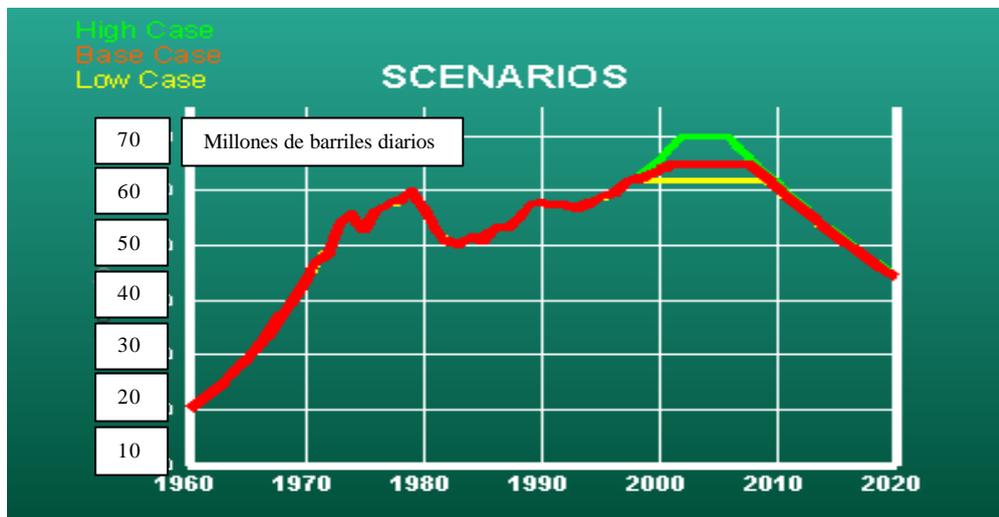


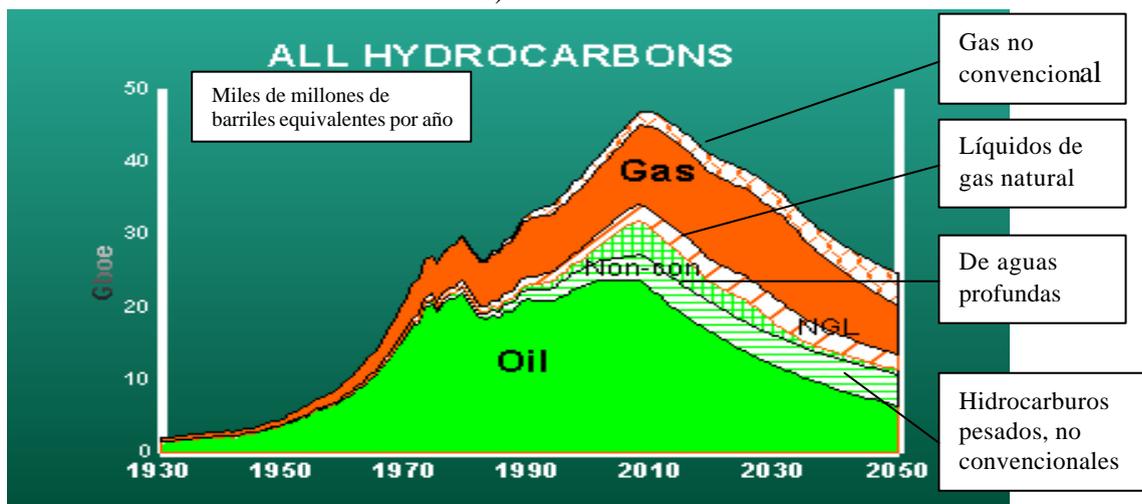
Figura 3.3, curva de Campbell, producción de petróleo por regiones, extraída en octubre 20 de 2005 de: Bund Lemgo Freunde der Erde, <http://www.bund-lemgo.de/59.html>

Las figuras 3.4 a) y b), también de Campbell, representan la producción de petróleo acumulada de todas las regiones en millones de barriles por año y la de todos los hidrocarburos en miles de millones de barriles (o equivalente) por año. En la figura 3.4 a),

aparecen con diferente color tres posibilidades de consumo para los próximos años: alta, baja y media, aunque a largo plazo no se ve gran diferencia, según Campbell (1999).



a)



b)

Figuras 3.4, curvas de Campbell para pronosticar la producción de crudo a) y de todos los hidrocarburos b) en el mundo, extraídas en octubre 19 de 2005 de: <http://www.hubbertpeak.com/campbell/commons.htm>

Otras curvas interesantes acerca de la producción de crudo y de las reservas en el mundo se muestran en el capítulo 4, en relación con los precios esperados del crudo, ya que éstos dependen directamente de aquéllas.

