

**Consejo de Administración de
Pemex-Exploración y Producción**

**Sesión 156 Extraordinaria
21 de febrero de 2013**

**Acuerdo
CAPEP-002/2013**

I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Con fundamento en los artículos Décimo Tercero, fracción VIII, del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, y 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **aprobó** el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2012.



Neus Peniche Sala
Secretaria

Responsable de la elaboración: Gustavo Hernández García
Cargo: Subdirector de Planeación y Evaluación



Firma

Responsable de la información: Ing. Carlos A. Morales Gil
Cargo: Director General de Pemex-Exploración y Producción



Firma

I. Informe a que se refiere el Artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Para dar cumplimiento al Artículo 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General de Pemex-Exploración y Producción presenta el siguiente Informe Anual 2012 al Consejo de Administración del Organismo

I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

El artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos establece que Petróleos Mexicanos, por conducto de su Director General, deberá presentar en marzo de cada año a la dependencia coordinadora de sector y, por conducto de ésta, al Congreso de la Unión, un informe sobre sus actividades durante el año inmediato anterior.

Dicho informe deberá estar integrado, entre otros temas, por un reporte sobre la marcha de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, de conformidad con la fracción I de dicho artículo.

Por su parte, el artículo 86, segundo párrafo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, señala que la información de cada organismo subsidiario, para integrar el reporte arriba referido, será entregada por cada Director General, previa aprobación del Consejo de Administración que corresponda.

En el mismo sentido, la fracción VIII del artículo Décimo Tercero del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, establece como facultad del Consejo de Administración analizar y aprobar el mencionado informe.

En este orden de ideas, se presenta a consideración del Consejo de Administración el Informe del Organismo correspondiente al ejercicio 2012 para su integración en el informe referido por el artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, por lo que se propone al Consejo de Administración de PEMEX-Exploración y Producción la adopción del siguiente:

ACUERDO

Con fundamento en los artículos Décimo Tercero, fracción VIII, del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, y 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción aprueba el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2012.

Contenido

1.	Resultados operativos	1
a.	Exploración	2
b.	Producción	31
c.	Mercado interno y a terminales de exportación	45
d.	Mercado internacional	54
e.	Mantenimiento	61
f.	Seguridad industrial y protección ambiental	68
2.	Inversiones	125
a.	Evolución del presupuesto anual 2012	126
b.	Ejercicio de inversión	127
c.	Ejercicio de operación	131
d.	Principales proyectos de inversión	134

1. Resultados operativos

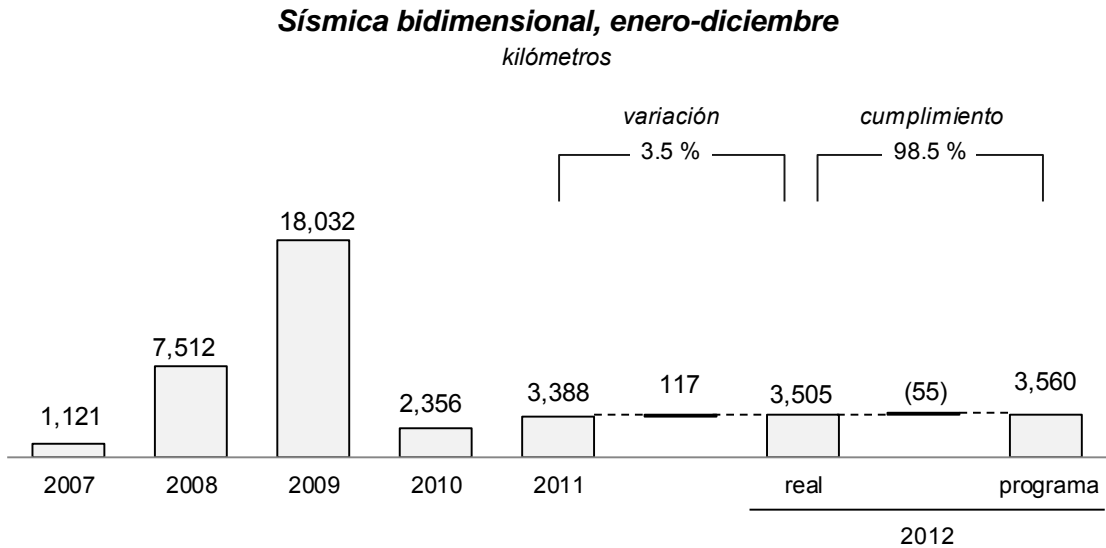
a. Exploración

La cadena de valor de exploración comprende como actividades principales la adquisición de sísmica 2D y 3D, así como la perforación y terminación de pozos exploratorios, realizándose las dos primeras actividades exclusivamente en las etapas de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, y abarcando la perforación y terminación de pozos adicionalmente al proceso de delimitación de yacimientos.

Durante el periodo enero-diciembre de 2012 la exploración se desarrolló en las cuencas del Golfo de México Profundo, Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

i. Adquisición de sísmica 2D

La sismología 2D tuvo un avance de 3 mil 505 kilómetros, correspondiendo a la actividad de evaluación del potencial, incorporación de reservas y desarrollo de campos. Este resultado significa una variación de 3.5 por ciento respecto al mismo periodo del año anterior y un cumplimiento de 98.5 por ciento respecto al programa, en el cual se tenía considerado adquirir 3 mil 560 kilómetros.



La variación respecto al programa obedece a que en la Cuenca del Sureste Terrestre se programó el estudio Zapatero-Pénjamo 2D con 635 kilómetros para evaluar el potencial petrolero de la margen suroeste de la Plataforma de Yucatán, realizándose 169 kilómetros, debido al desfase en el inicio por gestión en los trámites del convenio de contratación de la compañía, así como ajustes en la logística derivado de la obtención de permisos de paso.

En la Cuenca de Burgos, el estudio Regional Sabinas II realizó 765 kilómetros de 1 mil 434 programados, con una variación de 669 kilómetros, mientras que en el estudio Espiga 2D se difirió la adquisición de 356 kilómetros programados. En ambos casos se direccionaron las brigadas sísmicas al estudio Perla 2D para apoyar localizaciones exploratorias con objetivo en yacimientos no convencionales (Shale) en el área Piedras Negras Cuenca de Sabinas, donde se tienen cuatro pozos productores en lutitas gasíferas (Shale), Emergente-1, Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1.

En consecuencia, el estudio Perla 2D en la Cuenca de Burgos registró un avance de 1 mil 749 kilómetros de 710 programados, lo que significó un incremento de 1 mil 39 kilómetros.

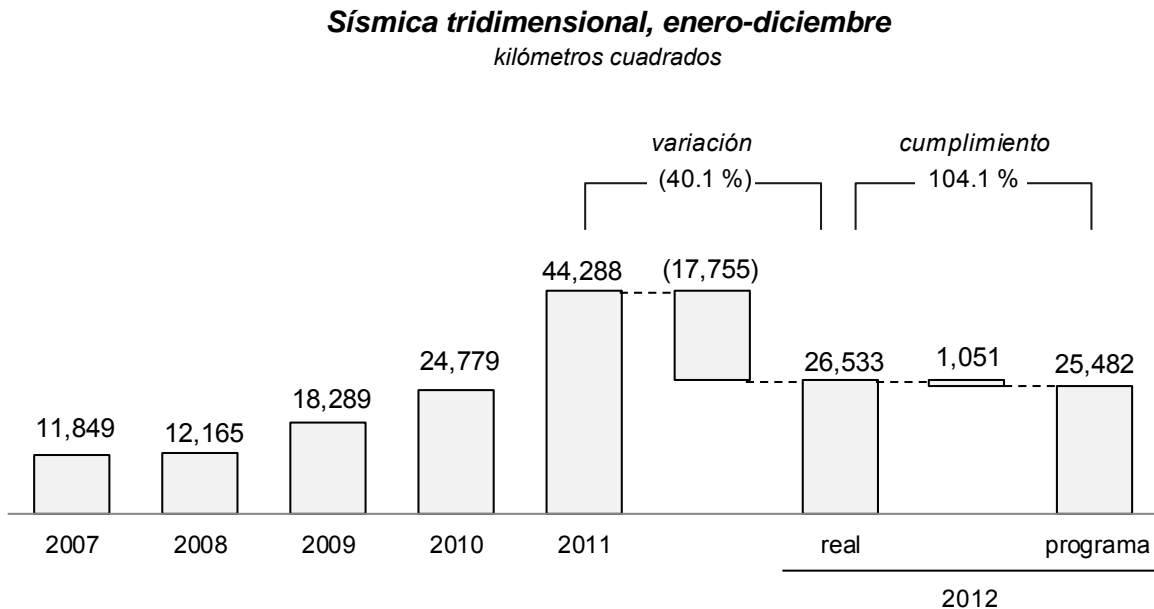
En la cuenca Tampico-Misantla para desarrollo de campos se programó la adquisición de 400 kilómetros con el estudio Altamira 2D y se realizaron 797 kilómetros, la desviación positiva está asociada a la necesidad de cobertura sísmica adicional con la finalidad de definir y mapear el sistema de fracturamiento de las rocas productoras de las formaciones San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior.

En la cuenca de Veracruz el estudio Perdiz 2D3C multicomponente, cumplió al 100 por ciento con su programa de adquisición de 25 kilómetros.

ii. Adquisición de sísmica 3D

La adquisición de sísmología 3D tuvo un avance de 26 mil 533 kilómetros cuadrados, correspondiendo 17 mil 28 kilómetros cuadrados a la actividad de evaluación del potencial petrolero, 5 mil 983 a incorporación de reservas y 3 mil 522 a desarrollo de campos.

Este resultado representa una variación de 40.1 por ciento respecto a lo realizado el año anterior, así como un cumplimiento de 104.1 por ciento respecto a los 25 mil 482 kilómetros cuadrados programados.



A continuación se detallan las causas de la variación respecto al programa, diferenciando entre las actividades de evaluación del potencial, incorporación de reservas y desarrollo de campos:

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Evaluación del potencial					
Golfo de México Profundo	Centauro 3D	0	746	746	Remanente del programa de 2011, finalizó en enero 2012.
	Tzumat 3D	2,402	2416	14	Remante del programa 2011, finalizó en marzo.
	Sayab 3D	16,356	13,866	(2,490)	Inició desfasado, derivado de la documentación adicional solicitada por la SENER-CNH para el Permiso de Estudio Superficial, por lo que se adelantó el levantamiento sísmico Takin 3D.
	Subtotal	18,758	17,028	(1,730)	
Incorporación de reservas					
Veracruz	Loma Bonita-Ixcatlan	186	956	770	Se programó un kilometraje menor ajustado al presupuesto; en los siguientes programas operativos se autorizaron recursos adicionales para continuar con la adquisición sísmica. Finalizó en Diciembre 2012.

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Veracruz	Mata Verde	194	798	604	Se programó un kilometraje menor ajustado al presupuesto; en los siguientes programas operativos se autorizaron recursos adicionales para continuar con la adquisición sísmica. Concluyó en junio.
Sureste Terrestre	Remero Cocal 3D	680	327	(353)	Concluido anticipadamente debido a la problemática social del área.
Sureste Terrestre	Tojual 3D transicional	105	0	(105)	Reprogramado a 2013 por ampliación del estudio sísmico Tsimin-Tojual 3D TZ en el área marina.
Sureste Marino	Tsimin-Tojual 3DTZ	983	1,114	131	Este estudio continua en 2013.
Sureste Marino	Yaxiltun Ote. 3D	2,200	781	(1,419)	Redujo su programa para dar cumplimiento a los requerimientos de desarrollo de campos, adquiriéndose una sísmica de Alta densidad y resolución, concluyó en junio.

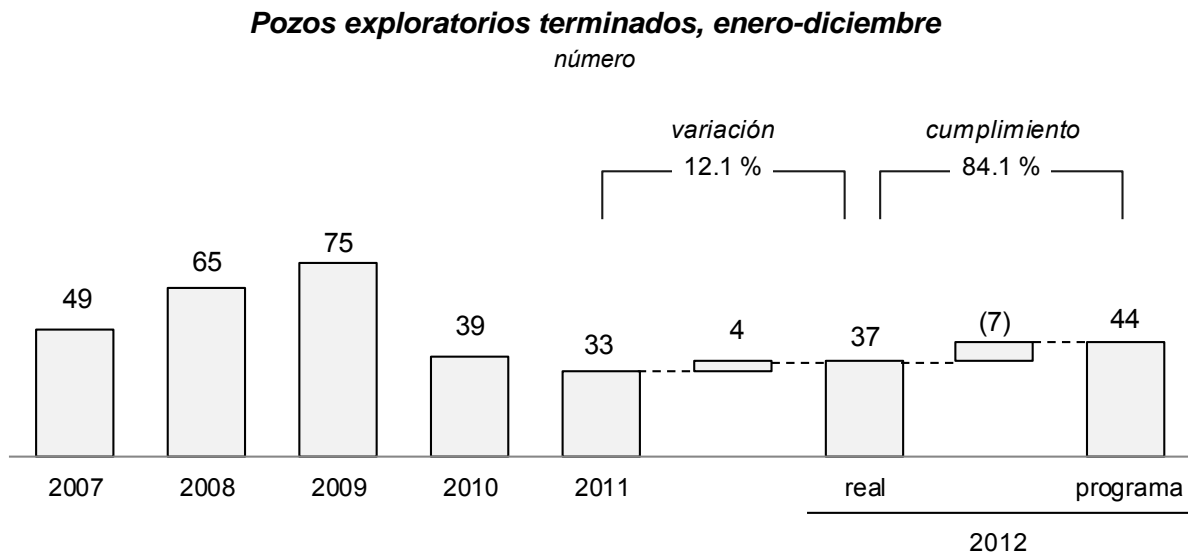
Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Sureste Marino	Takin 3D	0	774	774	Se adelanta del programa 2014 por su cercanía a los campos como Cantarell, Abkatun y la posibilidad de prospectar un bloque autóctono por debajo del campo Takin y localizaciones cercanas a infraestructura. Concluyó en mayo.
Burgos	San Luis 3D	1,176	1,233	57	Este estudio continúa en 2013.
	Subtotal	5,524	5,983	459	
Desarrollo de Campos					
Tampico-Misantla	Miquetla-Miahuapan	690	800	110	El incremento en el kilometraje se debió a buenas condiciones climatológicas y buen manejo social por la brigada de campo.
Tampico-Misantla	Tres Hermanos 3D Norte	180	498	318	El Activo destino recurso adicional para incrementar kilometraje. Continúa en 2013.
Veracruz	Perdiz 3D3C	200	0	(200)	No se realizó por insuficiencia presupuestal.
Veracruz	Angostura 3D	130	0	(130)	No se realizó por insuficiencia presupuestal.

