

Indicadores de Operación y Financieros de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios
Evaluación al segundo semestre 2011

Operativos PEP

			2011		Referencia Internacional	
Indicador		Unidades	Ene-dic	Meta Anual ⁽¹⁾		
Reservas 1P	Mín	MMbpce	13,810.3	13,478.0	99.9 ⁽²⁾	
	Máx			13,678.0		
Reservas 2P	Mín	MMbpce	26,163.0	28,356.0		
	Máx			28,643.0		
Reservas 3P	Mín	MMbpce	43,837.3	42,650.0		
	Máx			43,161.0		
Recursos contingentes	Mín	MMbpce	114.8	98.2		
	Máx			98.2		
Recursos prospectivos	Mín	MMbpce	54,700.0	47,662.0		
	Máx			48,072.0		
Tasa de restitución de reservas probada	Mín	%	101.1	85.7		
	Máx			91.3		
Tasa de restitución de reservas 3P	Mín	%	107.6	80.9		
	Máx			108.7		
Productividad por pozo	Mín	MMbpce / pozo	1.20	1.18		
	Máx			1.38		
Producción de gas natural total	Mín	MMpcd	5,913.4	5,451.0		
	Máx			5,956.4		
Oferta de gas natural al mercado	Mín	MMpcd	5,583.2	4,916.0		
	Máx			5,485.6		
Aprovechamiento de gas	Mín	%	96.2	93.6		
	Máx			95.0		
Reducción en el venteo de gas	Mín	%	2.4	-0.4		
	Máx			1.0		
Producción de crudo total	Mín	Mbd	2,550.1	2,504.0		
	Máx			2,567.3		
Costo de descubrimiento y desarrollo	Mín	Dls / bpce	16.1	16.5		
	Máx			17.7		
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	6.12	5.93		
	Máx			6.26		
Costo de transporte	Mín	Dls / bpce	1.20	1.02		
	Máx			1.08		
Éxito exploratorio comercial	Mín	%	45.5	32.0		
	Máx			47.0		
Inversión en exploración	Mín	MMM\$	31.1	35.3	0.57 ⁽⁴⁾	
	Máx					
Inversión en desarrollo y producción	Mín	MMM\$	204.8	208.2		
	Máx					
Índice de mermas y pérdidas	Mín	%	0.42	0.44		
	Máx			0.49		
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	Mín	Núm / (h-h)	0.20	0.04		
	Máx			0.07		
Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Mín	Núm / (h-h)	0.82	1.13		1.53 ⁽⁵⁾
	Máx			1.17		
Productividad laboral	Mín	Mbpce / plaza	51.2	50.4		
	Máx			52.4		
Factor de recuperación actual	Mín	%	27.0	27.0		
	Máx			27.8		

(1) La meta anual 2011, es igual en indicadores que coinciden con el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (PEO).

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

(3) 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.

(4) La referencia internacional para el índice de frecuencia en Exploración y Producción es de la Oil and Gas Producers (OGP), el valor corresponde al cierre anual, informe publicado en 2010.

(5) La referencia internacional en el índice de frecuencia para la UPMP es de la International Association of Drilling and Contractors (IADC), con el rubro de DART que considera las lesiones con pérdida de tiempo, los casos de trabajo restringido y estimación realizada por proyección estadística, 2011.

n.a. no aplica; Indicadores de seguimiento anual.

Evaluación al segundo semestre 2011

Indicadores por proyecto PEP

Indicador		Unidades	2011		Referencia Internacional
Cantarell			Ene-dic	Meta Anual	
Producción de crudo	Mín	Mbd	448.9	451.3	
	Máx				
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-5.8		
	Máx				
Producción de gas natural	Mín	MMpcd	487.2	293.6	
	Máx				
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	-15.4		
	Máx				
Inversión	Min	MMM\$	33.4	34.9	
	Max				
Costo de descubrimiento y desarrollo ^(a)	Mín	Dls / bpce	0.00		
	Máx				
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	7.96	7.79	
	Máx				
Ku Maloob Zaap					
Producción de crudo	Mín	Mbd	842.1	844.1	
	Máx				
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-0.5		
	Máx				
Producción de gas natural	Mín	MMpcd	330.9	315.9	
	Máx				
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	-1.5		
	Máx				
Inversión	Min	MMM\$	28.5	29.1	
	Max				
Costo de descubrimiento y desarrollo	Mín	Dls / bpce	4.18	5.33	
	Máx				
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	4.59	4.41	
	Máx				
Burgos					
Producción de gas natural	Mín	MMpcd	1,344.1	1,271.4	
	Máx				
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	1.0		
	Máx				
Inversión	Min	MMM\$	27.2	20.4	
	Max				
Costo de descubrimiento y desarrollo	Mín	Dls / bpce	17.30	17.06	
	Máx				
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	8.25	5.66	
	Máx				
Crudo Ligero Marino					
Producción de crudo	Mín	Mbd	165.1	159.2	
	Máx				
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-2.2		
	Máx				
Producción de gas natural	Mín	MMpcd	533.2	467.5	
	Máx				
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	2.8		
	Máx				
Inversión	Min	MMM\$	17.9	25.3	
	Max				
Costo de descubrimiento y desarrollo	Mín	Dls / bpce	10.49	15.15	
	Máx				
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	4.35	5.04	
	Máx				

Aceite Terciario del Golfo					
Producción de crudo	Mín	Mbd	52.8	45.1	
	Máx				
Diferencia entre producción de crudo estimada y observada	Mín	%	-11.3		
	Máx				
Producción de gas natural	Mín	MMpcd	111.9	74.2	
	Máx				
Diferencia entre producción de gas estimada y observada	Mín	%	4.2		
	Máx				
Inversión	Min	MMM\$	27.1	21.4	
	Max				
Costo de descubrimiento y desarrollo ^(b)	Mín	Dls / bpce	20.51		
	Máx				
Costo de producción	Mín	Dls / bpce	18.88	10.13	
	Máx				

(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 de 2008 no se determina el índice.

(b) No cuantificable de 2009 a 2011 debido al efecto de la variación neta de la reserva probada desarrollada.