3.3 Reservas en México. Con respecto a México, las estimaciones relativas al pico de la producción de crudo señalan aproximadamente el año 2006-2007. Ver la figura 3.5.

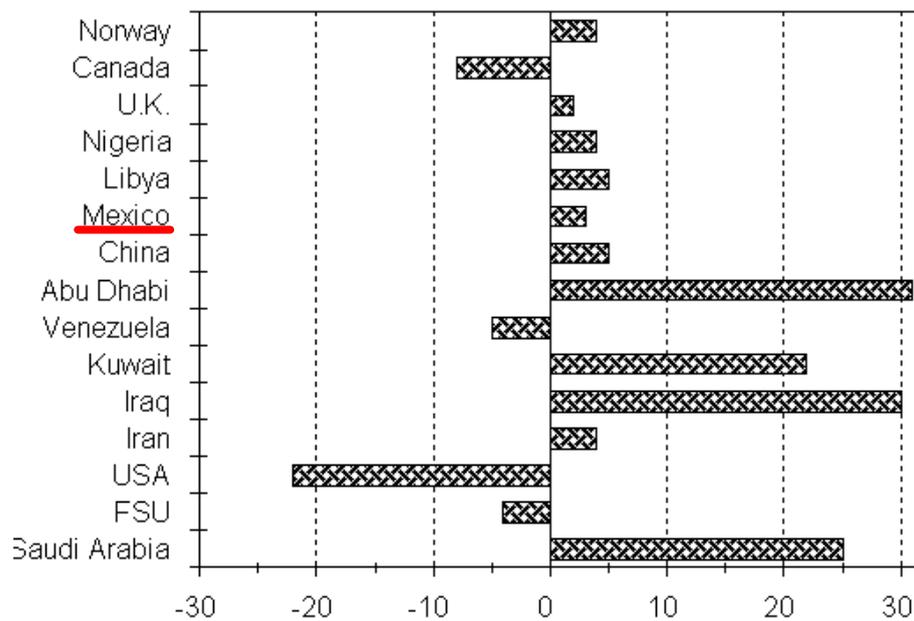


Fig. 3.5, estimaciones de Hubbert para la llegada del pico de la producción de varios países. Estimación de 2003, extraída en octubre 21 de 2005 de: <http://www.hubbertpeak.com/summary.htm>

Según los expertos mencionados y muchos otros, el pico en la producción mundial no está demasiado lejos, a menos que se hagan descubrimientos inesperados a estas alturas. Siguiendo con la lógica de Hubbert, lo que ahora sigue es explotar los yacimientos con costos de producción más altos, conforme se vayan agotando los yacimientos con costos de extracción bajos.

En el caso de México, se trataría de perforar en aguas más profundas en el Golfo de México, la mayoría de los pozos perforados por Pemex en el Golfo de México tienen una profundidad máxima de 100 metros aproximadamente, pero ya se ha perforado uno a más de 600 metros. Sin embargo habrá que llegar en el próximo futuro a profundidades de 2000

metros. La extracción de sitios menos accesibles permitiría continuar con el nivel de producción similar al actual, o aumentarlo un poco.

El hecho de tener que perforar en zonas con costos más altos no significa necesariamente una pérdida en la rentabilidad de Pemex, si se considera que los precios también irán a la alza y muchas empresas petroleras, no sólo Pemex, tendrán mayores costos de extracción, pues se trata de un recurso no renovable y la demanda mundial forzaría el pico de producción a los niveles de las expectativas altas. Para los efectos de la simulación, se considerarán diferentes escenarios de precios en lo que toca a México en el capítulo 6.