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Sureste Terrestre	Tacotalpa 3D Sur	0	204	204	Incluido para apoyar el desarrollo del campo Carmito, concluyó en marzo.
Sureste Terrestre	Samaria-Iride 3D HD	0	49	49	Incluido para apoyar a los campos Samaria e Iride con sísmica de alta resolución y alta densidad en búsqueda de extensiones de estos yacimientos.
Sureste Marino	Ayatsil Tekel 3D	0	1,971	1,971	Incluido para apoyar el desarrollo del campo Ayatsil-Tekel, concluyó en junio.
	Subtotal	1,200	3,522	2,322	
	Total	25,482	26,533	1,051	

iii. Terminación de pozos exploratorios

En el periodo enero-diciembre de 2012 se terminaron 37 pozos exploratorios, de los cuales 1 resultó productor de aceite, 7 productores de aceite y gas, 2 productores de gas húmedo, 8 productores de gas y condensado, 3 productores de gas seco, 3 productores no comercial de aceite y gas, 1 productor no comercial de gas y condensado, 1 productor no comercial de gas seco, 3 improductivos secos y 8 improductivos invadidos de agua salada.

Este resultado representa una variación positiva de 12.1 por ciento de lo realizado en el mismo periodo del año anterior al terminar 4 pozos adicionales, y un cumplimiento de 84.1 por ciento respecto al programa.



De los 37 pozos exploratorios terminados, en la cuenca de Burgos se ha probado el concepto de lutitas gasíferas con seis pozos, de los cuales cuatro resultaron productores.

El detalle de los pozos terminados se presenta en el siguiente cuadro:

Pozos terminados

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros		Producción inicial			
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Productores Convencionales									
Golfo de México Profundo	Kunah-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Terciario	4,550	2,845	2,890	23.7		
					3,328	3,338	23.0		
					3,918	3,938	30.0		
					3,845	3,862	32.2	98	
					4,034	4,064	33.9	143	
Golfo de México Profundo	Kunah-1DL	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Mioceno	4,515	4,197	4,207	34	9	
					4,294	4,333	33	103	
Golfo de México Profundo	Trion-1	Zona económica exclusiva, Área Perdido	Eoceno Wilcox	6,119	4,067	4,158			
					4,250	4,322			
Golfo de México Profundo	Supremus-1	Zona económica exclusiva, Área Perdido	Oligoceno Frio 20	4,029	3,690	3,698			
Burgos	Cuervito-201A	Municipio de Gral. Bravo, Nuevo León	Eoceno Queen City	3,400	2,812	2,824	0.69		
					2,864	2,878	0.70	16	
					3,218	3,230	1.44	48	
Burgos	Forcado-1	Municipio de Gustavo Díaz Ordaz, Tamps.	Eoceno Jackson y Queen City	3,408	2,003	2,009	2.0	53	
					2,519	2,529	4.0		
					3,195	3,205	0.93		
Burgos	Mandarin-1	Municipio de Gral. Bravo, Nuevo León	Eoceno Yegua	3,200	1,765	1,775	0.77	8	
					2,201	2,207	1.02		
					2,708	2,718	2.34	19	
Burgos	Organdi-1	Municipio de Río Bravo, Tamaulipas	Oligoceno Vicksburg	4,003	3,285	3,298	1.91	26	
					3,815	3,830	1.79	144	
Sabinas	Master-1	Municipio Juárez Coahuila de Zaragoza	La Casita	2,462	1,639	2,462	21		

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Burgos	Tepozan-1	Municipio General Bravo, Nuevo Leon	Eoceno Jackson	2,406	1,255	1,265	2.2	34	
					1,305	1,315	2.1		
Burgos	Paje-1	Municipio de Gustavo Díaz Ordaz, Tamps.	Eoceno Yegua	2,004	1,645	1,648	0.7	19	120
					1,668	1,673	0.7	19	120
Veracruz	Gasífero-1	Municipio de San Juan Evangelista, Veracruz	Mioceno Inferior	2,737	2,684	2,690	0.3		821
Veracruz	Bedel-1	Municipio de Juan Rodríguez Clara, Veracruz	Mioceno Medio	2,859	2,561	2,575	0.2		415
Sureste	Jolote-101	Municipio de Cunduacán, Tabasco	Cretácico	6,074	5,190	5,250	1.68		1,042
					5,320	5,336			
Sureste	Sunuapa-401	Municipio de Pichucalco, Chiapas	Cretácico	3,680	3,340	3,390	1.71		1,396
Sureste	Navegante-1	Municipio de Nacajuca, Tabasco	Jurásico	6,911	6,584	6,911	7.22		1,770
Sureste	Teotleco-101	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Cretácico Medio	5,841	5,352	5,370	9	1,407	
					5,393	5,415			
					5,450	5,468			

Productores No Convencionales

Sabinas	Habano-1 ^a	Municipio de Hidalgo Coahuila	Cretácico	3,770	2,256	3,703	2.77	27	
Sabinas	Percutor-1 ^b	Municipio de Progreso, Coahuila	Cretácico Superior	3,436	1,945	3,390	2.2		
Sabinas	Arbolero-1 ^c	Municipio de Anáhuac Nuevo León	J. Superior Pimienta	4,007	2,948	3,878	3.18		
Burgos	Anhelido-1 ^d	Municipio de Cruillas Tamaulipas	J. Superior Pimienta	3,945	2,497	3,857	1.9		432

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Productores No Comerciales Convencionales									
Sabinas	Progreso-101	Municipio de Progreso, Coahuila de Zaragoza	La virgen y Cupido Ki	3,000	1,495	1,525	0.4		
Sureste	Calicanto-1	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Mioceno Superior	5,100	3,412	3,428			76
Sureste	Chaya-1A	Municipio de Comalcalco, Tabasco	Jurásico	6,759	6,400	6,412			88
Sureste	Tonalli-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Mioceno Medio	4,750	2,512	2,526			

Productores No Comerciales No Convencionales									
Sabinas	Montañas-1 ^e	Municipio de Guerrero, Coahuila de Zaragoza	Cretácico	3,200	1,905	3,155	0.1		19

Improductivos Convencionales									
Golfo de México Prof.	Talipau-1	Zona económica exclusiva	Terciario	5,028	3,220	3,245			
Golfo de México Prof.	Hux-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Cretácico y Jurásico	4,852					
Golfo de México Prof.	Caxa-1	Zona económica exclusiva	Terciario	4,469					
Sureste	Bricol-201	Municipio de Comalcalco, Tabasco	Cretácico y Jurásico	7,260	5,835	5,875			
					6,525	6,555			
					6,785	6,810			
					7,192	7,220			
Sureste	Rabasa-301	Municipio de Agua Dulce, Veracruz de Ignacio de la Llave	Terciario	4,756					
Sureste	Costero-1001	Municipio de Centla, Tabasco	Cretácico y Jurásico	6,934					
Sureste	Cardenas-901	Municipio de Cardenas, Tabasco	Cretácico y Jurásico	6,926					
Sureste	La Venta-1001	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Mioceno-Oligoceno	4,000					

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Sureste	Ku-301	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Jurásico	4,925	4,843	4,862			
Burgos	Hipotenusa-1	San Fernando , Tamaulipas	Oligoceno	2965	2,460 2,710 2,810	2,475 2,725 2,829			

Improductivos No Convencionales

Sabinas	Nómada-1 ^f	Municipio de Nava, Coahuila	Cretácico	2,850	1,522	2,806			
---------	-----------------------	-----------------------------	-----------	-------	-------	-------	--	--	--

^a El pozo Habano-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^b El pozo Percutor-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^c El pozo Arbolero-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 11 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^d El pozo Anhelido-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 18 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^e El pozo Montañas-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 14 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

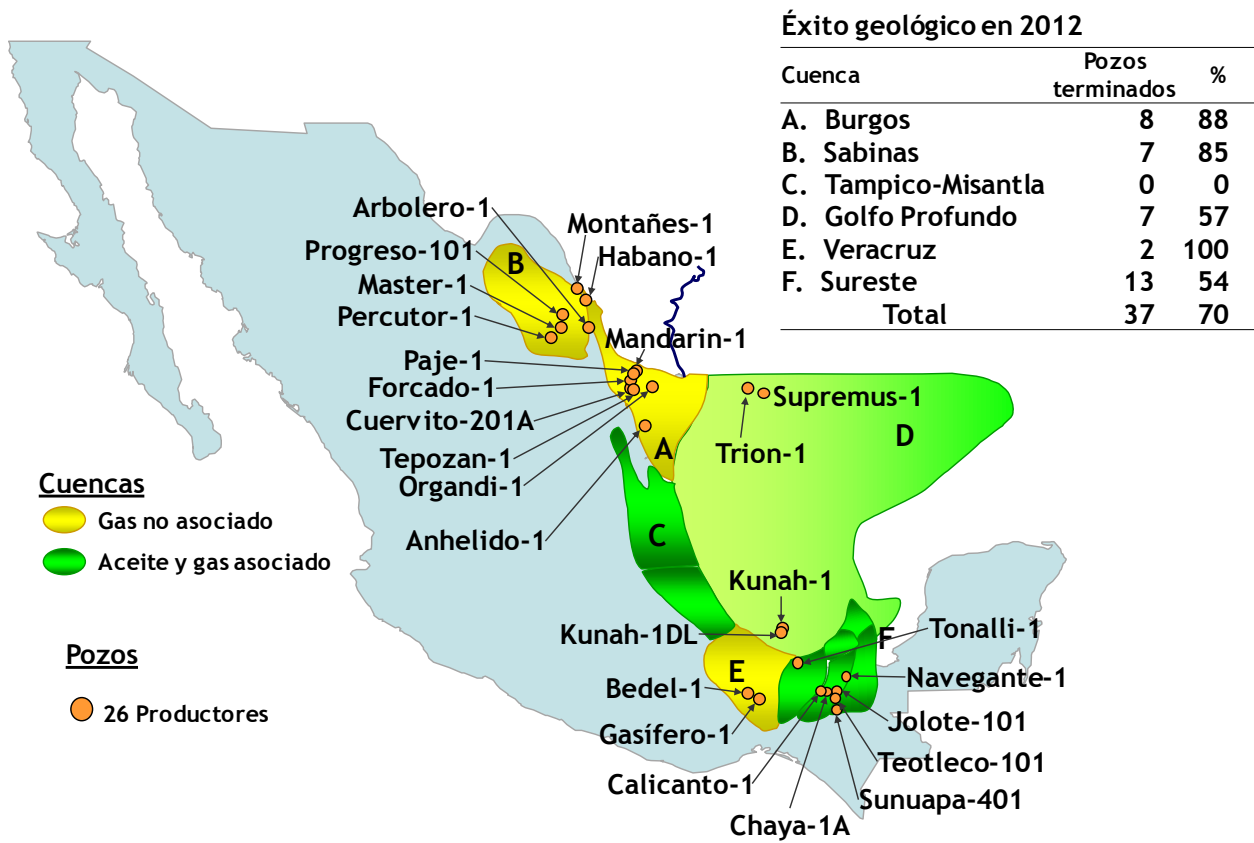
^f El pozo Nómada-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

Del total de pozos exploratorios terminados en el periodo enero-diciembre, 26 tienen clave de resultado como productores, por lo que el éxito exploratorio geológico¹ es de 70 por ciento.

En el siguiente mapa se muestra la ubicación de las cuencas petroleras con los pozos productores y la tabla resumen de los pozos terminados durante el periodo, así como el porcentaje de éxito geológico respectivo:

¹ El éxito exploratorio geológico se define como el cociente que resulta de dividir el número de pozos exploratorios terminados productores entre el total de número de pozos exploratorios terminados.

Ubicación de pozos productores por Cuenca petrolera



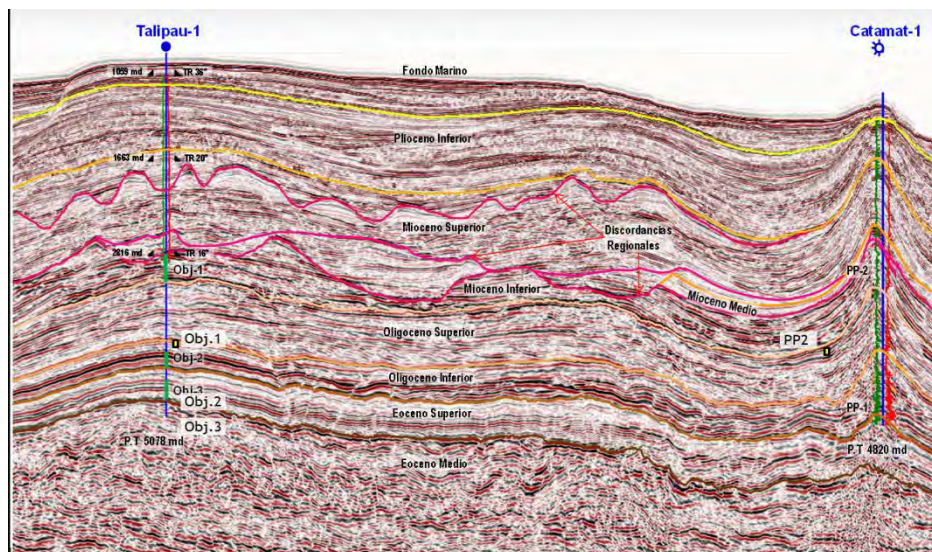
iv. Avance de proyectos en aguas profundas

En la Cuenca del Golfo de México Profundo, se desarrollan las actividades en los proyectos exploratorios Área Perdido, Golfo de México B y Golfo de México Sur.

