

Financieros PEMEX

Indicador	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Ventas totales ⁽¹⁾	Millones de dólares	47,290	63,817	84,288	97,647	104,548	67,240	98,162	35,058
Costos y gastos de operación	Millones de dólares	22,950	28,264	39,887	44,219	50,211	32,296	55,978	19,605
Rendimiento de operación	Millones de dólares	32,713	40,409	46,277	53,428	54,336	34,945	42,185	15,453
Margen de operación (Rendimiento de la operación/Ventas totales)	%	69%	63%	55%	55%	52%	52%	43%	44%
EBITDA ⁽²⁾	Millones de dólares	28,213	44,972	55,269	72,252	76,723	54,426	71,621	22,863
Impuestos, derechos y aprovechamientos	Millones de dólares	34,037	42,108	53,873	53,566	62,327	42,043	57,001	17,453
Tipo de cambio	Pesos / dólar	11.2360	11.2648	10.7777	10.8810	10.8662	10.3069	13.5383	13.8602
Margen neto (Rendimiento neto/Ventas totales)	%	-8%	-4%	-8%	4%	-2%	3%	-8%	-5%

(1) A partir de 2007 el rubro de ventas totales incluye ingresos por servicios. Antes ingresos por servicios formaba parte de otros ingresos y sólo consideraba ventas en el país y ventas de exportación.

(2) Ventas antes de impuestos, derechos, aprovechamientos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization).

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

Indicador ⁽¹⁾	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Tasa de crecimiento de ventas totales	%	29%	35%	32%	16%	7%	n.d.	-6%	-48%
Tasa de crecimiento de costos y gastos de operación	%	12%	23%	41%	11%	14%	n.d.	11%	-39%
Tasa de crecimiento de rendimiento de la operación	%	19%	24%	15%	15%	2%	n.d.	-22%	-56%
Tasa de crecimiento de margen de operación	%	-8%	-8%	-13%	0%	-5%	n.d.	-17%	-15%
Tasa de crecimiento de EBITDA	%	46%	59%	23%	31%	6%	n.d.	-7%	-58%
Tasa de crecimiento de impuestos, derechos y aprovechamientos	%	16%	24%	28%	-1%	16%	n.d.	-9%	-58%
Tasa de crecimiento de margen neto	%	22%	-54%	137%	-151%	-138%	n.d.	423%	-285%

(1) El indicador corresponde al porcentaje de crecimiento del periodo actual respecto al mismo periodo del año anterior.
n.d no disponible.

Nota: Cálculos con cifras nominales al cierre de cada periodo bajo Normas de Información Financiera.

Perfil de Vencimientos ⁽¹⁾

Al 31 de diciembre de	Unidades	Histórico						
		2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Deuda en pesos	Millones de dólares	5,738	9,737	10,273	8,652	10,830	7,071	9,465
Vencimientos menores a un año	Millones de dólares	324	(6)	1,280	60	1,747	1,147	1,141
Vencimientos menores a dos años	Millones de dólares	339	1,665	454	1,283	43	1,484	1,140
Vencimientos menores a tres años	Millones de dólares	1,543	459	1,282	1,848	2,524	761	1,269
Vencimientos menores a cuatro años	Millones de dólares	425	1,294	1,846	948	968	355	1,731
Vencimientos mayores a cinco años	Millones de dólares	3,107	6,325	5,412	4,512	5,548	3,325	4,184
Deuda en otras monedas	Millones de dólares	37,903	40,152	42,048	37,443	38,003	36,266	37,491
Vencimientos menores a un año	Millones de dólares	4,038	3,355	4,587	6,939	2,667	5,591	2,032
Vencimientos menores a dos años	Millones de dólares	5,699	3,770	4,646	4,924	3,713	6,269	3,425
Vencimientos menores a tres años	Millones de dólares	4,214	4,456	4,970	4,608	6,912	3,374	5,319
Vencimientos menores a cuatro años	Millones de dólares	4,143	5,377	3,873	4,230	4,955	4,145	2,986
Vencimientos mayores a cinco años	Millones de dólares	19,808	23,193	23,973	16,743	19,756	16,887	23,729
Deuda total	Millones de dólares	43,641	49,889	52,322	46,095	48,833	43,337	46,956

(1) Perfil de vencimientos de la deuda consolidada de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

Comentarios generales

- i) Esta propuesta considera que ningún indicador deberá hacerse público si contraviene las disposiciones a las que esta sujeto PEMEX en México y el extranjero.
- ii) Las proyecciones conllevan riesgos inherentes y existen múltiples factores fuera del control de PEMEX que podrían tener u ocasionar una repercusión negativa. Por lo tanto, con el fin de no afectar las obligaciones de deuda existentes ni contrataciones futuras, no se revelan proyecciones de indicadores financieros.
- iii) Ventas totales es la propuesta para el rubro de ingresos totales en PEMEX.
- iv) Costos y gastos de operación es la propuesta para el rubro de costos totales.
- v) El rendimiento de operación es la propuesta para el rubro de utilidad operativa en PEMEX.
- vi) La Tasa de Crecimiento de Margen de Operación y la Tasa de Crecimiento de Margen Neto se reportan para mantener la consistencia con los reportes anteriores. Sin embargo, tanto PEMEX como SENER han identificado que el reporte de tasas de crecimiento de porcentajes positivos y negativos alternados carecen de sentido desde el punto de vista financiero. También la comparación de dos tasas porcentuales negativas resulta confusa. Por ello, PEMEX y SENER trabajan en dos nuevos indicadores que sustituyan a estos y que proporcionen mejor información al lector, que serán incorporados en el reporte del segundo semestre de 2009, ya que esa es la próxima ventana de oportunidad para modificar los indicadores del Programa de Eficiencia Operativa de PEMEX. SENER y PEMEX consideran importante mantener congruencia entre este reporte y el Programa de Eficiencia Operativa (PEO).
- vii) El tipo de cambio utilizado al cierre de año de 2003-2008 es proporcionado por la SHCP de acuerdo a la NGIFG 005 (Norma para ajustar al cierre del ejercicio, los saldos en moneda nacional originados por derechos u obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración). Este corresponde a la serie SF328 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de liquidación cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
El tipo de cambio utilizado en el primer semestre de 2008 corresponde a la serie SF17906 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de determinación (FIX) Cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
A partir de 2009 por mejor práctica y de acuerdo a la NIF B-15 "Conversión de monedas extranjeras", el tipo de cambio utilizado corresponde al promedio del periodo (semestral o anual). Este promedio se calcula a partir del promedio mensual que se obtiene del sistema SAP.
- viii) Las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA son únicamente con fines ilustrativos y de comparación, esto no implica que las cantidades en pesos pueden convertirse a dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Estructura Orgánica PEMEX