3.4 Reposición de reservas. El volumen que se extrae año con año no ha sido repuesto con nuevos descubrimientos desde hace tiempo. Esto significa que las reservas probadas disminuyen año con año en promedio en el mundo. El caso de México no es diferente, pues las reservas probadas eran en 2000 en números redondos 20 000 millones de barriles y al cierre de 2004 son 17 450 millones (PEMEX, reporte anual 2004). Desde 1980 se consume el petróleo más rápido de lo que se descubre (tal como lo explica Hubbert). De cada 4 barriles que se consumen en el mundo ahora, se repone uno de reserva (Planetforlife, 2005). En la tabla 3.1, que se verá también en el capítulo 5, se ve cómo de 1998 a 2002 la mayoría de los países han mantenido sus reservas al mismo nivel, algunos como Qatar (caso extremo), Nigeria, Líbano y Rusia las han aumentado sensiblemente, mientras que México no las ha repuesto, pues en 2002 sólo tenía el 26% de las reservas registradas en 1998. La explicación es lo poco que se ha invertido en exploración.

PAÍS	RESERVA COMPROBABLE (Millones d Barriles)		(2/1)VARIACIÓN
	(1) 1998	(2) 2002	
Qatar ¹	3,700	15,207	411%
Nigeria	22,500	31,506	140%
Líbano	29,500	36,000	122%
Rusia	65,405	77,832	119%
Indonesia	5,100	4,722	108%
Canadá	4,876	5,200	106.6%
Irán	93,700	99,080	105%
Venezuela	76,108	77,800	102%
Arabia Saudita	26,1542	26,2790	100.4%
Argelia	11,314	11,314	100%
Emiratos Árabes	97,800	97,800	100%
Kuwait	96,500	96,500	100%
Noruega	10,366	10,265	99%
Irak	112,500	115,000	92%
Reino Unido	5,190	4,715	91%
China	24,000	18,250	76%
México	47,822	12,622	26%

Tabla 3.1, variación en las reservas de los principales países petroleros de 1998 a 2002. Extraída del Centro de Investigaciones Estratégicas para México, en noviembre 19 de 2006, de: <http://www.ciex.info/html/inv0301.html>

3.5 Balance energético. La principal utilización del petróleo es como fuente de energía, quemándolo a fin de cuentas en el motor de un automóvil, en la calefacción de un hogar o en una planta generadora de electricidad, con la consecuencia de ensuciar más o menos el ambiente. Los otros usos dados a este recurso, como la fabricación de nuevos materiales, fertilizantes, medicinas y hasta alimentos, ha sido más bien marginal. Hubbert prevé que

cuando la energía necesaria para extraer el recurso sea mayor que la energía obtenida de él, o sea que el balance energético ya no sea positivo, en ese momento a más tardar desaparece la explotación.

El recurso restante sin explotar estará intacto hasta que el costo de la energía para aprovecharlo sea menor que el rendimiento del recurso, o sea cuando el “retorno de la inversión” (ROI) sea positivo. El concepto “retorno energético sobre la energía invertida” (EROI, energy return on energy invested) ((Planetforlife, 2005) significa una contabilidad hecha en unidades energéticas. Es posible calcular el costo en energía para explorar y perforar un pozo, se requiere energía para el acero utilizado, para el taladro, las bombas, etc. Esta energía se resta de la energía que se obtendrá del pozo ; si el balance ya no es positivo no tiene caso extraer el recurso, a menos que se use para otro fin que no sea el de quemarlo para obtener energía. Es de esperarse que se seguirá extrayendo petróleo económicamente por mucho tiempo, aunque sea en menores cantidades, para los otros fines diferentes de la obtención de energía. El EROI obtenido del petróleo hace aproximadamente 50 años era de 200. El logro en la extracción de petróleo de aguas profundas es de menos de 5

Respecto de las reservas de México, en la página oficial de Internet de Pemex se encuentra la información correspondiente a las reservas probadas, probables y posibles de crudo equivalente.

3.6 Definición de reservas. Antes de presentar el valor de las reservas publicado por Pemex, se dan las siguientes definiciones, tomadas del glosario de Pemex (Pemex, Ref. 4)

Reservas probadas: Las reservas probadas son las que suministran la producción y financieramente soportan los proyectos de inversión, constituyen el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales..., si se emplea un método probabilista, ... la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más. Un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas. El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo con la información de geología e ingeniería disponibles.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo. Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables en yacimientos análogos.