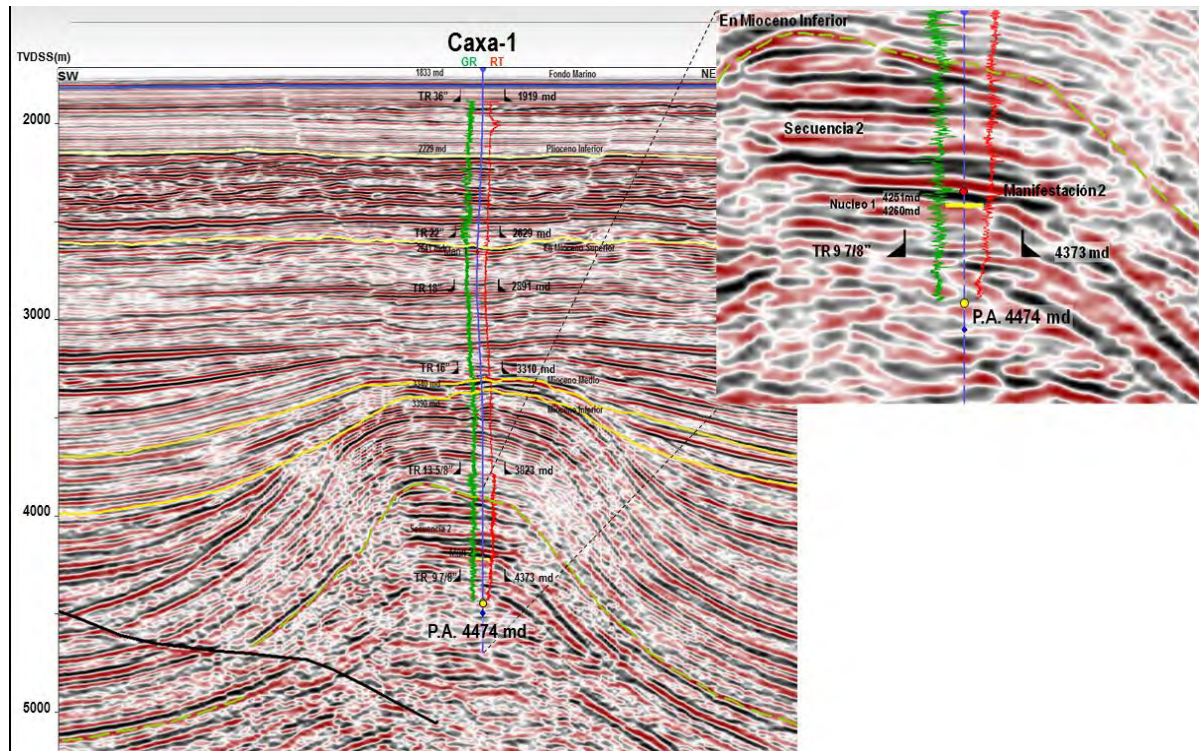
En el proyecto Golfo de México Sur se adquirió sísmica 3D por 2 mil 416 kilómetros cuadrados con el estudio Tzumat 3D cumpliendo con el programa establecido, se continúa la adquisición del estudio Sayab 3D que realizó 13 mil 866 kilómetros cuadrados. En el proyecto Área Perdido se adquirieron 746 kilómetros cuadrados del estudio Centauro 3D, remanentes del programa 2011.

En la actividad de pozos exploratorios, en el proyecto Golfo de México Sur se terminaron los pozos Talipau-1 y Caxa-1, ambos perforados con la plataforma Bicentenario.

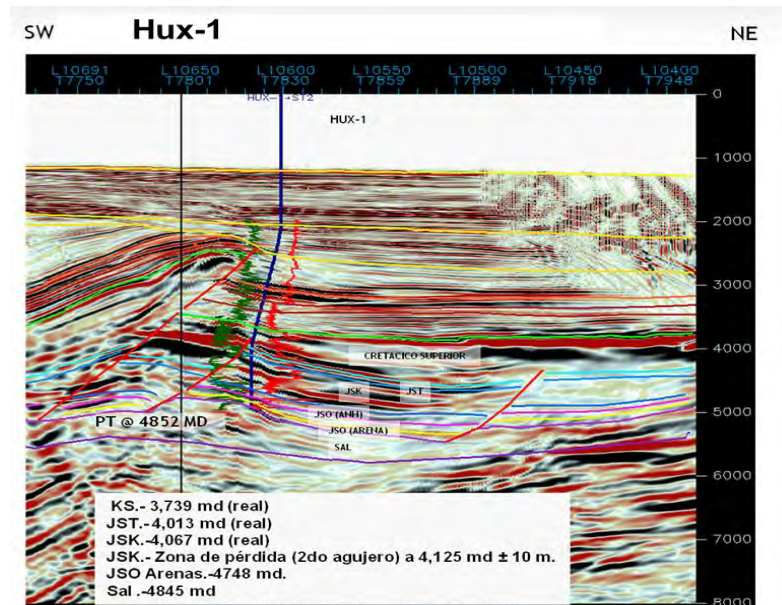
El pozo Talipau-1 evaluó el potencial económico petrolero en las rocas siliciclásticas de ambientes de aguas profundas del Mioceno Inferior, Oligoceno y Eoceno, alcanzando una profundidad de 5 mil 28 mvmr y resultando improductivo invadido de agua salada.



El pozo Caxa-1 evaluó el potencial económico petrolero (aceite superligero) en secuencias siliciclásticas del Mioceno Inferior, depositadas en forma de canales apilados, abanicos de talud y/o piso de cuenca. Este pozo alcanzó una profundidad de 4 mil 469 mvmbr (4 mil 474 mdbmr) y resultó improductivo seco.



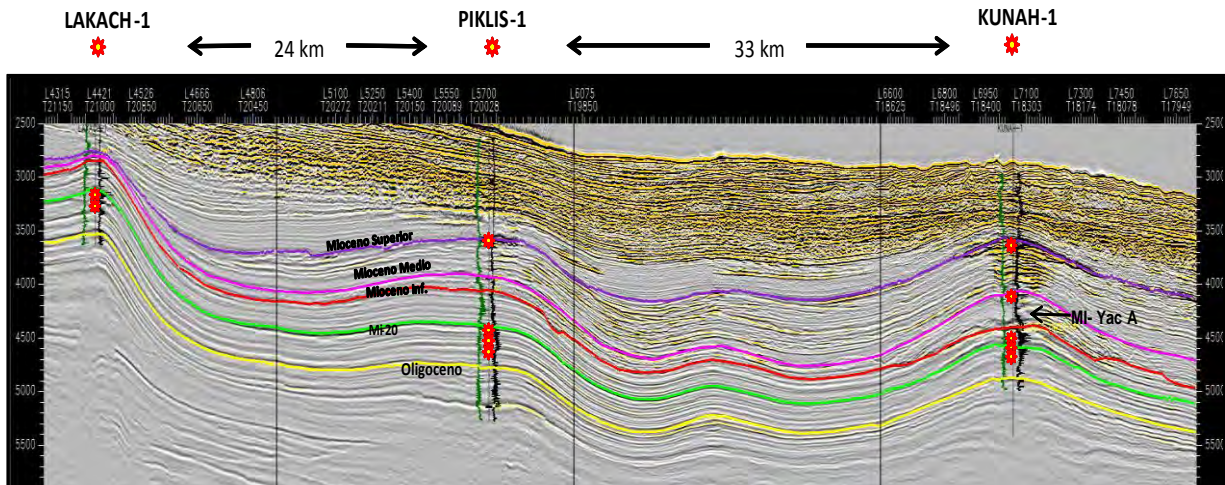
En el proyecto Golfo de México B, con la plataforma West Pegasus se terminó el pozo Hux-1, cuyo objetivo fue probar la continuidad de los plays mesozoicos hacia el norte de los campos Ku, Maloob, Zaap y Tekel, sin embargo, aunque encontró buenas condiciones de roca almacén, no se registraron evidencias de hidrocarburos por lo que resultó invadido de agua salada.



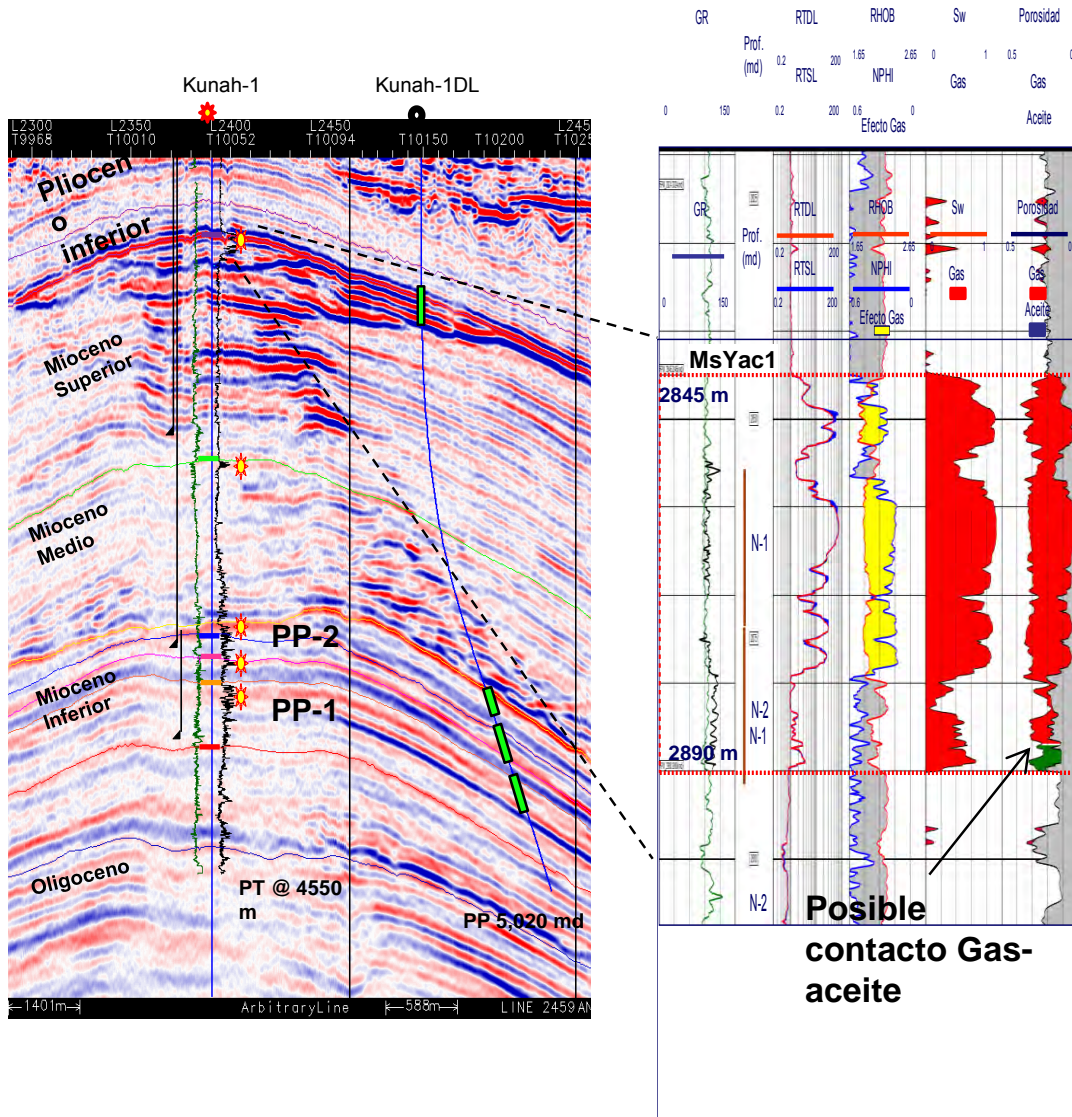
Con la Plataforma Centenario, se terminó el Pozo Kunah-1 en un tirante de agua de 2 mil 147 metros y a una profundidad de 4 mil 550 metros; descubriendo cinco yacimientos de gas húmedo: uno en el Mioceno superior, posible contacto gas-aceite, uno en el Mioceno medio y tres en el Mioceno inferior.

Las pruebas de producción convencionales alcanzaron gastos de 34 millones de pies cúbicos de gas por día y 143 barriles de líquidos, destacándose este pozo como el de mayor productividad de gas húmedo del área.

La reserva 3P certificada es de 1,793 miles de millones de pies cúbicos de gas. Estos resultados robustecen el portafolio de oportunidades identificadas al noreste del Cinturón Plegado Catemaco.

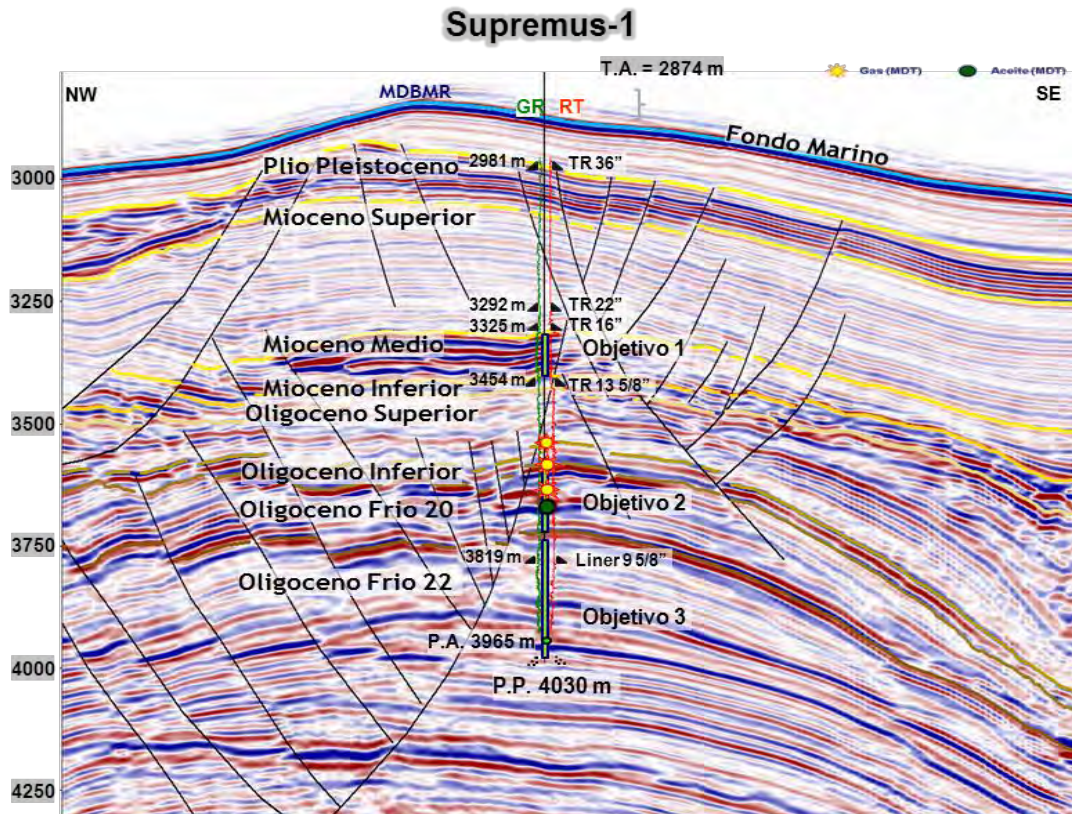


Con la plataforma Centenario se concluyó el pozo Kunah-1DL, a una profundidad total de 4 mil 515 md en rocas del Mioceno Inferior. Este pozo en base a los registros geofísicos, pruebas XPT, MDT y mini-DST's y estudios de inversión sísmica, permitió definir la extensión lateral de los yacimientos descubiertos, así como el contacto gas-agua, lo anterior permitió reclasificar 384 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas.