Nivel	Remuneraciones enero-junio de 2009 ¹ (miles de pesos)			Número de Empleados ²	Benchmark ³
	Sueldos y Salarios	Prestaciones	Total		
48	1,174.6	195.0	1,369.6	1	
46	11,457.1	1,932.9	13,390.0	11	
45	67,985.0	11,516.0	79,501.0	72	
44	247,405.1	48,976.7	296,381.8	322	
43	5,888.1	1,846.1	7,734.2	9	
42	5,880.1	1,847.7	7,727.8	9	
41	737,368.4	230,497.3	967,865.7	1,214	
40	47,064.6	15,611.2	62,675.8	87	
39	1,566,887.8	527,176.0	2,094,063.8	3,214	
38	158,206.8	65,909.4	224,116.2	442	
37	1,361,389.6	615,874.6	1,977,264.2	4,599	
36	445,451.3	214,954.1	660,405.4	1,374	
35	1,826,049.9	549,328.3	2,375,378.2	7,286	
34	328,390.5	102,570.1	430,960.6	1,204	
33	1,100,519.1	365,921.7	1,466,440.8	4,589	
32	562,640.5	222,488.8	785,129.3	2,952	
31	383,807.5	183,316.9	567,124.4	2,486	
30	392,137.1	202,076.3	594,213.4	2,805	
29	195,831.0	120,659.6	316,490.6	1,730	
28	257,547.6	167,266.5	424,814.1	2,360	
27	206,356.4	137,639.9	343,996.3	1,871	
26	383,304.2	242,446.7	625,750.9	3,150	
25	400,755.8	258,481.7	659,237.5	3,298	
24	538,514.0	387,830.8	926,344.8	5,632	
23	1,310,410.1	919,376.5	2,229,786.6	13,842	
22	374,859.6	263,121.8	637,981.4	4,070	
21	873,105.9	667,388.1	1,540,494.0	9,961	
20	228,785.1	158,484.0	387,269.1	2,304	
19	34,903.9	24,573.1	59,477.0	338	
18	315,180.5	244,649.0	559,829.5	3,759	
17	366,484.8	280,334.8	646,819.6	4,774	
16	503,760.5	447,167.1	950,927.6	7,199	
15	432,788.1	370,649.2	803,437.3	5,599	
14	146,163.9	127,166.1	273,330.0	2,193	
13	678,843.5	617,847.8	1,296,691.3	10,396	
12	216,316.0	199,364.8	415,680.8	3,287	
11	894,647.7	836,572.0	1,731,219.7	14,515	
10	146,163.5	141,867.6	288,031.1	2,243	
9	120.4	108.1	228.5	2	
8	587,731.7	652,992.8	1,240,724.5	11,387	
Total	18,342,277.3	10,628,027.1	28,970,304.4	146,586	

¹ Considera las erogaciones presupuestales del renglón de Servicios Personales, ene-jun 2009.

² Se refiere al promedio de las plazas ocupadas en el primer semestre de 2009.

Referencia Internacional (Benchmark)		
Compañía	Nómina Anual 2008	
	Millones Dólares	No. Empleados 2008
Pemex ⁴	5,192	146,662
Shell	11,410	102,000
Exxon Mobile	13,000	80,000
BP Amoco	12,280	92,000
Petrobras	5,521	74,240
Chevron	6,669	61,675

⁴ Se refiere a las cifras del cierre de 2008, en dólares al tipo de cambio de \$11.1754 por dólar (promedio 2008).

Financieros PEP

Indicador	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Ventas totales ⁽¹⁾	Millones de dólares	37,970	49,801	66,460	78,832	83,957	59,076	84,044	25,453
Costos y gastos de operación	Millones de dólares	10,898	86,412	17,685	17,662	18,856	10,794	19,694	8,560
Rendimiento de operación	Millones de dólares	27,073	(36,612)	48,776	61,170	65,101	48,282	64,349	16,894
Margen de operación (Rendimiento de la operación/Ventas totales)	%	71.3%	-73.5%	73.4%	77.6%	77.5%	81.7%	76.6%	66.4%
EBITDA ⁽²⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	n.d.	63,858	68,501	51,384	59,834	18,623
Impuestos, derechos y aprovechamientos ⁽³⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	55,128	52,424	61,065	41,473	56,261	16,999
Tipo de cambio	Pesos / dólar	11.2360	11.2648	10.7777	10.8810	10.8662	10.3069	13.5383	13.8602
Margen neto (Rendimiento neto/Ventas totales)	%	0.3%	-2.4%	-2.5%	8.5%	2.2%	9.5%	2.1%	-4.4%

(1) A partir de 2007 el rubro de ventas totales incluye ingresos por servicios. Antes ingresos por servicios formaba parte de otros ingresos y sólo consideraba ventas en el país y ventas de exportación.

(2) Ingresos antes de impuestos, derechos, aprovechamientos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*). Antes de 2007 no se revelaba el costo de la reserva laboral por organismo subsidiario.

(3) Antes de 2007 no se presentaba el desglose de impuestos, derechos y aprovechamientos por organismo subsidiario.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Indicador ⁽¹⁾	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Tasa de crecimiento de ventas totales	%	44.5%	31.2%	33.5%	18.6%	6.5%	n.d.	0.1%	-56.9%
Tasa de crecimiento de costos y gastos de operación	%	n.d.	692.9%	-79.5%	-0.1%	6.8%	n.d.	4.4%	-20.7%
Tasa de crecimiento de rendimiento de la operación	%	n.d.	-235.2%	-233.2%	25.4%	6.4%	n.d.	-1.2%	-65.0%
Tasa de crecimiento de margen de operación	%	n.d.	-203.1%	-199.8%	5.7%	-0.1%	n.d.	-1.3%	-18.8%
Tasa de crecimiento de EBITDA	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7.3%	n.d.	-12.7%	-63.8%
Tasa de crecimiento de impuestos, derechos y aprovechamientos	%	n.d.	n.d.	n.d.	-4.9%	16.5%	n.d.	-7.9%	-59.0%
Tasa de crecimiento de margen neto	%	-100.0%	-1026.6%	4.5%	-434.7%	-74.3%	n.d.	-5.7%	-146.4%

(1) El indicador corresponde al porcentaje de crecimiento del periodo actual respecto al mismo periodo del año anterior.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Comentarios generales

- i)** Esta propuesta considera que ningún indicador deberá hacerse público si contraviene las disposiciones a las que esta sujeto PEMEX en México y el extranjero.
 - ii)** Las proyecciones conllevan riesgos inherentes y existen múltiples factores fuera del control de PEMEX que podrían tener u ocasionar una repercusión negativa. Por lo tanto, con el fin de no afectar las obligaciones de deuda existentes ni contrataciones futuras, no se revelan proyecciones de indicadores financieros.
 - iii)** Ventas totales es la propuesta para el rubro de ingresos totales en PEMEX.
 - iv)** Costos y gastos de operación es la propuesta para el rubro de costos totales.
 - v)** El rendimiento de operación es la propuesta para el rubro de utilidad operativa en PEMEX.
- vi)** La Tasa de Crecimiento de Margen de Operación y la Tasa de Crecimiento de Margen Neto se reportan para mantener la consistencia con los reportes anteriores. Sin embargo, tanto PEMEX como SENER han identificado que el reporte de tasas de crecimiento de porcentajes positivos y negativos alternados carecen de sentido desde el punto de vista financiero. También la comparación de dos tasas porcentuales negativas resulta confusa. Por ello, PEMEX y SENER trabajan en dos nuevos indicadores que sustituyan a estos y que proporcionen mejor información al lector, que serán incorporados en el reporte del segundo semestre de 2009, ya que esa es la próxima ventana de oportunidad para modificar los indicadores del Programa de Eficiencia Operativa de PEMEX. SENER y PEMEX consideran importante mantener congruencia entre este reporte y el Programa de Eficiencia Operativa (PEO).
- vii)** El tipo de cambio utilizado al cierre de año de 2003-2008 es proporcionado por la SHCP de acuerdo a la NGIFG 005 (Norma para ajustar al cierre del ejercicio, los saldos en moneda nacional originados por derechos u obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración). Este corresponde a la serie SF328 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de liquidación cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
- El tipo de cambio utilizado en el primer semestre de 2008 corresponde a la serie SF17906 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de determinación (FIX) Cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
- A partir de 2009 por mejor práctica y de acuerdo a la NIF B-15 "Conversión de monedas extranjeras", el tipo de cambio utilizado corresponde al promedio del periodo (semestral o anual). Este promedio se calcula a partir del promedio mensual que se obtiene del sistema SAP.
- viii)** Las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA son únicamente con fines ilustrativos y de comparación, esto no implica que las cantidades en pesos pueden convertirse a dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Operativos PEP