***Reservas posibles:** Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos: prueba piloto, está planeada pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda de que el proyecto será comercial*

Se llama: Reserva 1P a la reserva probada. Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables y Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

3.7 Distribución de reservas por tipo. ¿Cómo están constituidas esas reservas? Los 46,914.1 millones de barriles son de petróleo equivalente e incluyen probadas probables y posibles, o sea es la suma llamada 3P. En la siguiente tabla, la no. 3.2, podemos ver su composición, todo en millones de barriles: 17,649.8 reservas probadas, (que constan de 12,882.2 de aceite o crudo, 518.7 de condensados, 1,401.8 de líquidos de planta y 2,847.1 de gas). 15,386.1 de reservas probables (su desglose se puede ver en la tabla 3.2) y 13,428.2 de posibles.

En cuanto al detalle de su composición, bs 46,914.1 millones de barriles equivalentes constan de:

33,312 millones de barriles de crudo propiamente dicho,

835.3 millones de condensados (Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados),

3,412.6 millones de líquidos de planta (Líquidos de gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistentes de etano, propano y butano principalmente) y

9,354.0 millones de barriles equivalentes de gas (Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco).

**Pemex Exploración y
Producción
Reservas de hidrocarburos al
1 de enero de 2005**

	Volumen original aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Reserva de hidrocarburos Aceite Condensado mmb mmb		Líquidos de planta *	Gas seco ** mmbpce	Reserva de gas Gas natural Gas seco mmmpc mmmpc	
Totales (3P)	280,390.6	239,635.8	46,914.1	33,312.2	835.3	3,412.6	9,354.0	63,878.8	48,649.4
Probadas	143,575.9	171,501.4	17,649.8	12,882.2	518.7	1,401.8	2,847.1	20,432.5	14,807.5
Probables	83,333.7	37,674.2	15,836.1	11,621.2	168.9	980.2	3,065.8	20,703.4	15,945.0
2P	226,909.7	209,175.6	33,485.9	24,503.4	687.6	2,382.0	5,912.9	41,135.9	30,752.5
Posibles	53,481.0	30,460.1	13,428.2	8,808.9	147.7	1,030.6	3,441.1	22,742.8	17,896.9

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 oC y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Tabla 3.2 (Tomada de Pemex) composición de las reservas totales o 3P extraída en septiembre 26 de 2005 de: http://www.pemex.com/files/content/pep_anexo_04.pdf

Esta riqueza almacenada en el subsuelo es la base económica de Pemex, equivale a dinero enterrado. Sin la materia prima “petróleo” no existe petroquímica ni básica, ni secundaria.

3.8 Valor de las reservas. ¿Cuánto vale con los precios actuales ese recurso hasta agotarlo suponiendo que las reservas probables y posibles se confirmaran y que el precio se mantuviera en 30 dólares por barril para el crudo y 11 dólares por mil pies cúbicos el gas?

El precio de la mezcla mexicana de exportación del 30 de noviembre de 2005, publicado como referencia por Pemex, (Pemex, Ref. 5) es de 41.80 dólares por barril, y el del gas es de 7 dls. los mil pies cúbicos (pero el precio en el mercado de Norteamérica es de 11 dls. y va a la alza).

Para crudo y líquidos:

$$(33,312,200,000 + 835,300,000 + 3,412,600,000) \text{ barriles} \times 30\text{US\$/barril} = 1,126,803,000,000 \text{ US\$}$$

Para gas:

$$48,649,400,000,000 \text{ pies cúbicos (convertidos a petróleo equivalente, son los } 9,354,000,000 \text{ barriles mencionados arriba)} \times 11 \text{ US\$/ } 1,000 \text{ piés cúbicos} = 535,143,400,000 \text{ US\$}.$$

Gran total entre crudo, líquidos y gas: 1,661,946,400,000 dólares o sea un billón seiscientos sesenta y un mil novecientos cuarenta y seis millones cuatrocientos mil dólares, sin considerar la pérdida del valor del dinero en el tiempo (billones del sistema métrico decimal, que son millones de millones, no miles de millones llamados billones en EEUU).