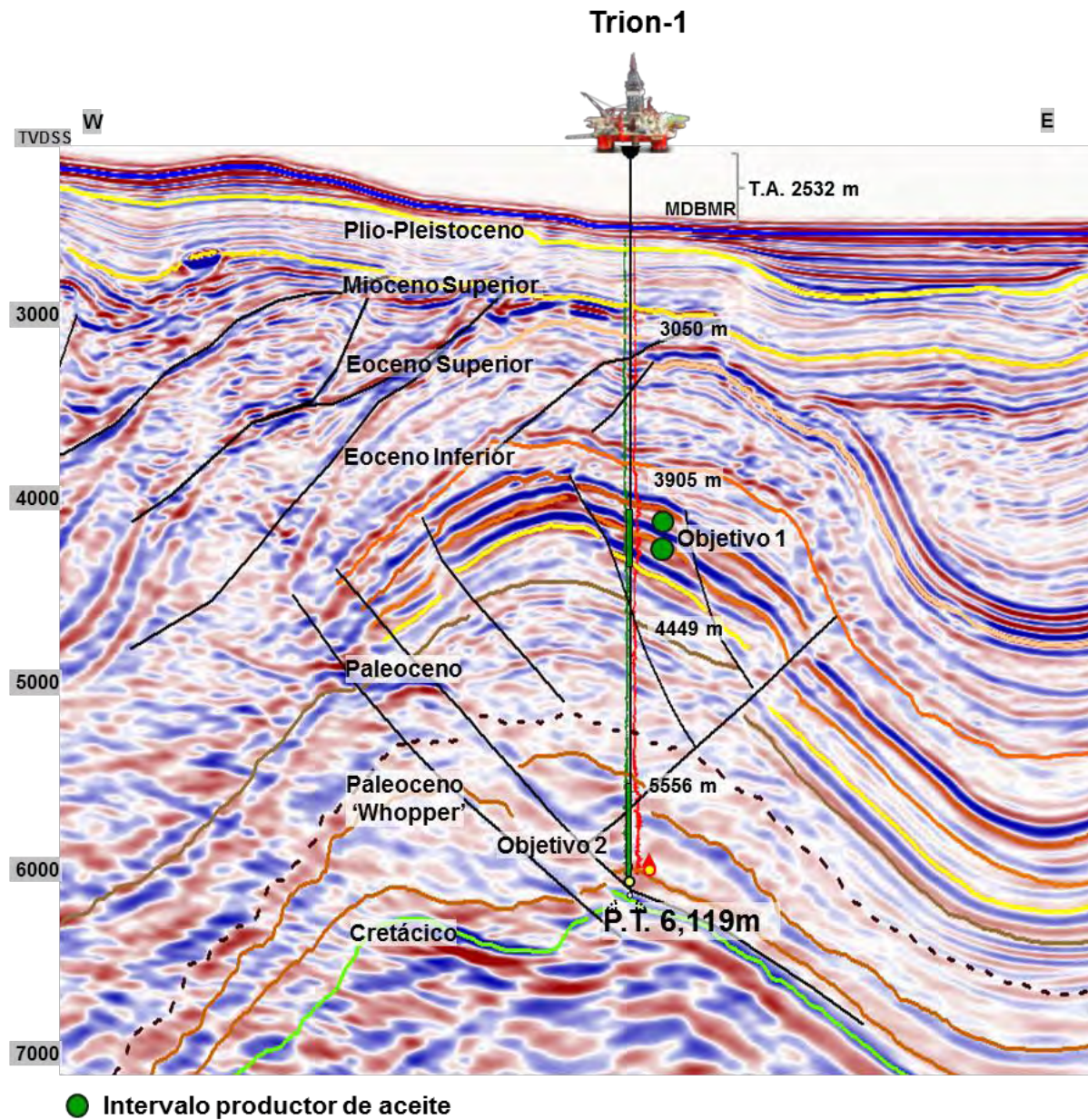


En el proyecto Área Perdido, se terminaron los pozos exploratorios Supremus-1 y Trion-1.

Con la plataforma West Pegasus se perforó el pozo Supremus-1, en un tirante de agua de 2 mil 874 metros, alcanzando una profundidad de 4 mil 30 m, resultando productor de aceite y gas en la formación Oligoceno Frio 20, encontrándose un aceite de 27° API, con una reserva estimada de 114 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en proceso de certificación.

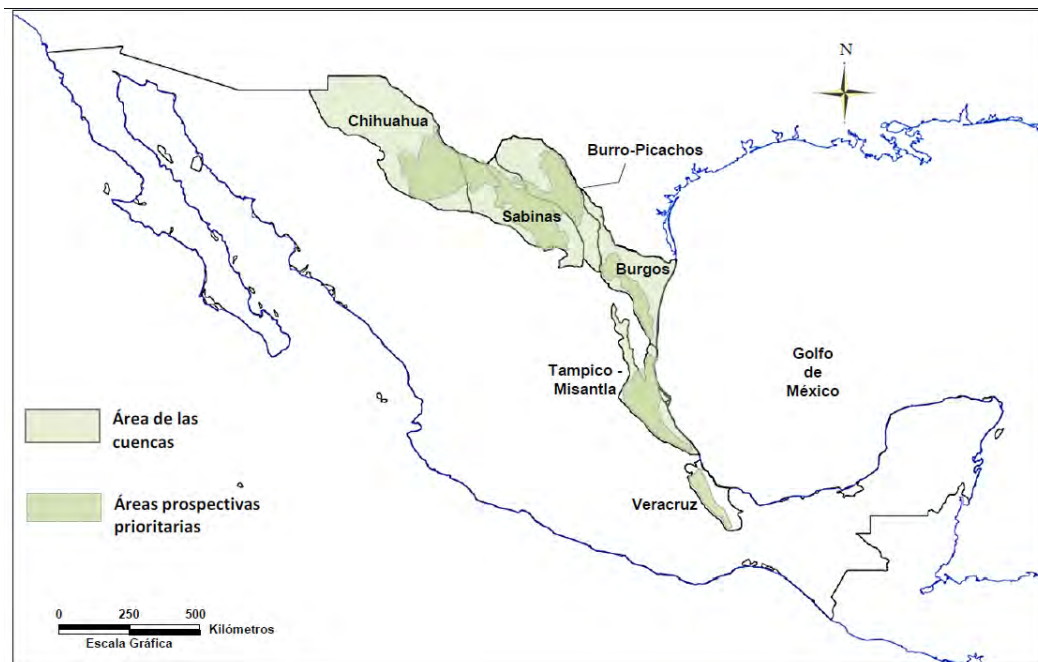


Con la plataforma Bicentenario se perforó el pozo Trion-1, en un tirante de agua de 2 mil 532 metros y a una profundidad de 6 mil 119 mbnm. Este pozo confirmó la existencia de un sistema petrolero activo en la provincia Salina del Bravo y resultó productor de aceite y gas en dos yacimientos del Eoceno Wilcox encontrándose un aceite de 25 y 29° API respectivamente. La calidad de la roca almacén y los espesores netos impregnados son superiores a los del campo Great White ubicado a más de 50 kilómetros al norte en el territorio de Estados Unidos. Se tiene una reserva estimada de 462 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en proceso de certificación.



v. Avance de proyecto aceite y gas en lutitas (Shale Gas/Oil)

El proyecto está situado geológicamente en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Se enfoca a la exploración de plays no convencionales de aceite y gas en lutitas, en horizontes de edad Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano.



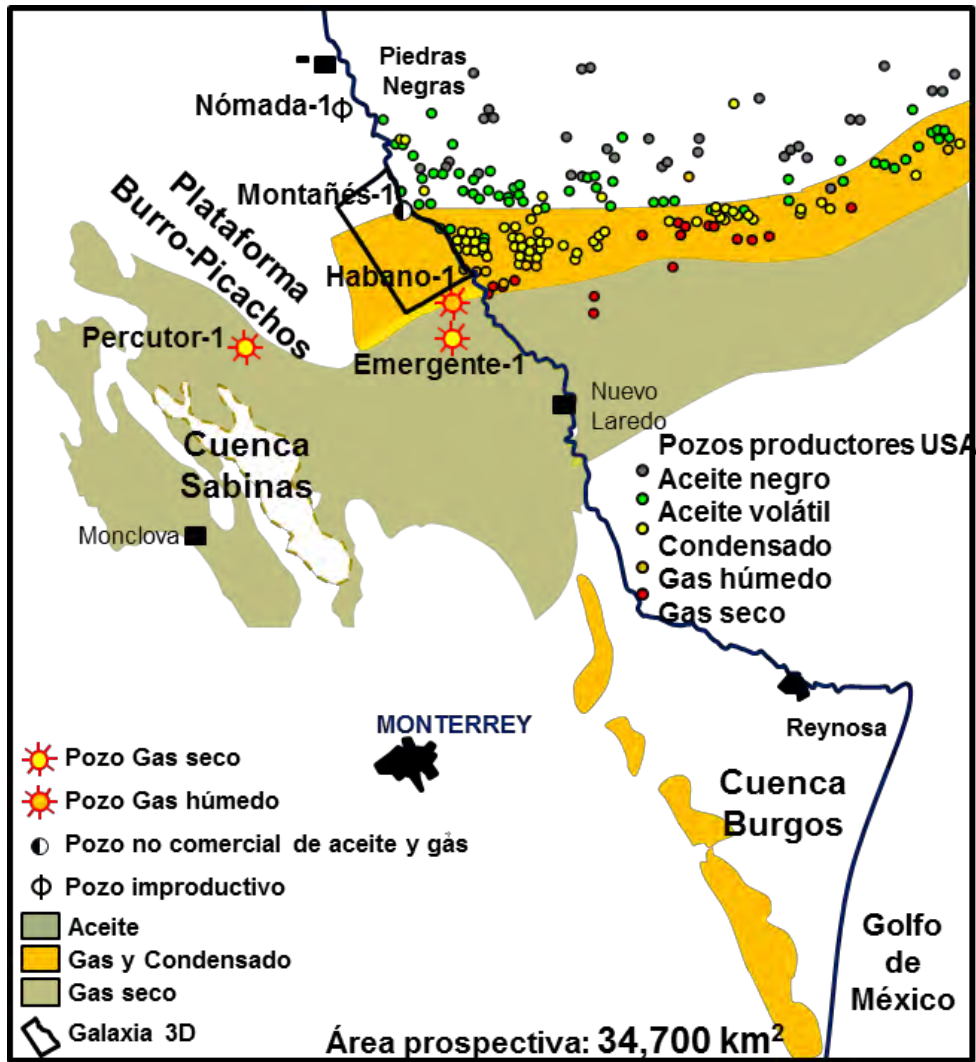
La perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas con base en los estudios geológicos-geofísicos y geoquímicos ha permitido identificar los siguientes plays:

- ✓ Plays del Cretácico Superior (Ojinaga, Eagle Ford y Agua Nueva) están distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos y Burgos en el noreste de México, y son la extensión de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados Unidos.

- ✓ Plays del Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.
- ✓ Plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta) están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville, productora en EUA.

Los recursos prospectivos identificados son del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la cuenca Tampico-Misantla y 24.8 a la cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 corresponden a aceite y 28.9 de gas.

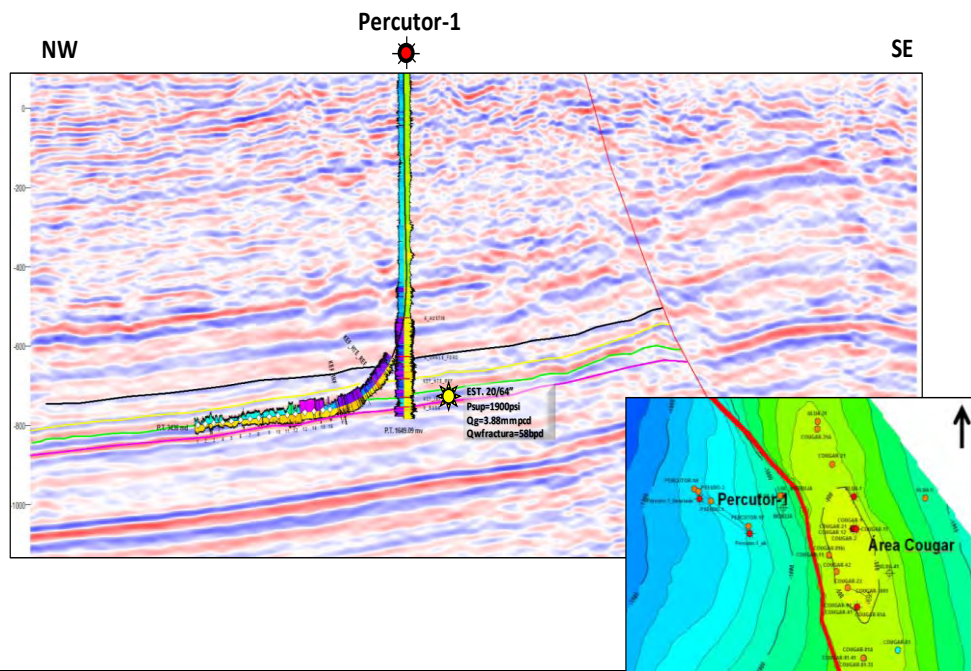
Desde el año 2010 se inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro-Picachos, con resultados exitosos, comprobando la continuidad hacia México de las ventanas de gas seco con los pozos Emergente-1 (2011), y en 2012 con los descubrimientos Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1, sobresaliendo éste último con una reserva certificada de 42 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