Indicador	Unidades	Histórico						2009		Referencia Internacional	
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-Jun	Meta Anual		
Reservas 1P ^f	Mín	Mmbpce	18,895	17,650	16,470	15,514	14,717	14,308	n.a.	13,398	
	Máx									13,650	
Reservas 2P ^f	Mín	Mmbpce	34,900	33,486	32,258	30,772	29,862	28,825	n.a.	26,231	
	Máx									26,899	
Reservas 3P ^f	Mín	Mmbpce	48,041	46,914	46,418	45,376	44,483	43,563	n.a.	40,993	
	Máx									42,062	
Recursos contingentes ^f	Mín	Mmbpce	54	54	54	54	54	60	n.a.	60.2	
	Máx									60.2	
Recursos prospectivos ^f	Mín	Mmbpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	53,800	52,300	n.a.	51,272	
	Máx									51,458	
Tasa de restitución de reservas probada ^f	Mín	%	25.5	22.7	26.4	41.0	50.3	71.8	n.a.	59.3	99.9 ^a
	Máx									72.0	
Tasa de restitución de reservas 3P ^f	Mín	%	44.7	56.9	59.2	59.7	65.7	102.0	n.a.	42.0	
	Máx									72.9	
Productividad por pozo ^f	Mín	Mmbpce/pozo	1.4	1.8	2.1	2.2	2.2	1.6	n.a.	0.87	
	Máx									0.97	
Producción de gas natural total	Mín	Mmpcd	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	7,023	6,348	
	Máx									6,452	
Oferta de gas natural al mercado	Mín	Mmpcd	4,590	4,776	4,924	5,342	5,622	5,640	5,749	5,820	
	Max									5,924	
Aprovechamiento de gas ^g	Mín	%	94.4	96.7	96.2	94.9	92.3	87.7	88.9	94.1	
	Máx									94.2	
Reducción en el venteo de gas	Mín	%	0	2	0	-1	-4	-12	0.24	9.98	
	Máx									12.80	
Producción de crudo total	Mín	Mbd	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,628	2,663	
	Máx									2,750	
Costo de descubrimiento y desarrollo ^f	Mín	Dls/bpce	8.56	14.56	10.64	9.28	9.94	11.80	n.a.	9.52	14.75 ^b
	Máx									10.00	
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	3.78	3.92	4.62	4.37	4.85	6.16	4.85	4.64	6.94 ^b
	Máx									4.78	
Costo de transporte	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	0.4	0.5	0.66	0.74	0.60	0.56	
	Máx									0.58	
Éxito exploratorio comercial ^f	Mín	%	47	35	49	41	49	32	n.a.	33	48 ^c
	Máx									49	
Inversión en exploración	Mín	Mmm\$	16	22	15	12	14	24	13.1		
	Máx									31.7	
Inversión en desarrollo y producción	Mín	Mmm\$	66	86	93	111	131	156	88.9		
	Máx									166.0	
Índice de mermas y pérdidas	Mín	%	0.40	0.40	0.42	0.42	0.44	0.45	0.50	0.47	
	Máx									0.49	
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	Mín	Núm/(h-h)	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.11	0.14	0.00	0.90 ^d
	Máx									0.10	
Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Mín	Núm/(h-h)	2.90	4.00	3.40	2.60	3.30	2.18	2.50	0.00	5.85 ^e
	Máx									1.98	
Productividad laboral	Mín	Mbpce / plaza	45.0	46.1	44.8	44.6	44.0	39.1	38.0	35.6	
	Máx									36.6	
Factor de recuperación actual ^f	Mín	%	23.7	24.4	25.0	25.1	25.6	26.1	n.a.	26.50	
	Máx									27.50	

Las metas de la columna "Anual 2009" corresponden a los ajustes en algunos indicadores producto de los compromisos presentados por la Dirección General de PEP a la Presidencia de Republica el 7 de agosto de 2008.

Las metas para el año 2009 se ajustan en congruencia con lo planteado para la ejecución del PEO en este año, así como su repercusión para el periodo 2010-2012.

a Corresponde al periodo 2006 de las compañías: BP, Chevron Texaco, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Statoil y Petrobras.

b Costos promedio ponderado en 2007 de las compañías: BP, Chevron Texaco, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Total S. A, Connoco Phillips, ENI, Statoil y Petrobras.

c Energy Information Administration.

d Referencia internacional para índice de frecuencia en Exploración y Producción es la Oil and Gas Producers (OGP), los valores corresponden a cierres anuales y el último informe publicado es el de 2006.

e La referencia internacional en el índice de frecuencia de accidentes es la International Association of Drilling and Contractors (IADC), que considera las lesiones con pérdida de tiempo, los casos de trabajo restringido y estimación realizada por proyección estadística (conocido como indicador DART).

f No aplica para el semestre, indicador reportado anualmente.

g El indicador original consideraba el aprovechamiento de gas total (inclusive nitrógeno). Lo correcto es que sólo considere al gas hidrocarburo. De ahora en adelante, el indicador y sus metas se reportarán sobre el aprovechamiento de gas hidrocarburo. Este cambio en metodología deberá reflejarse en los siguientes reportes del Programa de Eficiencia Operativa (PEO). La diferencia entre el valor presentado en este reporte y el PEO del segundo trimestre del 2009 (89.9%) se debe a este cambio de metodología.

n.a. no aplica.

n.d. no disponible.

Indicadores por Proyecto PEP

			Histórico						2009	
Indicador		Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-Jun	Meta Anual
Cantarell										
Producción de crudo	Mín	Mbd	2,108	2,125	2,029	1,788	1,464	1,009	706	701
	Máx									754
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	1.2	0.5	-0.7	-6.1	-3.7	-8.6	-6.4	
	Máx									
Producción de gas natural	Mín	Mmpcd	782	786	759	716	941	1,626	1,519	840
	Máx									903
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	2.8	0.0	-0.7	1.3	47.1	6.8	68.3	
	Máx									
Inversión	Min	Mmm\$	19	25	24	25	28	39	21.6	
	Max									40.9
Costo de descubrimiento y desarrollo ^{a, b}	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.5	n.d.	n.a.	
	Máx									
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	2.97	3.15	4.03	4.08	4.22	6.82	4.92	4.97
	Máx									5.15
FEND* del proyecto ^b	Mín	Mmm\$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	338	n.a.	117.9
	Máx									125.2
Ku Maloob Zaap										
Producción de crudo	Mín	Mbd	294	304	322	404	527	706	795	794
	Máx									814
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	3.2	-5.2	-1.6	-0.1	1.0	1.1	-2.4	
	Máx									
Producción de gas natural	Mín	Mmpcd	154	158	167	203	212	273	335	303
	Máx									311
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	3.7	-1.7	-4	1.6	-13.3	1.2	7.8	
	Máx									
Inversión	Min	Mmm\$	3	10	16	26	35	25	12.0	
	Max									25
Costo de descubrimiento y desarrollo ^b	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	9.97	4.33	n.a.	2.80
	Máx									2.90
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	3.23	2.32	3.32	2.49	3.28	5.16	3.63	4.77
	Máx									4.94
FEND* del proyecto ^b	Mín	Mmm\$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	186	n.a.	118.9
	Máx									122.3
Burgos										
Producción de gas natural	Mín	Mmpcd	1,031	1,095	1,217	1,330	1,412	1,383	1,463	1,631
	Máx									1,631
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	1.4	-0.9	2.0	17.3	3.1	-3.4	-10.3	n.a.
	Máx									
Inversión	Min	Mmm\$	10	16	14	16	14	17	12.5	
	Max									20
Costo de descubrimiento y desarrollo ^b	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	12.51	20.56	n.a.	21.9
	Máx									23.2
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	3.56	3.57	4.29	3.38	4.53	6.00	4.93	3.31
	Máx									3.43
FEND* del proyecto ^b	Mín	Mmm\$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	29	n.a.	18.9
	Máx									19.0
Crudo Ligero Marino										
Producción de crudo	Mín	Mbd	2	31	61	106	157	157	165	151
	Máx									158
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-91.7	-49.6	-27.9	-25.8	1.4	-5.5	4.3	
	Máx									
Producción de gas natural	Mín	Mmpcd	2	68	158	274	382	396	465	408
	Máx									428
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	-94.8	-38.6	-30.1	-25	2.5	-10.2	8.7	
	Máx									
Inversión	Min	Mmm\$	4	9	12	13	13	17	8.4	
	Max									14.0
Costo de descubrimiento y desarrollo ^b	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.96	16.87	n.a.	7.4
	Máx									7.8
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	n.d.	2.18	2.72	2.09	2.92	4.64	4.80	2.99
	Máx									3.10
FEND* del proyecto ^b	Mín	Mmm\$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	60	n.a.	36.0
	Máx									39.4
Aceite Terciario del Golfo										
Producción de crudo	Mín	Mbd	11	22	25	23	23	30	29	63
	Máx									70
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-29.2	-5.8	12.3	-23.9	-24.6	-28.2	-59.0	
	Máx									
Producción de gas natural	Mín	Mmpcd	26	32	28	28	28	53	82	81
	Máx									94
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	-21.1	-22.2	-2.7	-13.1	25.2	9.7	-12.5	
	Máx									
Inversión	Min	Mmm\$	0	0	0	0	5	10	8.0	
	Max									22.2
Costo de descubrimiento y desarrollo ^b	Mín	Dls/bpce	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	13.22	n.d.	n.a.	30.7
	Máx									33.3
Costo de producción	Mín	Dls/bpce	10.79	12.79	9.84	10.94	13.76	11.87	8.77	7.38
	Máx									7.73
FEND* del proyecto ^b	Mín	Mmm\$	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	-2	n.a.	-20.8
	Máx									-16.1