De ello hay que deducir en primera instancia los costos y luego las cargas fiscales y financieras, pero eso se verá en el capítulo 6.

3.9 Ritmo de reposición de reservas. Debido al avance en los métodos exploratorios, nuevos descubrimientos y avances tecnológicos, cada año se añade a las reservas probadas cantidades adicionales, lo deseable sería añadir cada año a las probadas, probables y posibles nuevas cantidades, mayores que lo extraído. Pero no siempre se compensa la cantidad extraída durante el mismo periodo.

Esto origina que la cantidad de las reservas probadas disminuya cuando en el mismo periodo no se “repone” lo que se extrae con la misma cantidad o más de reservas que pasen de probables a probadas en el mismo periodo.

En el caso de Pemex, en los últimos años ha habido una disminución de las reservas probadas, como se muestra en la tabla adjunta, la no. 3.3. (También tomada de Pemex).

Durante 2004, por ejemplo se extrajeron en números redondos 1,600 millones de barriles equivalentes, pero sólo se añadieron 1,200 millones a las reservas probadas, probables y posibles. Además por revisiones y desarrollos se redujeron 800 millones. Por ello la reserva que al 1 de enero de 2004 era de 48,000 millones de barriles equivalentes, bajó un año después a 46,914 millones de barriles, como se aprecia en la figura no. 3.6 anexa.

Reservas totales de hidrocarburos

PERIODO	Total mmbpce a/	Petróleo Crudo mmb	Condensados mmb b/	Gas Seco mmbpce	Relación Reservas /Producción años
1980	45,803	30,616	2,944	12,243	58
1981	60,126	44,161	3,063	12,902	59
1982	72,008	48,084	8,914	15,010	60
1983	72,008	48,084	8,914	15,010	52
1984	72,500	49,911	7,185	15,404	54
1985	71,750	49,260	7,150	15,340	54
1986	70,900	48,612	6,981	15,307	54
1987	70,000	48,041	6,839	15,120	55
1988	69,000	47,176	6,934	14,890	52
1989	67,600	46,191	6,821	14,588	54
1990	66,450	45,250	6,733	14,467	53
1991	65,500	44,560	6,738	14,202	52
1992	65,000	44,292	6,633	14,075	50
1993	65,050	44,439	6,786	13,825	50
1994	64,516	44,043	6,733	13,740	49
1995	63,220	43,127	6,648	13,445	48
1996	62,058	42,146	6,650	13,262	48
1997	60,900	42,072	6,400	12,428	43
1998	56,505	39,841	5,966	10,698	39
1999	57,741	41,064	5,875	10,803	39
2000	58,204	41,495	6,036	10,673	41
2001	56,154	39,918	5,574	10,662	38
2002	52,951	38,286	4,927	9,738	35
2003 ^c	50,032	36,266	4,384	9,382	33
2004	48,041	34,389	4,229	9,423	30
2005	46,914	33,312	4,248	9,354	29

mmbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
mmb: millones de barriles.

a/ Información de principios de cada año. A partir del primero de enero de 1998, las reservas totales se expresan de acuerdo con definiciones, métodos y procedimientos aceptados por la industria petrolera internacional e incluyen las reservas probadas, probables y posibles. Por lo tanto, a partir de ese año las cifras no son comparables con las de años anteriores.

b/ Incluye a los líquidos de las plantas en proceso.

c/ A partir de este año se utiliza para la evaluación de las reservas la metodología de la Securities and Exchange Commission (SEC).