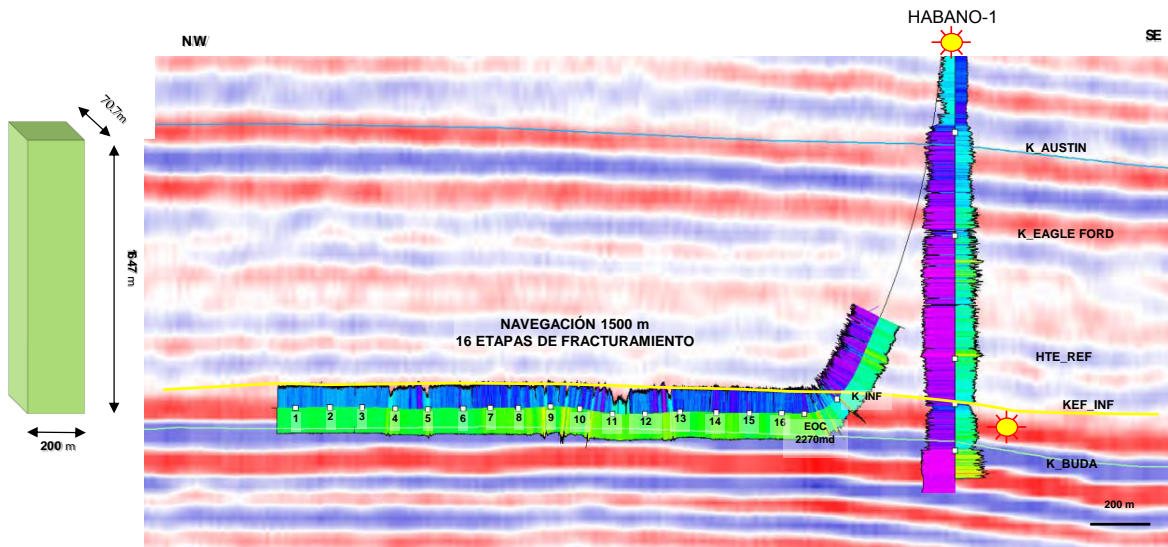
Se destaca el descubrimiento del primer yacimiento de aceite con la perforación del pozo Anhérido-1 que resultó productor de aceite y gas en la formación Jurásico Superior Pimienta, con una reserva en proceso de certificación.



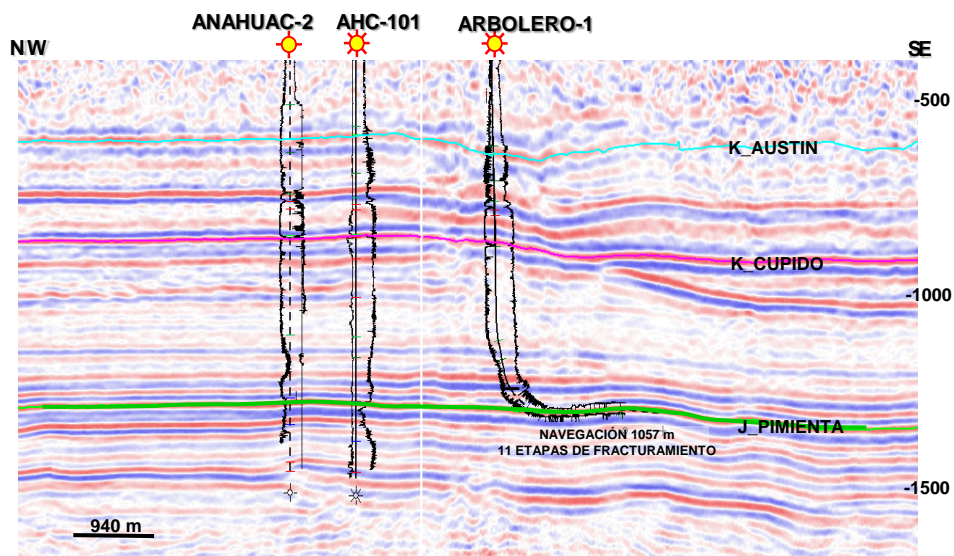
El pozo Percutor-1 concluyó el 30 de marzo de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Progreso, Coahuila, resultando productor de gas seco, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior).



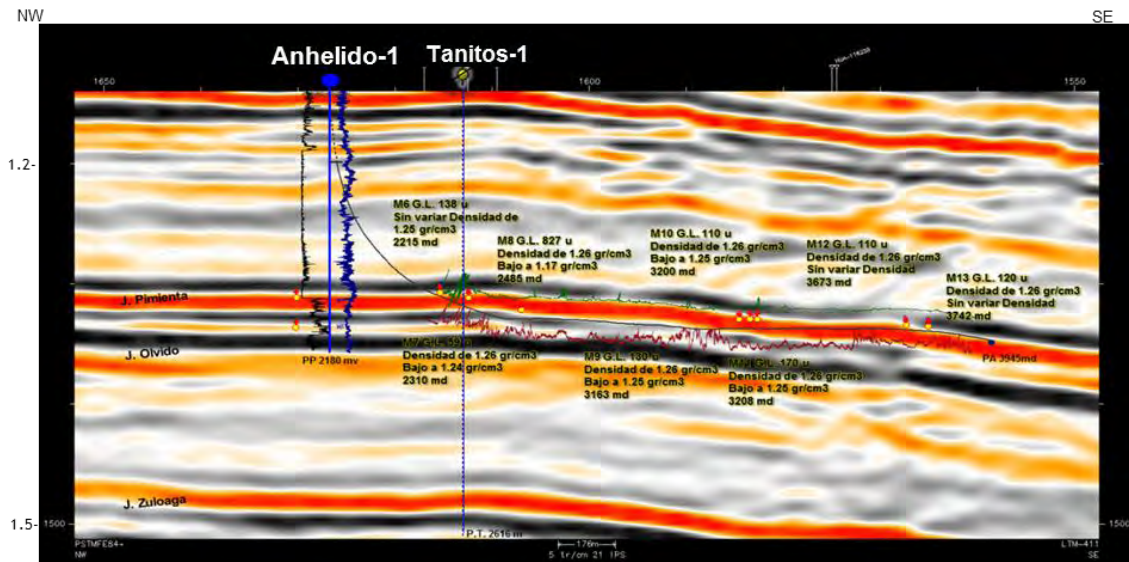
El pozo Habano-1 concluyó el 15 de abril de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Hidalgo Coahuila, resultando productor de gas y condensado, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior).



El pozo Arbolero-1 concluyó el 7 de julio de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Anáhuac, Nuevo León, resultando productor de gas seco, en el play Jurásico Superior Pimienta.



El pozo Anhelido-1 concluyó el 27 de diciembre de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Camargo en Municipio de Cruillas, Tamaulipas, resultando productor de aceite y gas, en el play Jurásico Superior Pimienta.



vi. Áreas de oportunidad

Para mantener la restitución de reservas en 100 por ciento, Pemex ha establecido varias líneas de acción, donde será de vital importancia atender las siguientes áreas de oportunidad:

- Asegurar los recursos de inversión para continuar el programa exploratorio, asignando un presupuesto para mantener un programa de delimitación sostenido que permita reclasificar la reserva 3P descubierta
- Continuar con la gestión para la contratación de plataformas en aguas someras
- Garantizar el enfoque en la conversión de recursos prospectivos en reservas certificadas
- Obtener la tecnología especializada e inversión adicional que demanda la prospección de yacimientos no convencionales de aceite o gas en lutitas (*shale oil / gas*)
- Fortalecer y mantener la actualización de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias, tomando como fuente los recursos prospectivos en base a los estudios post-perforación y de plays
- Acelerar el procesamiento e interpretación de los diferentes cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de identificar de manera temprana oportunidades exploratorias de volúmenes importantes de recursos prospectivos

e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca

- Continuar con el desarrollo del talento técnico, la aplicación selectiva de tecnología y el acceso y ejecución eficiente de los servicios, tanto de adquisición y procesado sísmico, como de perforación y terminación de pozos

b. Producción

i. Desarrollo de campos

En el periodo enero - diciembre de 2012 se terminaron 1,201 pozos de desarrollo, obteniéndose una producción incremental promedio de 167 mil barriles diarios de crudo y 329 millones de pies cúbicos de gas por día.

Del total de pozos terminados 1 mil 154 fueron terrestres y 47 marinos, resultando 970 productores de crudo, 158 productores de gas y condensado, 31 productores de gas seco y 42 improductivos, con lo cual se tiene un éxito de 97 por ciento.

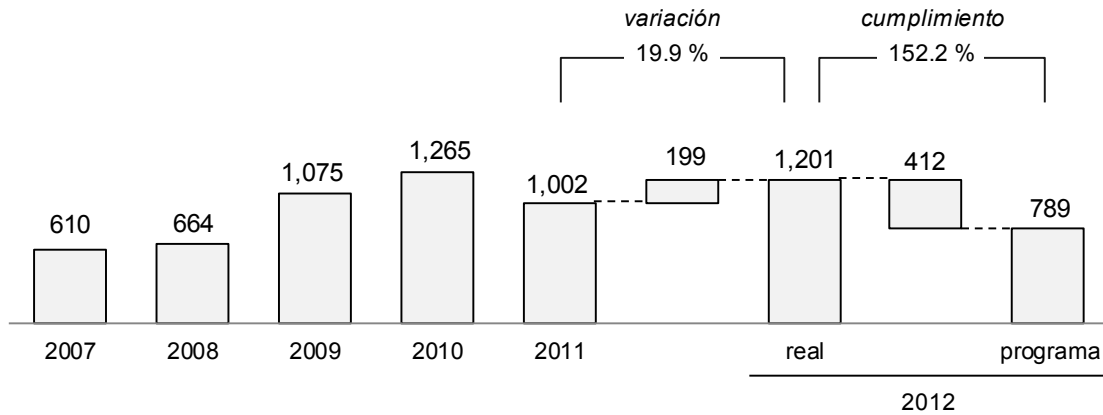
Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre 2012

<i>número</i>				
Región	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	789	1,201	412	152
Norte	545	926	381	170
Sur	183	232	49	127
Marina Noreste	41	27	(14)	66
Marina Suroeste	20	16	(4)	80

El cumplimiento en pozos terminados respecto al programa fue de 152.2 por ciento, es decir, 412 pozos más. Con respecto al año anterior se terminaron 199 pozos adicionales, debido a una mayor actividad de perforación en los Activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre

Número



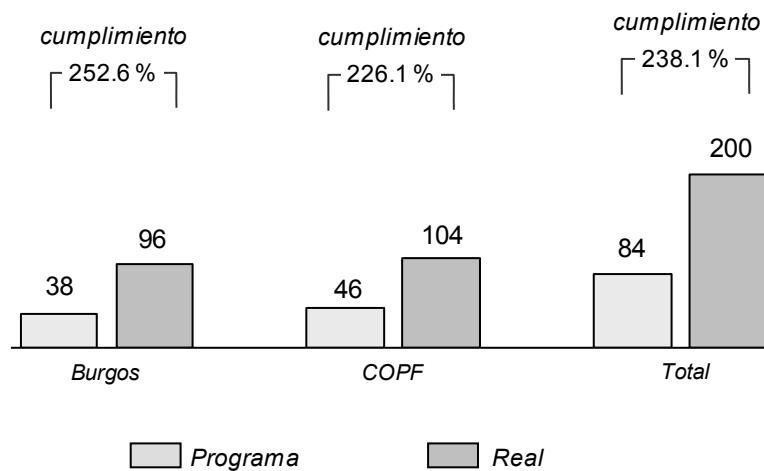
La diferencia favorable respecto al programa obedece principalmente a:

- En la Región Norte se terminaron 381 pozos más a lo programado, debido a una mayor actividad de perforación en los Activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira
- En la Región Sur se terminaron 49 pozos más debido a una mayor actividad en los trabajos de perforación en el Activo Cinco Presidentes en los campos Ogarrío, Otates y San Ramón, y en el Activo Samaria-Luna por el desarrollo del área Terciario en el campo Samaria
- En la Región Marina Noreste se terminaron 14 pozos menos respecto al programa, todos ellos pertenecientes al Activo Cantarell debido al atraso en la llegada de los equipos de perforación

- La Región Marina Suroeste resultó con cuatro pozos menos respecto a lo programado debido a retrasos en los trabajos de perforación, uno en el Activo Litoral de Tabasco y tres en el Activo Abkatun - Pol Chuc

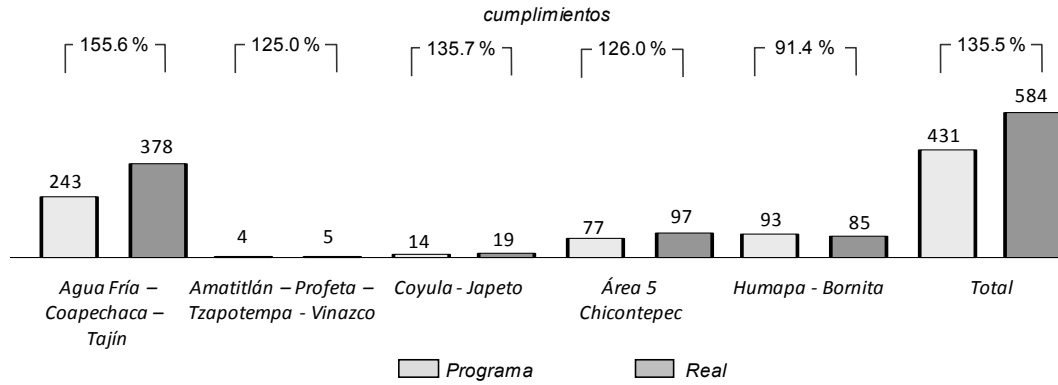
En el Activo Integral Burgos se terminaron 200 pozos de 84 programados, con un cumplimiento de 238 por ciento.