Las metas de la columna "Anual 2009" corresponden a los ajustes en algunos indicadores producto de los compromisos presentados por la Dirección General de PEP a la Presidencia de República el 7 de agosto de 2008.

Las metas para el año 2009 se ajustan en congruencia con lo planteado para la ejecución del PEO en este año, así como su repercusión para el periodo 2010-2012.

a A partir de 2008, el proyecto Cantarell no presenta Costos de Descubrimiento debido a que la base de cálculo del indicador es el promedio móvil de las reservas reclasificadas como probadas desarrolladas, este componente ya fue reconocido desde años anteriores, por lo que a partir 2008 no se determina el índice.

b No aplica para el semestre, indicador reportado anualmente.

Los rangos mínimo y máximo se calculan considerando los riesgos en la actividad y la declinación de los campos productores. En ambos casos el nivel de inversión es el mismo.

* FEND= Flujo de efectivo neto descontado calculado con una tasa de descuento de 12 por ciento y año base 2009.

Con base en los precios de la mezcla se ajusta el precio correspondiente a cada tipo de crudo y para el gas de acuerdo a su poder calórico.

n.a. no aplica.

n.d. no disponible.

Operativos PR

Indicador	Unidades	Histórico						2009		Referencia Internacional		
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-Jun	Meta Anual			
Proceso de crudo en plantas de destilación primaria	MBD	1,285.9	1,303.4	1,284.4	1,284.2	1,269.8	1,261.0	1,289.8	1,401 - 1,270	n.d.		
Crudo procesado en el SNR:												
Ligero	MBD	816.1	760.5	742.8	739.8	724.6	707.6	771.9	743.6	n.d.		
Pesado	MBD	425.8	494.2	531.3	501.2	500.7	502.0	472.9	528.3			
Despuntado	MBD	43.9	48.6	10.2	43.2	44.5	51.4	45.0	44.7			
Rendimientos de productos del crudo												
a) Gasolinas	%	a) 34.0	a) 34.6	a) 34.2	a) 34.4	a) 35.0	a) 34.6	a) 35.7	a) 34.0	a) 41.1 ⁽⁷⁾		
b) Diesel		b) 23.9	b) 24.9	b) 24.8	b) 25.6	b) 26.3	b) 27.2	b) 26.3	b) 26.8	b) 21.4 ⁽⁷⁾		
c) Querosinas		c) 4.6	c) 4.8	c) 4.9	c) 5.0	c) 5.2	c) 5.1	c) 4.5	c) 5.2	c) 10.4 ⁽⁷⁾		
d) Combustóleo		d) 29.6	d) 27.3	d) 26.3	d) 25.2	d) 23.7	d) 22.9	d) 23.2	d) 22.5	d) 1.9 ⁽⁷⁾		
Importación de gasolina	Porcentaje de importación del consumo total	23.6	27.3	34.5	38.1	40.8	43.0	39.6	42.0	n.d.		
Nivel de utilización de plantas de destilación de crudo ⁽¹⁾	Porcentaje	83.5	84.6	83.4	83.4	82.5	81.9	83.8	85.5	87.5 ⁽⁷⁾		
Utilización de la capacidad equivalente de destilación	%	n.d.	77.7	n.d.	76.9	n.d.	76.9	80.2	76	83.1 ⁽⁷⁾		
Productividad laboral en refinerías	PE/100KEDC	n.d.	221.9	n.d.	222.6	n.d.	235.7	213.8	<222.3	144.2 ⁽⁵⁾		
Índice de Intensidad energética	INDICE	n.d.	133.5	n.d.	134.5	n.d.	134.6	129.1	128.0	111 ⁽⁶⁾		
Días de autonomía en terminales de almacenamiento:												
a) Gasolina Magna	Días de consumo	Nuevo	Indicador	Nuevo	Indicador	Nuevo	Indicador	a) 2.1	a) 2.2	n.d. ⁽²⁾		
b) Gasolina Premium								b) 7.6	b) 4.7			
c) Diesel								c) 3.3	c) 3.0			
Contenido de azufre de:												
1) Gasolina Magna	Partes por millón (ppm) de azufre	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 1000 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 500 ppm, Máximo Resto del País 850 ppm	1) Máximo Zonas Metropolitanas 250 ppm, Máximo Resto del País 850 ppm	n.d.		
2) Gasolina Premium		2) Promedio 250 ppm. Máximo 300 ppm	2) Promedio 250 ppm. Máximo 300 ppm	2) Promedio 250 ppm. Máximo 300 ppm	2) Promedio 250 ppm. Máximo 300 ppm	2) Promedio 30 ppm. Máximo 80 ppm	2) Promedio 30 ppm. Máximo 80 ppm	2) Promedio 30 ppm. Máximo 80 ppm	2) Promedio 30 ppm. Máximo 80 ppm			
3) Diesel		3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm	3) Máximo 500 ppm			
Emisiones de Sox ⁽³⁾		Ton/Mton	6.03	6.09	5.89	5.61	4.42	4.52	4.3		4.16	3.1
Índice de frecuencia de accidentes ⁽⁴⁾		Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo	0.63	1.23	1.16	0.59	0.27	0.24	0.27		0-1	0-1
Costo de transporte		Pesos/ ton-km	0.078	0.085	0.103	0.124	0.150	0.179	0.165		0.186	n.d. ⁽²⁾

(1) Nivel de utilización de las unidades de destilación primaria. Se sugiere cambiar el término utilización por ocupación, ya que utilización (Metodología Solomon) se refiere a la capacidad máxima sostenida por un período de 30 días sin que sufra daño la instalación, lo cual no necesariamente corresponde a la capacidad de placa.

(2) Se incluirá una referencia internacional una vez que se realicen los estudios de benchmarking.

(3) Meta de Pemex Refinación. Para cumplimiento de la NOM-148.

(4) Meta Corporativa para Pemex Refinación.

(5) Obtenido con la Metodología Solomon, para la región de Latinoamérica.

(6) Meta de Pemex Refinación.

(7) Referencia Costa Norteamericana del Golfo de México.

n.d. no disponible.