FUENTE: Las reservas de Hidrocarburos de México, Pemex Exploración y Producción y Anuario Estadístico Pemex, varios años.
<http://www.energia.gob.mx/work/resources/LocalContent/3059/1/reservas%20totales060905.xls>

Tabla 3.3 (Tomada de Pemex) disminución en las reservas 3P

Estimación al 1 de enero de 2005

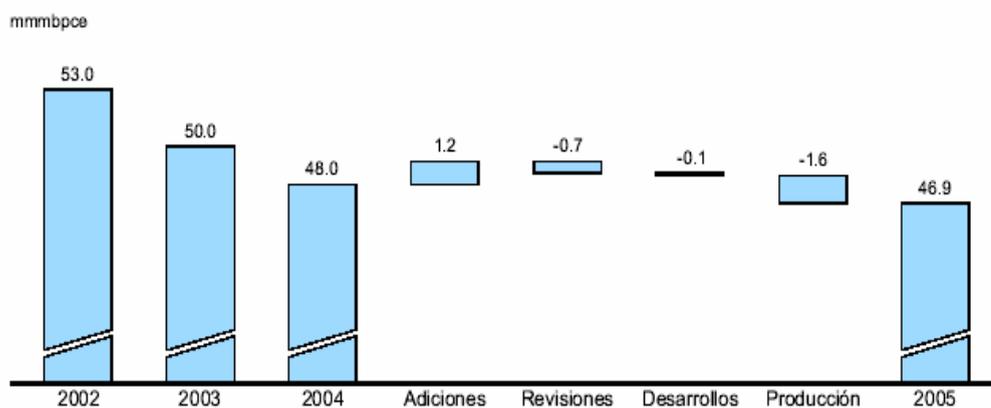


Figura 3.6, reducción en las reservas de petróleo equivalente del 2002 al 2004, extraída de la página de Pemex del reporte *Estimación de las reservas al 1 de enero de 2005*, en diciembre 2005 de: http://www.pemex.com/files/dcf/Capitulo_3_2005.pdf

A pesar de que en el año 2005 no se “repuso” la cantidad extraída, la suma de las reservas al final de 2004, más lo que se extrajo, sí es mayor al valor de las reservas un año antes, o sea si en 2004 no hubiera habido extracción, al final del año las reservas hubieran sido: $48,000 + 1,200 = 49,200$ millones de barriles. Algunos especialistas opinan que la disminución en el descubrimiento de nuevas reservas se debe en parte a la escasez del recurso (como ya se había comentado al hablar de la curva de Hubbert), pero también a que en los últimos años los esfuerzos de Pemex han sido enfocados a la búsqueda de gas no asociado a los yacimientos de petróleo, con poco éxito. Pemex destacó que de su producción del año 2004 (3.38 millones de barriles al día), 42% provino de campos nuevos, descubiertos a partir de 2001.

En escala mundial la cantidad de reservas descubiertas ya es menor desde la década de 1980 a la cantidad de crudo extraído, como se puede ver en la figura 3.7.

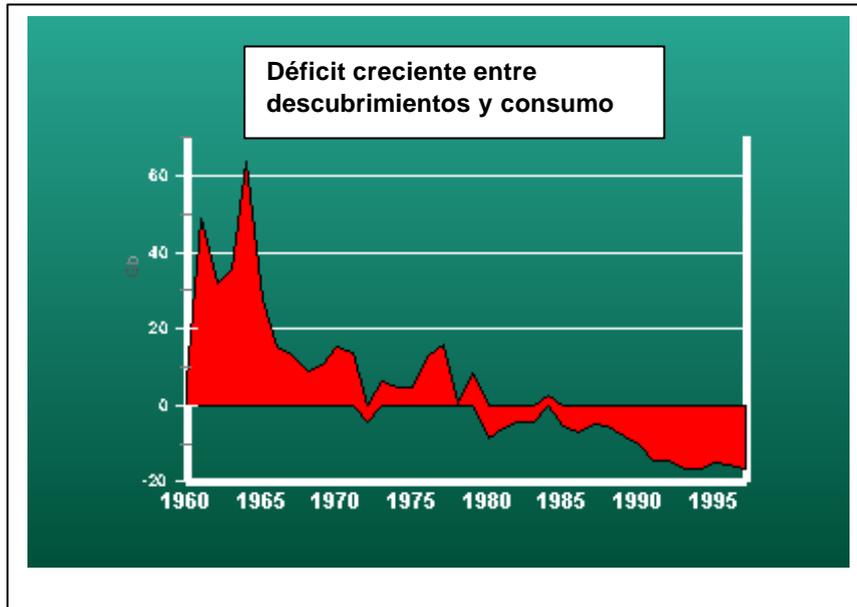


Figura 3.7, déficit creciente entre las reservas descubiertas y el consumo de hidrocarburos, extraídas en octubre 19 de 2005 de: <http://www.hubbertpeak.com/campbell/commons.htm>

En la simulación que será realizada en el capítulo 7 se supone que no hay nuevos descubrimientos en México, sino sólo se confirman los probables y los posibles. Esto va de acuerdo con los pronósticos menos optimistas según la curva de Hubbert, pero al tratar el caso como un proyecto de inversión, se evitará en este aspecto cargarse hacia el lado optimista.