Pozos de desarrollo terminados en el Activo Integral Burgos
número



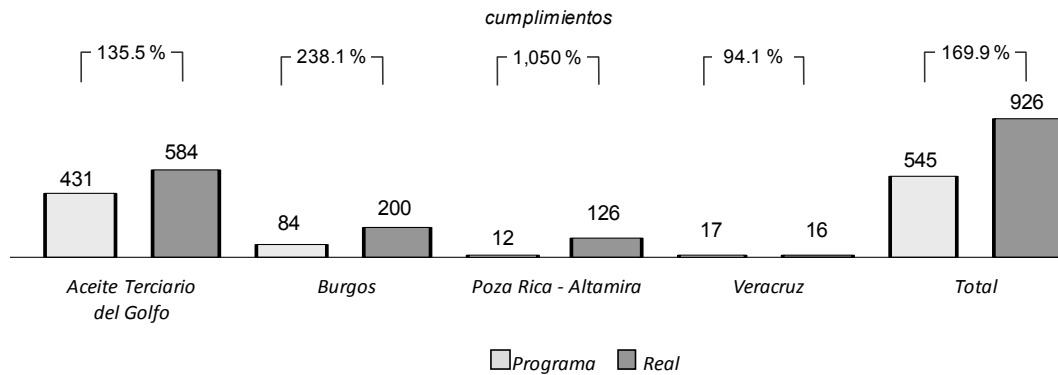
Por lo que respecta al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se terminaron 584 de 431 pozos programados, con lo cual se tiene un cumplimiento de 135 por ciento.

**Pozos de desarrollo terminados en el Activo Aceite Terciario del Golfo
número**



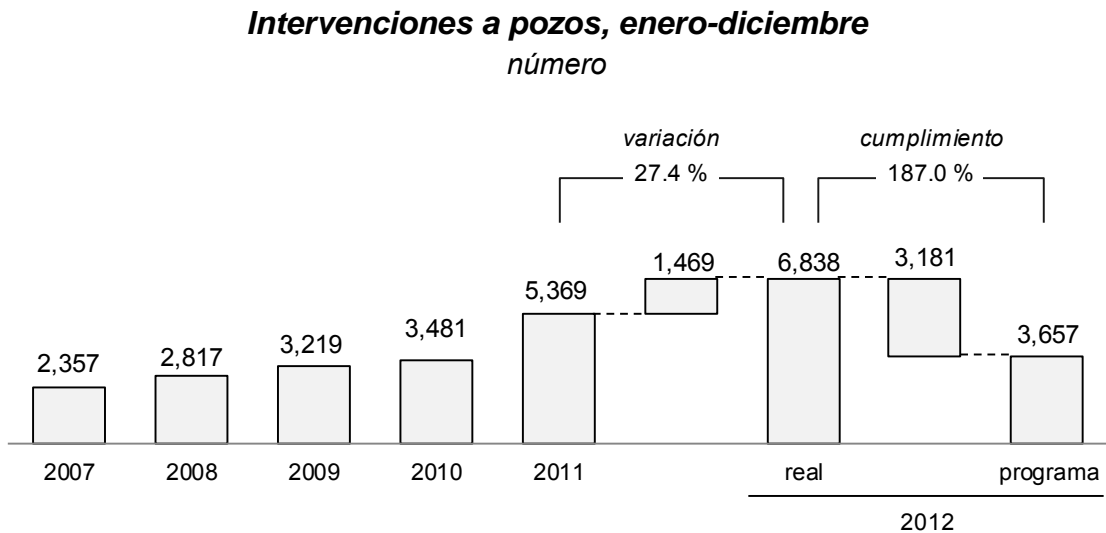
En conjunto, en la Región Norte se terminaron 926 pozos, cifra que representa un cumplimiento de 170 por ciento respecto al programa.

**Pozos de desarrollo terminados en la Región Norte
número**



ii. Intervenciones a pozos

Durante el periodo enero-diciembre de 2012 se realizaron 6 mil 838 intervenciones a pozos, 3 mil 181 más con respecto al POT I, para un cumplimiento de 187 por ciento. De estas intervenciones se obtuvo una producción incremental promedio de 184 mil barriles diarios de crudo y 510 millones de pies cúbicos de gas por día.



La razón de haber realizado un mayor número de intervenciones fue contribuir a mantener la producción base.

La Región Norte realizó 4 mil 995 intervenciones en el periodo, lo cual representa el 73 por ciento del total, siendo los Activos Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Burgos los que más actividad reportaron.

Con respecto al mismo periodo de evaluación del año pasado, se realizaron 1 mil 469 intervenciones más.

Intervenciones a pozos, 2012

número

Tipo	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	3,657	6,838	3,181	187
Mayores	979	1,316	337	134
Menores	2,242	4,659	2,417	208
Estimulaciones	436	863	427	198

Atendiendo a la recomendación de los Comisarios Públicos, a continuación se presenta la comparación de resultados respecto al programa operativo anual (POA).

**Comparativo de actividad física entre programa y realizado
enero-diciembre 2012**

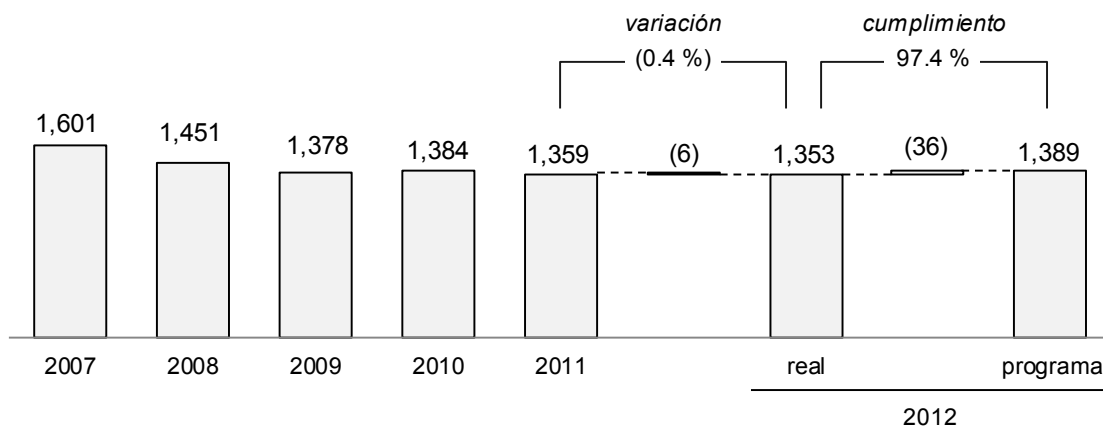
Actividad	POA	real	diferencia	por ciento
Pozos que iniciaron perforación	723	1,262	539	175
Pozos que concluyeron perforación	764	1,254	490	164
Pozos termiandos	772	1,201	429	156
Intervenciones a pozos	3,362	6,838	3,476	203

iii. Producción de crudo y gas

- **Hidrocarburos totales**

La producción total de hidrocarburos en el periodo enero-diciembre de 2012, fue de 1 mil 353 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 0.4 por ciento inferior a la registrada el año anterior.

Producción total de hidrocarburos, enero-diciembre
millones de barriles de petróleo crudo equivalente



En los últimos 5 años, se observa un cambio en la tendencia de disminución de la producción total, la cual se contrajo a una tasa del 7.2 por ciento de los años 2007 a 2009 pero sólo de 0.7 por ciento de 2009 a 2012. Este cambio de tendencia se debe a que la declinación de la producción de crudo en Cantarell ha disminuido y compensado parcialmente con el incremento en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Delta del Grijalva, Yaxché, Ixtal-Manik, Ogarrio-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo.

La producción de crudo alcanzó 2 millones 548 mil barriles diarios y la de gas 6 mil 385 millones de pies cúbicos diarios. Este volumen provino de un total de 9 mil 439 pozos en operación, de los cuales 6 mil 70 pozos son productores de aceite y gas asociado, en tanto que 3 mil 369 corresponden a gas no asociado.

Pozos productores en operación, 2012

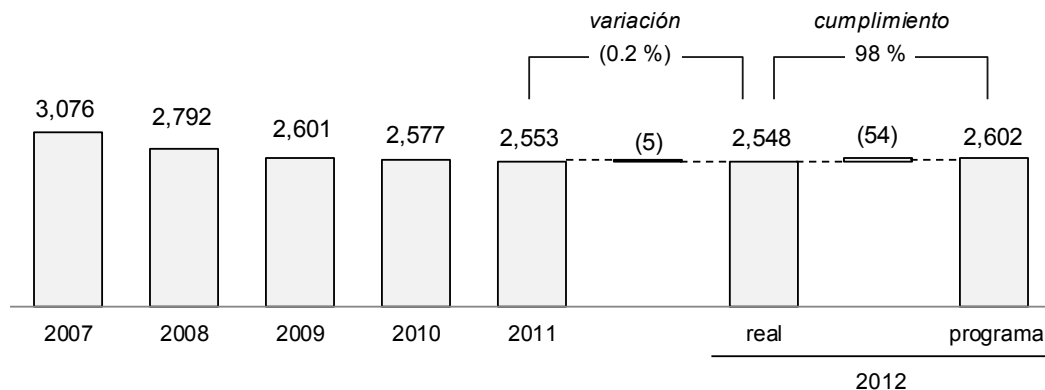
<i>número</i>			
Región	Crudo y gas asociado	Gas no asociado	Total
<i>Total</i>	6,070	3,369	9,439
Norte	4,383	3,289	7,672
Sur	1,149	80	1,229
Marina Noreste	390		390
Marina Suroeste	148		148

• **Crudo**

La producción total de crudo alcanzó en el periodo enero-diciembre de 2012 un promedio de 2 millones 548 mil barriles diarios, 5 mil barriles menos que los obtenidos durante 2011, y 54 mil barriles por debajo de la meta establecida, con lo que se logró un cumplimiento del programa de 98 por ciento.

Producción de crudo, enero-diciembre

miles de barriles por día



Durante el periodo enero-diciembre de 2012, la Región Marina Suroeste alcanzó un cumplimiento de 101 por ciento, al superar por 5 mil barriles diarios su programa establecido. Lo anterior debido principalmente a la terminación de pozos y mayor producción base a la esperada en el proyecto Yaxché.

En la Región Norte, la producción del Activo Poza Rica-Altamira resultó 8 mil barriles diarios por arriba de su programa, lo anterior se explica por los resultados obtenidos en las terminaciones y reparaciones mayores de pozos en este Activo, lo cual permitió a la región superar por 3 mil barriles diarios su meta programada.

En la Región Marina Noreste, el proyecto Ku-Maloob-Zaap superó por 8 mil barriles diarios su meta establecida, principalmente por los resultados en reparaciones menores a pozos, diferimiento y optimización de libranzas y mayor producción base a la esperada. Sin embargo, el Activo Cantarell alcanzó un cumplimiento de 91 por ciento de su programa, esencialmente por la administración de las cuotas de producción en pozos con alta relación gas-aceite, menor producción base a la esperada y el retraso en las reparaciones mayores y terminaciones de pozos debido a la falta de disponibilidad de equipos de perforación (incremento del tiempo requerido para el proceso de licitación y la declaración de licitaciones desiertas por cambios en las condiciones de mercado desde el año 2011). De esta manera, la Región Marina Noreste concluyó el periodo de análisis con 31 mil barriles diarios por debajo de su meta.

La Región Sur consiguió un cumplimiento de 94 por ciento, al situarse 32 mil barriles por debajo de su programa, debido principalmente al mayor avance del contacto agua-aceite, menor producción base a la esperada y menor producción por

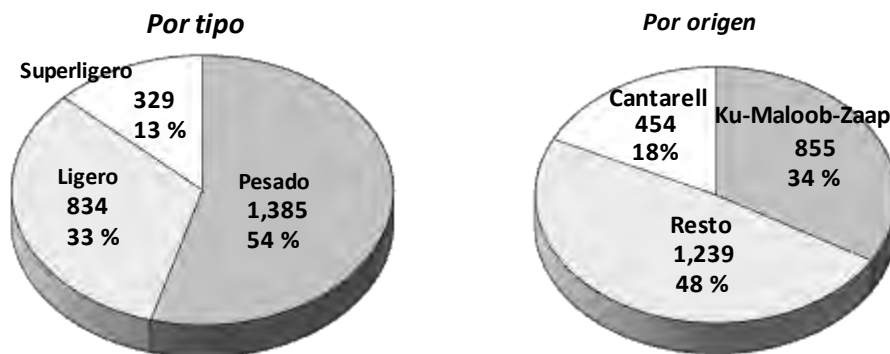
terminaciones en proyectos de los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo.

Por tipo de crudo, el volumen de pesado fue de 1 millón 385 mil barriles por día, lo que significó el 54 por ciento de la producción nacional, el de ligero de 834 mil barriles por día que constituyó el 33 por ciento y el de superligero de 329 mil barriles por día que representó el 13 por ciento del total.

La producción obtenida del Activo Ku-Maloob-Zaap para el periodo, fue de 855 mil barriles diarios, equivalente a 34 por ciento del total nacional, cabe señalar que la producción obtenida en el Activo Cantarell alcanzó la cifra de 454 mil barriles diarios, equivalente al 18 por ciento del nacional.

Producción nacional de crudo, 2012
miles de barriles por día

Total: 2,548



En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de los últimos 5 años, se observa una reducción en la tasa de disminución de la producción, destacando que en los últimos 3 años fue de 0.6 por ciento, reducción originada principalmente por la declinación natural de la producción de crudo en Cantarell, efecto parcialmente compensado por el incremento en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Delta del Grijalva, Yaxché, Ixtal-Manik, Ogarrio-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de crudo respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2012 (POA).