Financieros PR

Indicador	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Ventas totales ⁽¹⁾	Millones de dólares	27,431	25,607	34,448	40,142	43,494	26,058	40,444	17,144
Costos y gastos de operación	Millones de dólares	29,462	26,923	38,807	47,486	54,013	38,803	61,150	18,593
Rendimiento de operación	Millones de dólares	(2,031)	(1,316)	(4,359)	(7,344)	(10,520)	(12,745)	(20,706)	(1,449)
Margen de operación (Rendimiento de la operación/Ventas totales)	%	-7.4%	-5.1%	-12.7%	-18.3%	-24.2%	-48.9%	-51.2%	-8.4%
EBITDA ⁽²⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	n.d.	918	248	(1,145)	(6,798)	(374)
Impuestos, derechos y aprovechamientos ⁽³⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	2,262	280	354	211	395	95
Tipo de cambio	Pesos / dólar	11.2360	11.2648	10.7777	10.8810	10.8662	10.3069	13.5383	13.8602
Margen neto (Rendimiento neto/Ventas totales)	%	-11.8%	-7.6%	-14.3%	-7.8%	-9.7%	-15.9%	-21.8%	-9.0%

(1) A partir de 2007 el rubro de ventas totales incluye ingresos por servicios. Antes ingresos por servicios formaba parte de otros ingresos y sólo consideraba ventas en el país y ventas de exportación.

(2) Ingresos antes de impuestos, derechos, aprovechamientos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*). Antes de 2007 no se revelaba el costo de la reserva laboral por organismo subsidiario.

(3) Antes de 2007 no se presentaba el desglose de impuestos, derechos y aprovechamientos por organismo subsidiario.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Indicador ⁽¹⁾	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Tasa de crecimiento de ventas totales	%	11.3%	-7%	35%	17%	8%	n.d.	-7.0%	-34.2%
Tasa de crecimiento de costos y gastos de operación	%	n.d.	-9%	44%	22%	14%	n.d.	13.2%	-52.1%
Tasa de crecimiento de rendimiento de la operación	%	n.d.	-35%	231%	68%	43%	n.d.	96.8%	-88.6%
Tasa de crecimiento de margen de operación	%	n.d.	-31%	146%	45%	32%	n.d.	111.7%	-82.7%
Tasa de crecimiento de EBITDA	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	-73%	n.d.	NA*	NA*
Tasa de crecimiento de impuestos, derechos y aprovechamientos	%	n.d.	n.d.	n.d.	-88%	26%	n.d.	11.6%	-55.1%
Tasa de crecimiento de margen neto	%	-100.0%	-34.9%	87.6%	-45.7%	23.9%	n.d.	125.9%	-43.2%

(1) El indicador corresponde al porcentaje de crecimiento del periodo actual respecto al mismo periodo del año anterior.

NA* Para la Tasa de Crecimiento de EBITDA no es correcto calcular una tasa de crecimiento sobre un valor porcentual cuando las que se comparan presentan valores positivos y negativos alternados.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Comentarios generales

- i) Esta propuesta considera que ningún indicador deberá hacerse público si contraviene las disposiciones a las que esta sujeto PEMEX en México y el extranjero.
 - ii) Las proyecciones conllevan riesgos inherentes y existen múltiples factores fuera del control de PEMEX que podrían tener u ocasionar una repercusión negativa. Por lo tanto, con el fin de no afectar las obligaciones de deuda existentes ni contrataciones futuras, no se revelan proyecciones de indicadores financieros.
 - iii) Ventas totales es la propuesta para el rubro de ingresos totales en PEMEX.
 - iv) Costos y gastos de operación es la propuesta para el rubro de costos totales.
 - v) El rendimiento de operación es la propuesta para el rubro de utilidad operativa en PEMEX.
- vi) La Tasa de Crecimiento de Margen de Operación y la Tasa de Crecimiento de Margen Neto se reportan para mantener la consistencia con los reportes anteriores. Sin embargo, tanto PEMEX como SENER han identificado que el reporte de tasas de crecimiento de porcentajes positivos y negativos alternados carecen de sentido desde el punto de vista financiero. También la comparación de dos tasas porcentuales negativas resulta confusa. Por ello, PEMEX y SENER trabajan en dos nuevos indicadores que sustituyan a estos y que proporcionen mejor información al lector, que serán incorporados en el reporte del segundo semestre de 2009, ya que esa es la próxima ventana de oportunidad para modificar los indicadores del Programa de Eficiencia Operativa de PEMEX. SENER y PEMEX consideran importante mantener congruencia entre este reporte y el Programa de Eficiencia Operativa (PEO).
- vii) El tipo de cambio utilizado al cierre de año de 2003-2008 es proporcionado por la SHCP de acuerdo a la NGIFG 005 (Norma para ajustar al cierre del ejercicio, los saldos en moneda nacional originados por derechos u obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración). Este corresponde a la serie SF328 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de liquidación cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
- El tipo de cambio utilizado en el primer semestre de 2008 corresponde a la serie SF17906 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de determinación (FIX) Cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
- A partir de 2009 por mejor práctica y de acuerdo a la NIF B-15 "Conversión de monedas extranjeras", el tipo de cambio utilizado corresponde al promedio del periodo (semestral o anual). Este promedio se calcula a partir del promedio mensual que se obtiene del sistema SAP.
- viii) Las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA son únicamente con fines ilustrativos y de comparación, esto no implica que las cantidades en pesos pueden convertirse a dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Estructura Orgánica PR

Nivel	Remuneraciones enero-junio de 2009 ¹ (miles de pesos)			Número de Empleados ²	Benchmark ³
	Sueldos y Salarios	Prestaciones	Total		
48	0.0	0.0	0.0	0	
46	1,051.5	175.7	1,227.2	1	
45	8,587.3	1,453.2	10,040.5	9	
44	36,812.0	6,877.0	43,689.0	45	
43	4,059.5	1,279.5	5,339.0	6	
42	5,880.1	1,847.7	7,727.8	9	
41	135,426.6	42,426.9	177,853.5	202	
40	42,060.0	13,937.7	55,997.7	78	
39	324,941.2	108,978.7	433,919.9	594	
38	106,707.5	43,446.1	150,153.6	302	
37	245,512.9	111,788.6	357,301.5	704	
36	194,214.0	93,376.3	287,590.3	595	
35	436,325.6	130,090.6	566,416.2	1,518	
34	53,583.6	16,386.2	69,969.8	196	
33	260,991.2	86,494.7	347,485.9	1,034	
32	95,539.1	42,951.3	138,490.4	472	
31	106,558.8	46,835.1	153,393.9	547	
30	113,789.7	58,370.8	172,160.5	702	
29	54,629.7	34,049.2	88,678.9	414	
28	85,526.6	54,956.8	140,483.4	682	
27	39,483.4	27,159.0	66,642.4	354	
26	258,010.3	159,039.1	417,049.4	1,892	
25	313,864.6	199,045.7	512,910.3	2,412	
24	147,000.0	105,766.3	252,766.3	1,383	
23	452,440.3	326,185.0	778,625.3	4,290	
22	130,671.4	94,345.0	225,016.4	1,257	
21	369,838.0	280,189.1	650,027.1	3,775	
20	69,475.4	48,504.8	117,980.2	626	
19	17,178.3	12,194.6	29,372.9	160	
18	164,043.8	125,381.3	289,425.1	1,721	
17	62,238.2	48,956.6	111,194.8	680	
16	210,724.0	186,064.0	396,788.0	2,726	
15	89,783.2	75,513.9	165,297.1	1,086	
14	50,133.1	44,391.8	94,524.9	651	
13	316,597.5	294,301.3	610,898.8	4,364	
12	96,910.9	89,919.7	186,830.6	1,342	
11	375,331.5	360,819.7	736,151.2	5,412	
10	40,901.5	41,032.7	81,934.2	625	
9	0.0	0.0	0.0	0	
8	197,525.0	219,367.3	416,892.3	3,456	
Total	5,714,347.3	3,633,899.0	9,348,246.3	46,322	

¹ Considera las erogaciones presupuestales del renglón de Servicios Personales, ene-jun 2009.

² Se refiere al promedio de las plazas ocupadas en el primer semestre de 2009.

³ Sólo aplica para el consolidado de PEMEX.