Para concluir el tema de las reservas, respecto de la cantidad de petróleo y gas existentes en los yacimientos, en la tabla 3.2 aparecen dos columnas llamadas “volumen original” de aceite y gas natural, las cuales son mucho mayores que la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Las definiciones según Pemex (Pemex, Ref. 6) de esos volúmenes originales son:

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

Volumen original de petróleo o aceite: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

Por lo tanto, no es descabellado asumir para el proyecto de inversión que las reservas probables y posibles durante el desarrollo del proyecto pasarán a probadas y explotables. A qué costo, eso se verá luego.

Al ritmo de la producción anual de 2005, con un promedio de 3.4 millones de barriles, abreviado mmb (miles de miles de barriles por día), se agotaría la reserva probada de crudo en (datos tomados de la tabla 3.2):

$$12,882.2 \text{ mmb} / 3.4 \text{ mmb cada día} = 10.37 \text{ años}$$

La probable (si pasa a probada) se agotaría en:

$$11,621.2 \text{ mmb} / 3.4 \text{ mmb cada día} = 9.35 \text{ años}$$

La posible, si pasa a probable y luego a probada:

$$8,808.9 \text{ mmb} / 3.4 \text{ mmb cada día} = 7.09 \text{ años.}$$

En total serían casi 27 años con una producción constante. Sin embargo para la simulación se asumirá un ritmo de producción más acorde con la curva de Hubbert, o sea que después de un máximo al que aún no se llega, seguirá una disminución gradual.

En cuanto al gas, las reservas son de 48,649.4 (gas seco) millones de pies cúbicos (mmmpc), se incluyen probadas, probables y posibles. Si se considera un ritmo de producción como el actual, que es de cuatro mil ochocientos sesenta millones de pies cúbicos, o 4,860,000,000 ó 4,860 mmpc por año o 4.86 mmmpc, la reserva de gas duraría 10 años. Hay que insistir en que esa sería la duración basados en el ritmo actual de producción. No se está considerando si se satisface o no la demanda, la cual se sabe aumenta continuamente, ya que la idea de este trabajo no ver cómo garantizarla, sino intentar ver la rentabilidad de Pemex como productor de crudo y gas. Si no pudiese Pemex cumplir con la demanda, se podría importar lo que fuese necesario, pero sería por parte del consumidor.

El crudo entonces se acabaría en aproximadamente 27 años (en la tabla 3.3 de Pemex consideran 29) y el gas en 10. Sin embargo, como mucho gas se obtiene al extraer el petróleo, por lo menos habría gas, aunque a un ritmo de producción menor, los 27 años de vida del petróleo.

En la figura 3.8 se representa la relación que existe entre los diferentes tipos de reservas (Pemex, Ref. 6).



Figura 3.8, relación entre las diferentes reservas de hidrocarburos. Fuente PEMEX, *Definiciones básicas*, extraída en noviembre 8 de 2005, de: http://www.pemex.com/files/DCF/R2002_Capitulo_2.pdf

El ritmo de reposición de reservas se muestra en la figura 3.9. La línea verde representa la producción anual en miles de millones de barriles, la línea naranja representa la cantidad “repuesta”. Prácticamente desde 1990 las reservas han disminuido porque los nuevos descubrimientos no han compensado lo que se extrae. Este es el resultado de lo poco que se ha invertido en exploración. Este hecho es muy importante para la simulación que haremos en el capítulo 7, ya que por no haber invertido suficientemente en exploración la curva de Hubbert específica para México se puede extender más a la derecha, esto ayuda a la rentabilidad del “proyecto de inversión Pemex” al posponer la fase de agotamiento de los mantos petroleros.