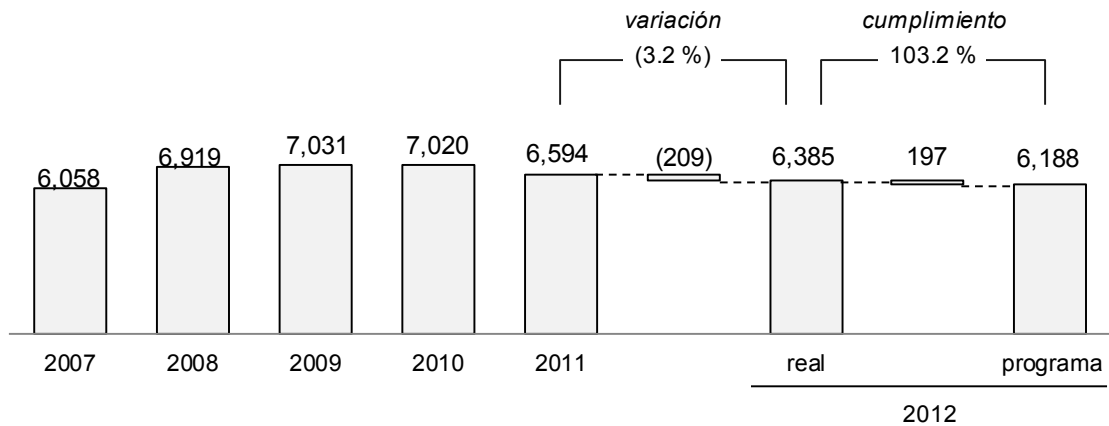
<i>Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2012</i>					
Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de crudo	mbd	2,560	2,548	(12)	99.5

El cumplimiento con respecto al programa obedece principalmente a una mayor producción obtenida del mantenimiento de pozos en la Región Marina Noreste y la optimización de la explotación de la zona de transición en el proyecto Cantarell; asimismo por la mayor producción base a la esperada en los proyectos Delta del Grijalva, Ogarrio-Magallanes, Yaxché y Caan

• **Gas natural**

La producción total de gas alcanzó un promedio de 6 mil 385 millones de pies cúbicos diarios, 209 millones menos que los obtenidos en el mismo periodo de 2011; en este contexto, contra la meta establecida fue mayor en 197 millones, para un cumplimiento del 103.2 por ciento con respecto al programa.

Producción total de gas, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



La producción de gas asociado alcanzó un cumplimiento de 107 por ciento del programa, al promediar 4 mil 475 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 708 millones corresponden a nitrógeno.

Mediante la producción de 1 mil 910 millones de pies cúbicos por día de gas no asociado, la meta se cumplió en 95 por ciento.

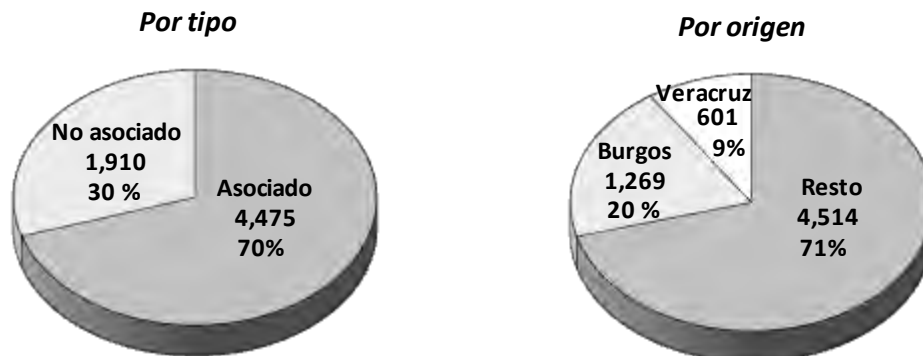
Con respecto a la producción total nacional, la de gas asociado representó 70 por ciento, el 30 por ciento complementario fue de gas no asociado.

Los Activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción promedio de 1 mil 269 y 601 millones de pies cúbicos diarios respectivamente, lo que en conjunto equivale a 29 por ciento de la producción nacional de gas natural.

De tal forma, los proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 1 mil 870 millones de pies cúbicos diarios, representando el 98 por ciento del gas no asociado.

Producción de gas, 2012
millones de pies cúbicos por día

Total: 6,385



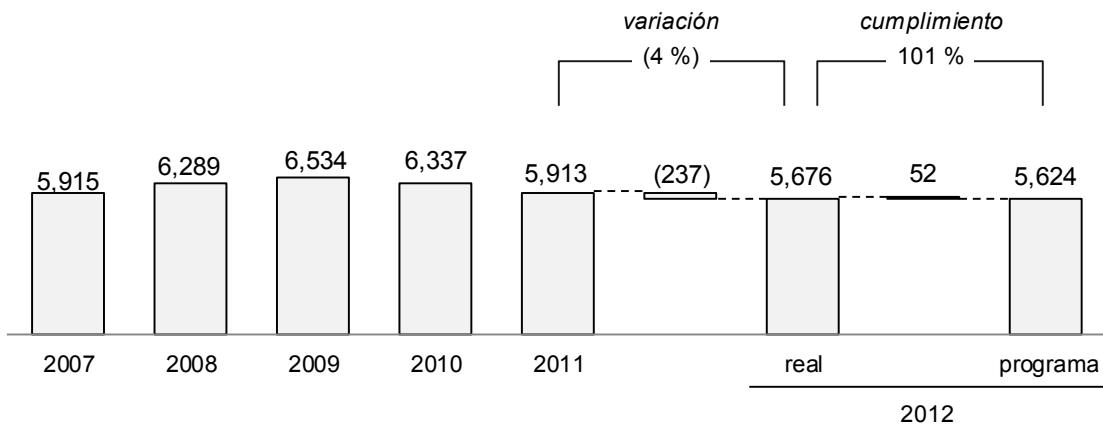
En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2007 a 2009, la producción de gas presenta un crecimiento a una tasa del 7.7 por ciento, no obstante a partir de 2010 presenta una disminución, originada principalmente por una menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell y la declinación natural de la producción en los proyectos Burgos y Veracruz de la Región Norte.

La producción de gas hidrocarburo alcanzó un promedio de 5 mil 676 millones de pies cúbicos diarios, 237 millones inferior al logrado

en el mismo periodo de 2011, debido principalmente a la declinación natural de la producción en el Activo Veracruz y a la menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell.

Respecto al programa la producción de gas hidrocarburo fue superior en 52 millones de pies cúbicos diarios, lo que significa un cumplimiento de 101 por ciento.

Producción de gas hidrocarburo
millones de pies cúbicos por día



En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de gas natural respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2012 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2012

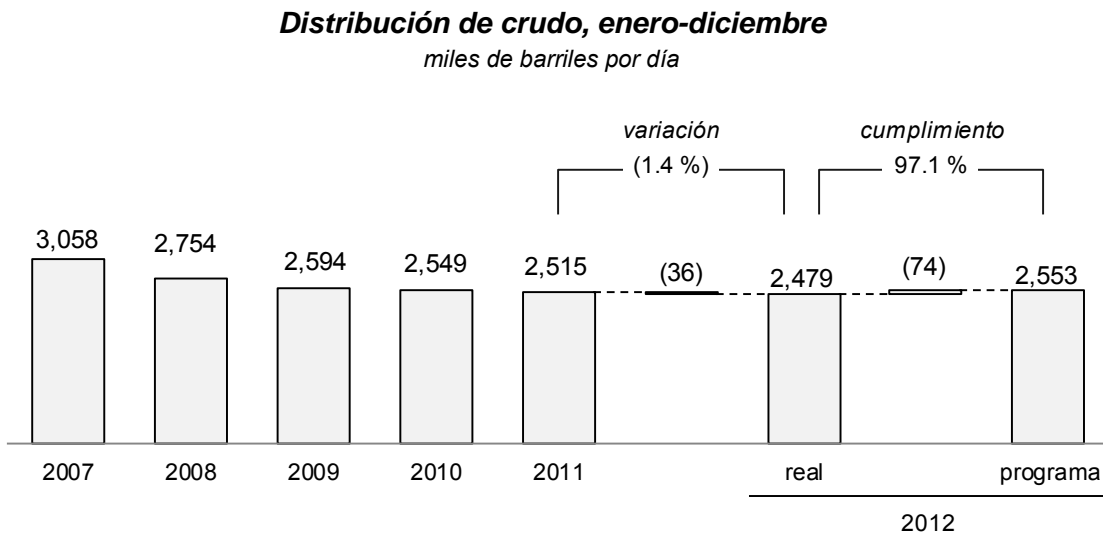
Concepto	Unidad	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de gas ^a	mmpcd	6,166	6,385	219	104

a. Incluye nitrógeno

c. Mercado interno y a terminales de exportación

i. Distribución de crudo

La distribución total de crudo promedió 2 millones 479 mil barriles diarios, con un cumplimiento de 97.1 por ciento.



El consumo interno, con 1 millón 211 mil barriles diarios, representó 48.8 por ciento del volumen total distribuido y el 51.2 por ciento restante, 1 millón 268 mil barriles diarios, se envió a terminales de exportación.

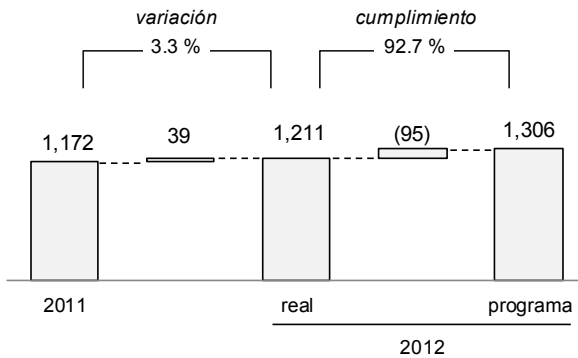
En cuanto a la entrega de crudo a Pemex Refinación, se cumplió con 92.7 por ciento de su meta, debido a un menor requerimiento de sus plantas; asimismo, el cumplimiento de la meta establecida para exportación obtuvo el 101.7 por ciento.

Distribución de crudo, enero-diciembre

miles de barriles por día

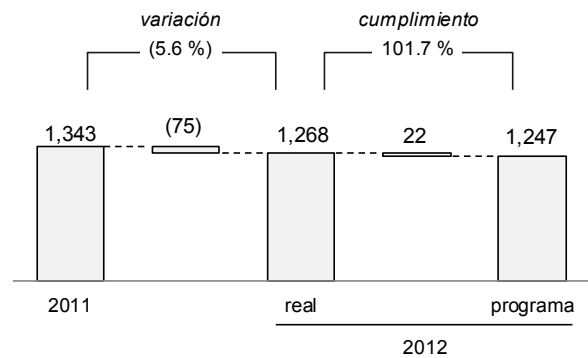
**A Refinación 48.8%,
enero-diciembre 2012**

miles de barriles por día



**A terminales de exportación 51.2%,
enero-diciembre 2012**

miles de barriles por día

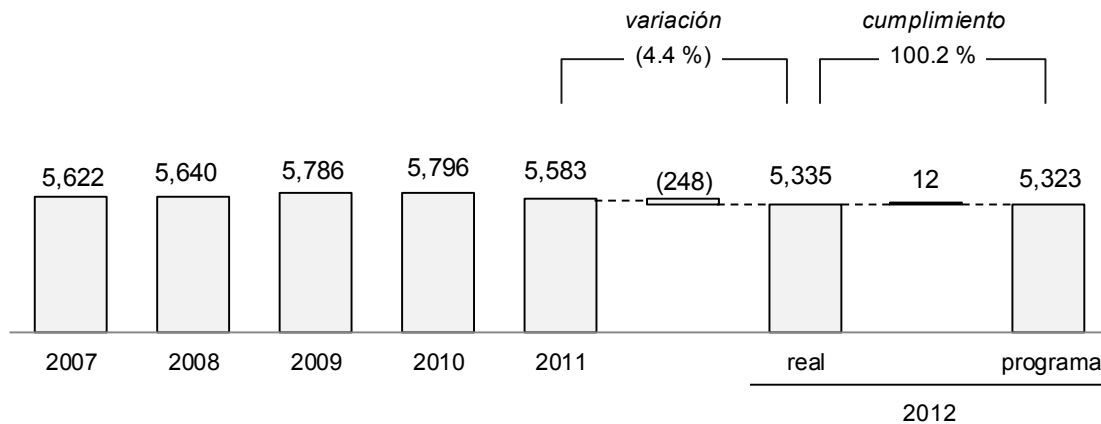


En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2007 a 2012 la distribución de crudo a refinerías y terminales de exportación presenta una contracción a una tasa del 4.1 por ciento, pero solo del 1.4 por ciento de 2010 a 2012.

ii. Distribución de gas

Se distribuyeron un total de 5 mil 335 millones de pies cúbicos diarios de gas, 248 millones por debajo del distribuido en el mismo periodo de 2011; con relación a la meta establecida, fue mayor en 12 millones de pies cúbicos diarios, para un cumplimiento del 100.2 por ciento.

Distribución de gas, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



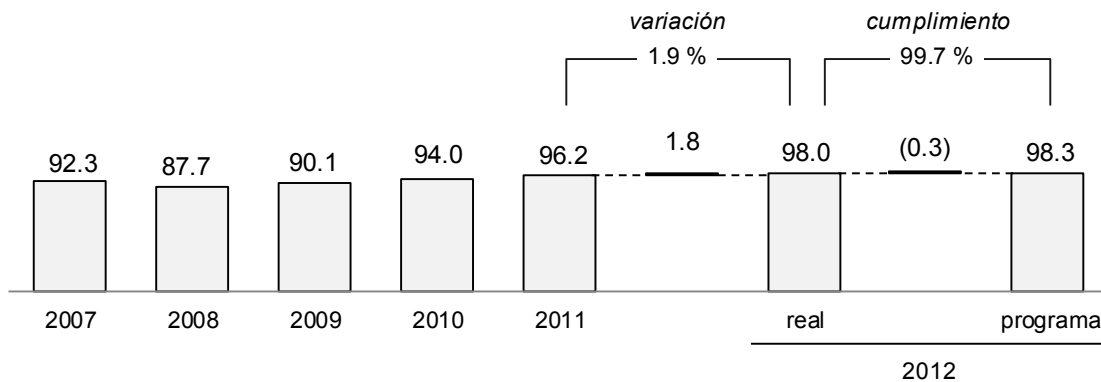
El gas distribuido en el periodo enero-diciembre de 2012, presenta una disminución con respecto a los últimos dos años, como consecuencia de la menor extracción de la zona de transición de Cantarell y de la declinación natural de los Activos Veracruz y Burgos.

iii. Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo

El comportamiento del aprovechamiento de gas en los últimos 3 años ha evolucionado con una tendencia creciente. De esta manera, el resultado del periodo enero-diciembre de 2012 superó en 1.9 por ciento la cifra alcanzada en el mismo periodo del año anterior.