Financieros PGPB

Indicador	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Ventas totales ⁽¹⁾	Millones de dólares	12,670	16,266	20,123	19,641	20,514	13,721	20,027	6,221
Costos y gastos de operación	Millones de dólares	12,317	15,086	19,206	18,691	19,838	13,542	20,046	6,200
Rendimiento de operación	Millones de dólares	353	1,180	918	950	675	179	(19)	21
Margen de operación (Rendimiento de la operación/Ventas totales)	%	2.8%	7.3%	4.6%	4.8%	3.3%	1.3%	-0.1%	0.3%
EBITDA ⁽²⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	n.d.	1,888	1,781	1,270	1,534	609
Impuestos, derechos y aprovechamientos ⁽³⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	223	417	510	132	131	54
Tipo de cambio	Pesos / dólar	11.2360	11.2648	10.7777	10.8810	10.8662	10.3069	13.5383	13.8602
Margen neto (Rendimiento neto/Ventas totales)	%	5.4%	6.4%	3.1%	2.8%	2.2%	1.9%	0.8%	1.4%

(1) A partir de 2007 el rubro de ventas totales incluye ingresos por servicios. Antes ingresos por servicios formaba parte de otros ingresos y sólo consideraba ventas en el país y ventas de exportación.

(2) Ingresos antes de impuestos, derechos, aprovechamientos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*). Antes de 2007 no se revelaba el costo de la reserva laboral por organismo subsidiario.

(3) Antes de 2007 no se presentaba el desglose de impuestos, derechos y aprovechamientos por organismo subsidiario.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Indicador ⁽¹⁾	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Tasa de crecimiento de ventas totales	%	63.4%	28%	24%	-2%	4%	n.d.	-2.4%	-54.7%
Tasa de crecimiento de costos y gastos de operación	%	n.d.	22%	27%	-3%	6%	n.d.	1.0%	-54.2%
Tasa de crecimiento de rendimiento de la operación	%	n.d.	234%	-22%	3%	-29%	n.d.	-102.8%	-88.0%
Tasa de crecimiento de margen de operación	%	n.d.	160%	-37%	6%	-32%	n.d.	-102.9%	-73.5%
Tasa de crecimiento de EBITDA	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	-6%	n.d.	-13.8%	-52.1%
Tasa de crecimiento de impuestos, derechos y aprovechamientos	%	n.d.	n.d.	n.d.	87%	22%	n.d.	-74.3%	-59.0%
Tasa de crecimiento de margen neto	%	-100.0%	17.8%	-51.6%	-7.6%	-21.9%	n.d.	-62.5%	-25.0%

(1) El indicador corresponde al porcentaje de crecimiento del periodo actual respecto al mismo periodo del año anterior.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible.

Comentarios generales

- i)** Esta propuesta considera que ningún indicador deberá hacerse público si contraviene las disposiciones a las que esta sujeto PEMEX en México y el extranjero.
- ii)** Las proyecciones conllevan riesgos inherentes y existen múltiples factores fuera del control de PEMEX que podrían tener u ocasionar una repercusión negativa. Por lo tanto, con el fin de no afectar las obligaciones de deuda existentes ni contrataciones futuras, no se revelan proyecciones de indicadores financieros.
- iii)** Ventas totales es la propuesta para el rubro de ingresos totales en PEMEX.
- iv)** Costos y gastos de operación es la propuesta para el rubro de costos totales.
- v)** El rendimiento de operación es la propuesta para el rubro de utilidad operativa en PEMEX.
- vi)** La Tasa de Crecimiento de Margen de Operación y la Tasa de Crecimiento de Margen Neto se reportan para mantener la consistencia con los reportes anteriores. Sin embargo, tanto PEMEX como SENER han identificado que el reporte de tasas de crecimiento de porcentajes positivos y negativos alternados carecen de sentido desde el punto de vista financiero. También la comparación de dos tasas porcentuales negativas resulta confusa. Por ello, PEMEX y SENER trabajan en dos nuevos indicadores que sustituyan a estos y que proporcionen mejor información al lector, que serán incorporados en el reporte del segundo semestre de 2009, ya que esa es la próxima ventana de oportunidad para modificar los indicadores del Programa de Eficiencia Operativa de PEMEX. SENER y PEMEX consideran importante mantener congruencia entre este reporte y el Programa de Eficiencia Operativa (PEO).
- vii)** El tipo de cambio utilizado al cierre de año de 2003-2008 es proporcionado por la SHCP de acuerdo a la NGIFG 005 (Norma para ajustar al cierre del ejercicio, los saldos en moneda nacional originados por derechos u obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración). Este corresponde a la serie SF328 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de liquidación cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
El tipo de cambio utilizado en el primer semestre de 2008 corresponde a la serie SF17906 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de determinación (FIX) Cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
A partir de 2009 por mejor práctica y de acuerdo a la NIF B-15 "Conversión de monedas extranjeras", el tipo de cambio utilizado corresponde al promedio del periodo (semestral o anual). Este promedio se calcula a partir del promedio mensual que se obtiene del sistema SAP.
- viii)** Las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA son únicamente con fines ilustrativos y de comparación, esto no implica que las cantidades en pesos pueden convertirse a dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Operativos PGPB

Indicador	Unidades	Histórico						2009		Referencia Internacional
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-Jun ^(a)	Meta Anual ⁽¹⁾	
Capacidad criogénica utilizada	%	75	75	72	75	76	77	75.6	72-75	80 ⁽³⁾
Productividad laboral	MMBtue/plaza ocupada	361	377	374	407	410	389	374	361-384	376 ⁽⁴⁾
Margen por unidad de energía equivalente	\$/MMBtue	n.d.	n.d.	17.4	17.4	16.9	19.3	17.2	17.1-18.6	16.8 ⁽⁵⁾
Gastos de operación por energía producida	\$/MMBtue	n.d.	n.d.	2.34	2.39	2.49	2.94	3.0	2.5-3.0	
Costo promedio diario de transporte de gas seco	\$/MMpc-km	n.d.	0.11	0.14	0.13	0.13	0.18	0.17	0.16-0.18	
Costo promedio diario de transporte de gas LP	\$/Mb-km	n.d.	n.d.	1.8	1.73	2	2.96	2.8	3.86-4.06	
UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	75	71.7	70.77	78.44	85.97	80.5	79.1	73.2-81.4	80 ⁽⁶⁾
Porcentaje de cumplimiento de la producción observada entre la producción estimada en proyectos de inversión	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	87	92 ⁽²⁾	83-87	
Emissiones de SO ₂ a la atmósfera	Kg de SO ₂ /Tn de S° procesado	33.3	37.3	37.0	32.3	33.6	41.4	39.8	<50	<51 ⁽⁷⁾
Índice de frecuencia de accidentes	Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo	0.92	0.38	0.26	0.07	0.1	0.53	0.07	<1	<0.5 ⁽⁸⁾
Procesamiento de:										
Gas natural	MMpcd	3,835	3,951	3,875	4,153	4,283	4,240	4,390	4,131 - 4,348	
Condensados	Mbd	95.2	107.3	102.1	100.8	78.8	54.3	52.3	43.3- 54.1	
Autoconsumo de gas	%	5.71	5.62	5.66	5.65	5.5	5.5	5.6	5.0-5.9	6
Recuperación de propano en CPG	%	93.2	95.2	96.2	96.4	94.7	96.3	95.7	95.0-96.5	
Índice de riesgo de falla en ductos de gas natural (ROF)	Acep/adm/prev	n.d.	n.d.	12.90	8.58	6.70	7.20	7.2	7.7 - 8.5	
Emissiones de SO _x por MMpc de gas procesado.	t/MMpc	0.03	0.03	0.03	0.02	0.04	0.03	0.03	<0.07	

(a) Avance de indicadores al primer semestre de 2009.

(1) La meta 2009 del programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petroleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (PEO), corresponde a la autorización de SENER oficio 500-DGA.015/2009 del 30 de marzo de 2009.