Figura 3.9, reposición contra extracción de reservas de 1990 a 2010. Gráfica presentada por Fernando Elizondo Barragán, Srío. de Energía en su conferencia: “Una perspectiva general de la energía en México”, dada en el 19 de mayo del 2005 en Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE), extraída en enero 6 de 2006, de:

http://www.untcip.net/documentos/959523_Perspectiva_Gral_de_la_Energia_en_Mexico_Elozondo.pdf

Si bien las reservas de México como país no son de las más altas en el mundo, sí lo son si se compara Pemex con las otras petroleras mundialmente conocidas, como lo muestra la figura 3.10.

PEMEX

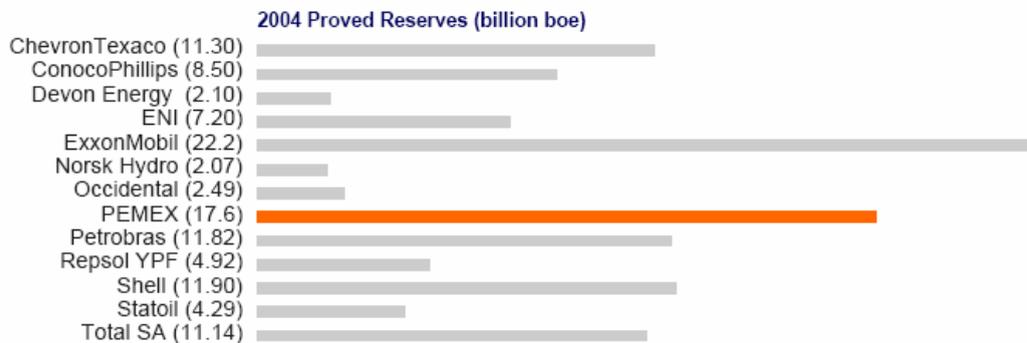


Figura 3.10 reservas probadas de Pemex en petróleo crudo equivalente (quiere decir que se incluye al gas), comparadas con las de otras empresas petroleras. Extraída en noviembre de 2005, de OILVOICE: <http://www.oilvoice.com/m/default.asp>

Finalmente en las figuras 3.11 y 3.12 aparecen las reservas de crudo y gas por país actualizadas al fin de 2004. Fuente: Pemex, Ref. 7.

RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CRUDO, PRINCIPALES PAÍSES, 2005 ^a

	País	Millones de barriles
1	Arabia Saudita	259 400
2	Canadá	178 800
3	Irán	125 800
4	Irak	115 000
5	Kuwait	99 000
6	Emiratos Arabes Unidos	97 800
7	Venezuela	77 226
8	Rusia	60 000
9	Libia	39 000
10	Nigeria	35 255
11	Estados Unidos de América	21 891
12	China	18 250
13	Katar	15 207
14	México	13 401 ^b
15	Argelia	11 800

Total mundial: 1 277 702

a. Al 1 de enero de 2005.
b. Incluye condensados.
Fuente: Oil and Gas Journal y Pemex.

Figura 3.11, reservas de crudo en los principales países productores. Tomada de la página de Pemex

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL, PRINCIPALES PAÍSES, 2005 ^a

	País	Billones de pies cúbicos
1	Rusia	1 680
2	Irán	940
3	Katar	910
4	Arabia Saudita	235
5	Emiratos Árabes Unidos	212
6	Estados Unidos de América	189
7	Nigeria	176
8	Argelia	161
9	Venezuela	151
10	Irak	110
15	Uzbekistan	66
20	Kuwait	55
25	Azerbaijan	30
30	Bolivia	24
34	México	15

Total mundial: 6 040

a. Al 1 de enero de 2005.
Fuente: Oil and Gas Journal.

Figura 3.12, reservas de gas natural en los principales países productores. Tomada de la página de Pemex

3.10 Resumen. En este capítulo se habló de la cantidad calculada de hidrocarburos que se han extraído y pueden extraerse aún de manera económica, según estimaciones de investigadores como Hubbert y Campbell, de las reservas de México y otros países, el ritmo de recuperación de reservas, su clasificación, años estimados de reservas. Se habló también del balance energético y el retorno sobre la inversión energética.