(2) La evaluación de este indicador corresponde a las plantas Criogénicas 5 y 6 del CPG Burgos.

(3) Fuente de información: Base de Datos Institucional PGPB.

(4) Como no hay referencia internacional para este indicador, PGPB se ha propuesto la meta como un reto.

(5) Fuente de información: Base de Datos Institucional PGPB, estados de resultados de Pemex Gas y Petroquímica Básica por línea de negocios, SAP/R3.

(6) Fuente de información: Gerencia de Operación de la Subdirección de Ductos PGPB.

(7) Norma ambiental nacional NOM-137 SEMARNAT-2003 y de la Environmental Protection Agency de Estados Unidos de Norteamérica.

(8) Fuente de información: SAP/R3- BW-EHS-HR.

n.d. no disponible.

Estructura Orgánica PGPB

Nivel	Remuneraciones enero-junio de 2009 ¹ (miles de pesos)			Número de Empleados ²	Benchmark ³
	Sueldos y Salarios	Prestaciones	Total		
48	0.0	0.0	0.0	0	
46	1,051.5	175.7	1,227.2	1	
45	7,288.7	1,233.9	8,522.6	8	
44	24,989.5	4,846.9	29,836.4	32	
43	0.0	0.0	0.0	0	
42	0.0	0.0	0.0	0	
41	75,393.6	24,896.5	100,290.1	114	
40	0.0	0.0	0.0	0	
39	191,741.4	67,346.5	259,087.9	352	
38	7,488.5	3,277.6	10,766.1	20	
37	139,303.6	64,460.4	203,764.0	395	
36	68,740.4	33,129.7	101,870.1	209	
35	84,516.9	24,558.0	109,074.9	282	
34	116,863.7	35,113.3	151,977.0	419	
33	60,406.3	18,790.0	79,196.3	227	
32	91,895.2	34,348.2	126,243.4	402	
31	16,115.8	7,293.0	23,408.8	88	
30	24,223.8	13,071.9	37,295.7	168	
29	10,750.7	6,387.5	17,138.2	80	
28	14,575.1	9,619.2	24,194.3	128	
27	5,365.4	3,360.3	8,725.7	43	
26	39,974.8	23,493.6	63,468.4	283	
25	19,363.4	12,261.8	31,625.2	156	
24	45,539.8	32,414.1	77,953.9	445	
23	140,628.3	99,403.9	240,032.2	1,357	
22	35,110.7	23,407.0	58,517.7	308	
21	116,325.0	89,966.1	206,291.1	1,290	
20	24,379.3	15,966.5	40,345.8	207	
19	5,557.5	3,694.5	9,252.0	48	
18	27,633.8	21,232.7	48,866.5	303	
17	12,437.1	9,983.4	22,420.5	146	
16	54,974.2	47,894.6	102,868.8	725	
15	71,141.9	54,188.4	125,330.3	767	
14	5,797.4	4,913.1	10,710.5	73	
13	72,263.2	66,271.5	138,534.7	1,015	
12	34,912.8	30,195.4	65,108.2	450	
11	63,657.6	60,607.9	124,265.5	938	
10	22,763.7	20,606.5	43,370.2	312	
9	0.0	0.0	0.0	0	
8	56,248.5	62,471.0	118,719.5	1,014	
Total	1,789,419.1	1,030,880.6	2,820,299.7	12,805	

¹ Considera las erogaciones presupuestales del renglón de Servicios Personales, ene-jun 2009.

² Se refiere al promedio de las plazas ocupadas en el primer semestre de 2009.

³ Sólo aplica para el consolidado de PEMEX.

Financieros PPQ

Indicador	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Ventas totales ⁽¹⁾	Millones de dólares	1,510	2,147	2,694	2,772	5,305	4,009	5,913	1,818
Costos y gastos de operación	Millones de dólares	2,381	1,446	1,853	3,822	6,604	5,126	7,342	2,539
Rendimiento de operación	Millones de dólares	(871)	702	841	(1,050)	(1,299)	(1,117)	(1,428)	(721)
Margen de operación (Rendimiento de la operación/Ventas totales)	%	-57.7%	32.7%	31.2%	-37.9%	-24.5%	-27.9%	-24.2%	-39.7%
EBITDA ⁽²⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	n.d.	(495)	(492)	(214)	(559)	(330)
Impuestos, derechos y aprovechamientos ⁽³⁾	Millones de dólares	n.d.	n.d.	24	35	24	13	20	10
Tipo de cambio	Pesos / dólar	11.2360	11.2648	10.7777	10.8810	10.8662	10.3069	13.5383	13.8602
Margen neto (Rendimiento neto/Ventas totales)	%	-86.2%	50.9%	-57.0%	-57.6%	-27.9%	-26.1%	-23.3%	-39.1%

(1) A partir de 2007 el rubro de ventas totales incluye ingresos por servicios. Antes ingresos por servicios formaba parte de otros ingresos y sólo consideraba ventas en el país y ventas de exportación.

(2) Ingresos antes de impuestos, derechos, aprovechamientos, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés (*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*). Antes de 2007 no se revelaba el costo de la reserva laboral por organismo subsidiario.

(3) Antes de 2007 no se presentaba el desglose de impuestos, derechos y aprovechamientos por organismo subsidiario.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible

Indicador ⁽¹⁾	Unidades	Histórico							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 (ene-jun)	2008	2009 (ene-jun)
Tasa de crecimiento de ventas totales	%	44.8%	42%	25%	3%	91%	n.d.	11.5%	-54.7%
Tasa de crecimiento de costos y gastos de operación	%	n.d.	-39%	28%	106%	73%	n.d.	11.2%	-50.5%
Tasa de crecimiento de rendimiento de la operación	%	n.d.	-181%	20%	-225%	24%	n.d.	10.0%	-35.4%
Tasa de crecimiento de margen de operación	%	n.d.	-157%	-5%	-221%	-35%	n.d.	-1.4%	42.4%
Tasa de crecimiento de EBITDA	%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	NA*	n.d.	NA*	NA*
Tasa de crecimiento de impuestos, derechos y aprovechamientos	%	n.d.	n.d.	n.d.	44%	-32%	n.d.	-14.4%	-27.9%
Tasa de crecimiento de margen neto	%	-99.9%	-159.1%	-211.9%	1.2%	-51.6%	n.d.	-16.4%	49.8%

(1) El indicador corresponde al porcentaje de crecimiento del periodo actual respecto al mismo periodo del año anterior.

NA* Para la Tasa de Crecimiento de EBITDA no es correcto calcular una tasa de crecimiento sobre un valor porcentual cuando las que se comparan presentan valores positivos y negativos alternados.

Nota: Cifras nominales al cierre de cada periodo elaboradas bajo Normas de Información Financiera.

n.d. no disponible

Comentarios generales

- i)** Esta propuesta considera que ningún indicador deberá hacerse público si contraviene las disposiciones a las que esta sujeto PEMEX en México y el extranjero.
- ii)** Las proyecciones conllevan riesgos inherentes y existen múltiples factores fuera del control de PEMEX que podrían tener u ocasionar una repercusión negativa. Por lo tanto, con el fin de no afectar las obligaciones de deuda existentes ni contrataciones futuras, no se revelan proyecciones de indicadores financieros.
- iii)** Ventas totales es la propuesta para el rubro de ingresos totales en PEMEX.
- iv)** Costos y gastos de operación es la propuesta para el rubro de costos totales.
- v)** El rendimiento de operación es la propuesta para el rubro de utilidad operativa en PEMEX.

- vi)** No se incluye el perfil de vencimientos porque el acreedor de la deuda consolidada bajo Normas de Información Financiera es Petróleos Mexicanos y sus vehículos financieros.

- vii)** La Tasa de Crecimiento de Margen de Operación y la Tasa de Crecimiento de Margen Neto se reportan para mantener la consistencia con los reportes anteriores. Sin embargo, tanto PEMEX como SENER han identificado que el reporte de tasas de crecimiento de porcentajes positivos y negativos alternados carecen de sentido desde el punto de vista financiero. También la comparación de dos tasas porcentuales negativas resulta confusa. Por ello, PEMEX y SENER trabajan en dos nuevos indicadores que sustituyan a estos y que proporcionen mejor información al lector, que serán incorporados en el reporte del segundo semestre de 2009, ya que esa es la próxima ventana de oportunidad para modificar los indicadores del Programa de Eficiencia Operativa de PEMEX. SENER y PEMEX consideran importante mantener congruencia entre este reporte y el Programa de Eficiencia Operativa (PEO).

- viii)** El tipo de cambio utilizado al cierre de año de 2003-2008 es proporcionado por la SHCP de acuerdo a la NGIFG 005 (Norma para ajustar al cierre del ejercicio, los saldos en moneda nacional originados por derechos u obligaciones en moneda extranjera para efectos de integración). Este corresponde a la serie SF328 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de liquidación cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
El tipo de cambio utilizado en el primer semestre de 2008 corresponde a la serie SF17906 Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera con fecha de determinación (FIX) Cotizaciones al final, publicada por el Banco de México.
A partir de 2009 por mejor práctica y de acuerdo a la NIF B-15 "Conversión de monedas extranjeras", el tipo de cambio utilizado corresponde al promedio del periodo (semestral o anual). Este promedio se calcula a partir del promedio mensual que se obtiene del sistema SAP.
- ix)** Las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA son únicamente con fines ilustrativos y de comparación, esto no implica que las cantidades en pesos pueden convertirse a dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Operativos PPQ

Indicador	Unidades	Histórico						2009		Referencia internacional
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ene-Jun	Meta Anual	
Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	NA	NA	NA	NA	47%	23%	10%	<20%	<14%
Diferencia entre costo observado en proyectos estratégicos nuevos / Costo aprobado en proyectos estratégicos nuevos	%	NA	NA	NA	NA	NA	1%	54%	<25%	<10%
Eficiencia en el uso de materias primas y energía vs estándares tecnológicos	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100% ⁽¹⁾
Gasto de operación	M\$/M t	1,689	1,607	1,925	2,001	1,952	2,051	563	540	
Producción de petroquímicos ^(a)	Mt	5,672	6,223	6,219	6,572	12,565	13,164	6,338	14,900	
Emisiones de SOX	t / Mt	0.541	0.581	1.635	0.181	0.030	0.088	0.062	0.013	0.0178 ⁽²⁾
Índice de frecuencia de accidentes	Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo	1.16	2.00	1.13	0.70	0.48	0.80	0.69	<1	0.5 ⁽²⁾
Capacidad Instalada en operación ^(b)	Mt	8,594	8,370	8,525	8,581	15,309	15,309	7,669	8,898	
Utilización de la capacidad instalada en operación	%	66%	74%	73%	77%	82%	86%	83%	84%	92% ⁽⁴⁾
Factor de insumo etileno - polietileno AD	t / t	1.027	1.026	1.029	1.029	1.025	1.025	1.01	1.02	1.02 ⁽³⁾
Factor de insumo etileno - polietileno BD	t / t	1.051	1.059	1.058	1.048	1.039	1.046	1.01	1.02	1.06 ⁽³⁾
Factor de insumo nafta - aromáticos	t / t	NA	3.916	3.394	3.677	3.694	4.955	7.989	4.000	1.525 ⁽³⁾
Factor de insumo etano - etileno	t / t	1.335	1.304	1.303	1.329	1.320	1.317	1.328	1.30	1.2342* ⁽³⁾
Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu / t	25.223	23.743	23.875	23.372	24.090	23.898	23.531	23.000	22.87 ⁽³⁾
Consumo de energía	MMBtu / t	NA	NA	NA	10.65	11.58	11.32	12.21	9.50	
Índice de personal	hrs-hombre / t	7.30	5.47	5.41	5.22	2.65	2.65	2.81	2.60	
Productividad laboral ^(c)	t / trabajador	419	464	465	487	942	994	464	1,028	

(a) Se considera la producción total en el histórico y el seguimiento, para estandarizar el criterio con lo reportado al Consejo de Administración. La meta no considera la producción de residuo largo.

(b) Únicamente se considera la capacidad instalada de las plantas que tuvieron producción, con lo que se estandariza el criterio de cálculo con lo reportado en el Consejo de Administración. La meta no considera las capacidades de residuo largo.

(c) Se considera la producción acumulada para el histórico y el seguimiento, con lo que se estandariza el criterio de cálculo con el PEO. La meta considera un criterio de producción promedio mensual; sin embargo, en terminos comparativos, la meta promedio acumulada al primer semestre sería de 511 toneladas por trabajador.

(1) Máxima eficiencia.

(2) Referencia Institucional.

(3) Se tomó como base información del PEP YEARBOOK INTERNATIONAL, 2002 y se ajustó con información de Pemex Petroquímica.

(4) Promedio histórico de CMAI (Chemical Market Associates, Inc).

* Considera carga de etano con pureza diferente a la disponible en México.

NA No Aplica.

Estructura Orgánica PPQ

Nivel	Remuneraciones enero-junio de 2009 ¹ (miles de pesos)			Número de Empleados ²	Benchmark ³
	Sueldos y Salarios	Prestaciones	Total		
48	0.0	0.0	0.0	0	
46	1,051.5	175.7	1,227.2	1	
45	4,498.6	767.7	5,266.3	5	
44	16,906.3	3,324.3	20,230.6	22	
43	0.0	0.0	0.0	0	
42	0.0	0.0	0.0	0	
41	56,065.5	16,566.8	72,632.3	80	
40	0.0	0.0	0.0	0	
39	107,793.4	34,484.9	142,278.3	189	
38	693.5	294.1	987.6	2	
37	127,231.0	56,276.6	183,507.6	361	
36	10,348.1	4,845.0	15,193.1	31	
35	76,700.9	21,732.8	98,433.7	256	
34	50,015.5	15,911.7	65,927.2	180	
33	133,658.9	43,169.5	176,828.4	519	
32	26,529.2	9,308.8	35,838.0	113	
31	31,756.5	13,428.0	45,184.5	170	
30	21,887.5	13,292.3	35,179.8	172	
29	7,699.6	4,856.8	12,556.4	59	
28	23,872.3	15,576.8	39,449.1	194	
27	9,403.0	5,941.6	15,344.6	72	
26	13,554.7	9,155.3	22,710.0	116	
25	17,871.2	12,553.7	30,424.9	161	
24	43,019.3	32,493.6	75,512.9	439	
23	133,663.7	99,254.5	232,918.2	1,323	
22	31,541.4	23,060.2	54,601.6	306	
21	140,325.5	113,807.6	254,133.1	1,597	
20	38,930.6	27,671.0	66,601.6	359	
19	8,179.9	5,926.3	14,106.2	78	
18	28,514.2	24,393.6	52,907.8	352	
17	9,650.7	8,189.0	17,839.7	118	
16	74,320.1	70,274.5	144,594.6	1,057	
15	89,617.8	74,503.5	164,121.3	1,055	
14	10,706.2	10,414.5	21,120.7	158	
13	75,674.0	73,701.4	149,375.4	1,114	
12	26,872.4	25,106.5	51,978.9	373	
11	98,990.3	101,581.2	200,571.5	1,564	
10	20,577.2	19,611.5	40,188.7	294	
9	0.0	0.0	0.0	0	
8	75,199.2	84,311.5	159,510.7	1,330	
Total	1,643,319.7	1,075,962.8	2,719,282.5	14,220	

¹ Considera las erogaciones presupuestales del renglón de Servicios Personales, ene-jun 2009.

² Se refiere al promedio de las plazas ocupadas en el primer semestre de 2009.

³ Sólo aplica para el consolidado de PEMEX.