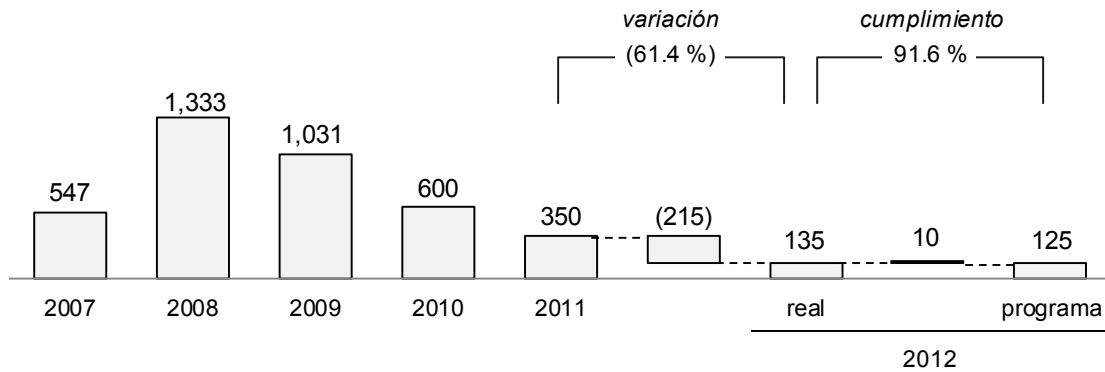
Respecto a la meta programada, éste alcanzó un cumplimiento de 99.7 por ciento, debido principalmente a la ejecución de diferentes obras que incrementaron el aprovechamiento de gas en la Región Marina Noreste.

Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



El volumen de gas enviado a la atmósfera en el periodo de referencia ascendió a 135 millones de pies cúbicos por día, 215 millones menos que el enviado en el mismo periodo del año anterior.

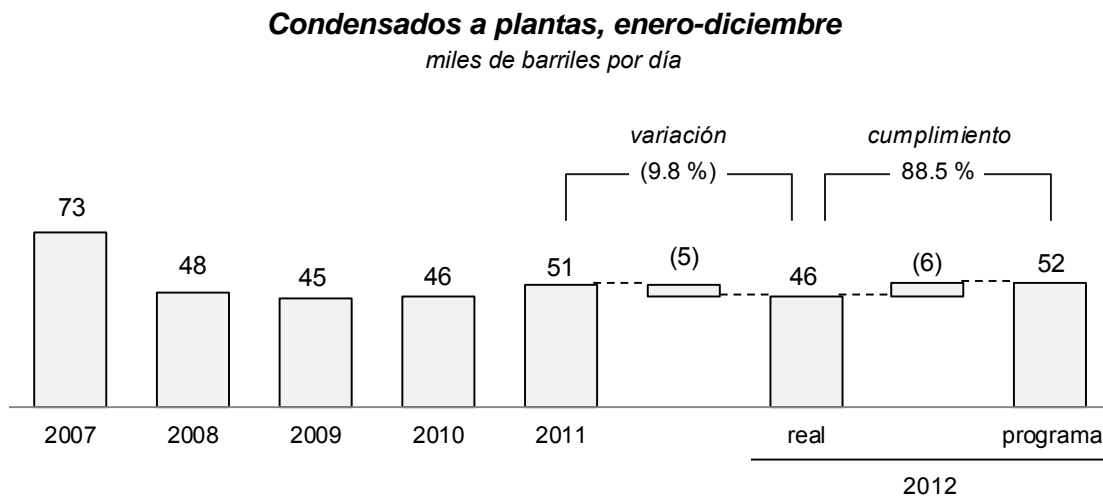
Gas enviado a la atmósfera, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



La reducción de 215 millones de pies cúbicos por día se debe principalmente a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas, la implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional, así como a las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

iv. Condensados

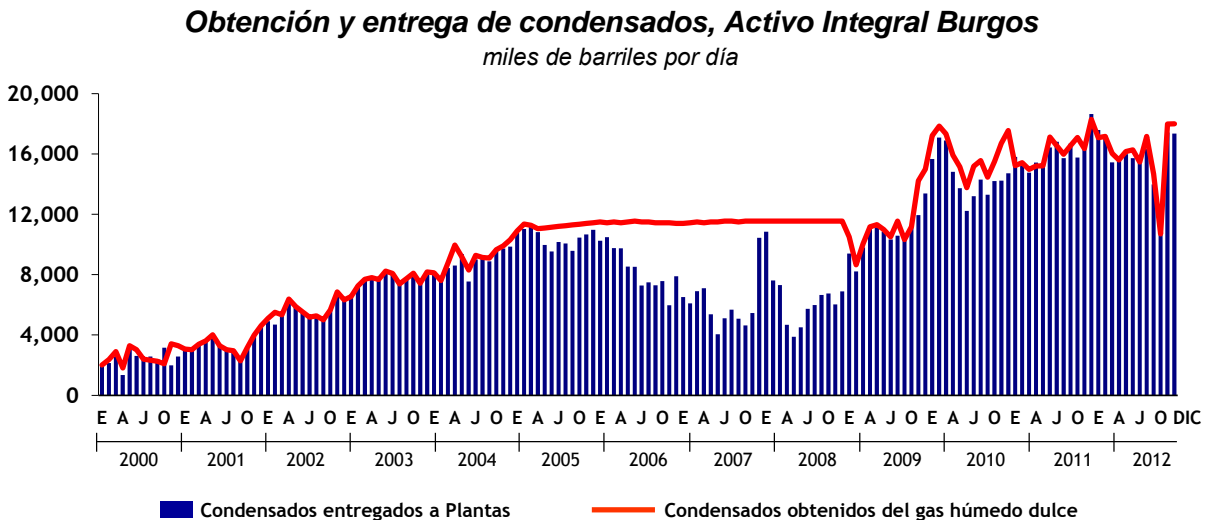
El volumen de condensados entregados a plantas de proceso promedió 46 mil barriles diarios, 5 mil barriles menos a lo obtenido en el mismo periodo de 2011. Con respecto al programa, disminuyó la entrega en 6 mil barriles, con lo que el cumplimiento resultó de 88.5 por ciento, principalmente por la menor entrega registrada en las regiones Sur y Marina Noreste.



Entrega de condensados en el Activo Integral Burgos

Con el objetivo de reducir las pérdidas que se generan por la sustracción ilícita de condensados, la Administración del Activo Integral Burgos en coordinación con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física, SEDENA y SEMAR, han llevado a cabo operativos en instalaciones, brechas y rutas de transporte de este producto en el Activo, los cuales han dado como resultado el decomiso de producto, vehículos y sujetos involucrados. Asimismo, se ha reflejado notablemente la disminución de mermas de condensado.

Durante el año 2012, la obtención de condensados Burgos, fue de un promedio diario de 16 mil 17 barriles, entregados prácticamente en su totalidad al Complejo Procesador de Gas Burgos.



La disminución de las mermas ha sido consecuencia de la implementación de las siguientes acciones:

- Monitoreo las 24 horas del comportamiento de niveles de líquidos en tanques a través del sistema SCADA, para la detección oportuna de decrementos no autorizados.
- Coordinar acciones con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal militar durante la detección de decrementos de líquidos no autorizados.
- Mantener niveles bajos de líquidos en tanques de almacenamiento a través de la coordinación entre el área operativa y logística para una adecuada programación de auto

tanques, así como con el bombeo continuo a la Central de Medición (CM) Km. 19.

- Incorporación de nuevas estaciones de bombeo y gasolinoductos con la finalidad de eliminar el transporte mediante auto tanque.
- Seguimiento de auto tanques a través del sistema de posicionamiento global (GPS).
- Celajes en gasolinoductos en forma coordinada por personal de la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal operativo del Activo.
- Reuniones y acuerdos entre Coordinaciones involucradas para optimizar el manejo y control de condensados.
- Con la puesta en operación del Centro de Manejo de Líquidos (CML) Bloque Nejo, la producción de condensado de este campo se transporta en forma directa hacia la CM km. 19 y a exportación, la cual es monitoreada por medio del sistema GPS para seguimiento en tiempo real.

Por otra parte, a continuación se muestran acciones adicionales que se están implementando para mejorar esta situación.

- Se continua con la construcción del Gasolinoducto de 10" x 161 km del Centro de Manejo de Líquidos Nejo a la Central de Medición km 19, para evitar el transporte de condensado por auto tanque, asimismo, con la instalación del sistema de fibra

óptica para la seguridad del ducto, el cual presenta un avance de 60 por ciento.

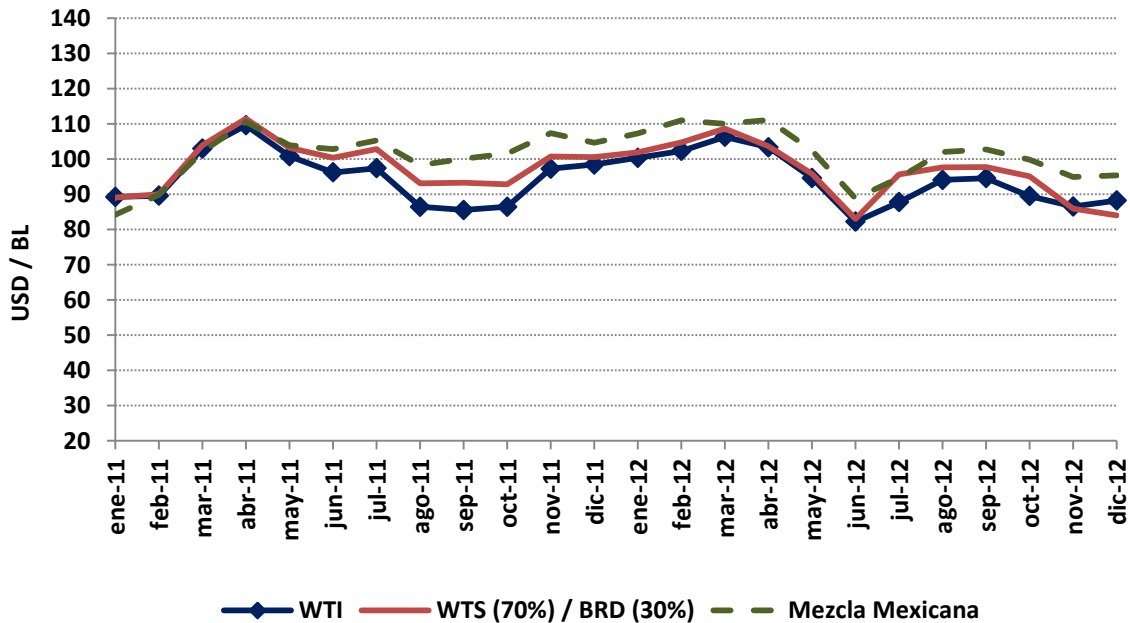
- Continuar con la implantación del Proyecto MTOP de Seguridad Física, encabezado por las Subdirecciones de ASIPA, GSSF y SEDENA, y establecer los procedimientos de reacción para minimizar esta problemática.
- Se continua la instalación del sistema LEAK NET, con la instalación de sensores de presión y medidores de flujo másico para la detección de fugas en los siguientes ductos:
 - Gasolinoducto de 6" x 33.7 km Planta Cuervito–CM km 19
 - Gasolinoducto de 3" x 5 km Entronque Comitas-CM km 19
 - Gasolinoducto de 6" x 41 km Batería Monterrey-CM km 19
- Se implementa la automatización de equipo de bombeo en la estación Cañón 1. Por otra parte, se terminó la construcción de la barda perimetral a la estación y se encuentra en proceso de instalación torres de vigilancia y control de acceso. Asimismo, se programa instalar un campamento con personal de SEDENA para salvaguardar la integridad del personal y de la instalación.
- Se efectuó rehabilitación al gasolinoducto de 6" que va de la Planta Cuervito a Central de Medición km. 19 el cual reinició su operación el día 27 de junio de 2012.

d. Mercado internacional

- **Precio internacional de la mezcla mexicana de exportación**

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, calculada en base a las ventas reales, registró en el período en análisis un precio promedio de 101.66 dólares por barril, 0.63 dólares por arriba del precio registrado en el mismo período del año anterior de 101.03 dólares por barril.

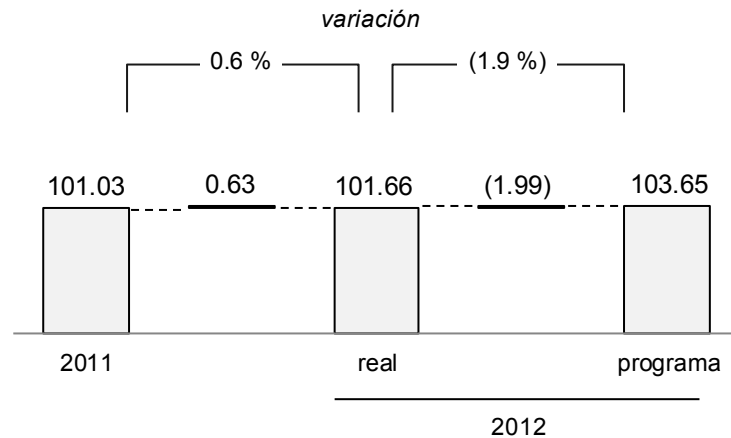
Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de exportación
dólares por barril



Fuente: Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana determinado en base a las ventas reales de petróleo crudo de exportación, Platt's – Thomson Reuters.

Comparado con el precio promedio estimado en el Programa Operativo Trimestral (POT-I) de 103.65 dólares por barril, el precio alcanzado fue inferior en 1.99 dólares por barril, equivalente a una variación de 1.9 por ciento.

Precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, enero-diciembre
dólares por barril



Fuente: Ventas reales 2012, POT I 2012

- **Precio internacional del gas natural**

En México continua vigente la Directiva para calcular el precio de gas natural, conforme a la determinación del precio máximo del gas natural DIR-GAS-001-2009, publicado el 20 de julio de 2009 en el Diario Oficial de la Federación, en ella se incorporan las cotizaciones del gas en el mercado de referencia Henry Hub de Estados Unidos de América, el diferencial histórico entre las cotizaciones de los precios del gas en los mercados de referencia del sur de Texas, los cuales continúan siendo Texas Eastern Transmission Corp. (Tetco) y Tennessee Gas Pipeline Corp. (TGP). También considera los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas comparado

con los costos de transporte en México. Estos últimos se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior de gas natural que resulta significativo para la determinación del costo de oportunidad del gas natural.

La Comisión Reguladora de Energía notificó que, en sesión de Pleno del 20 de diciembre de 2012, se emitió la RES/493/2012, donde se considera conveniente prolongar por un año más el contenido máximo de 8 por ciento de nitrógeno, en los términos previstos en el numeral 5.1 de la NOM-001 para la Zona Sur durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012, con objeto de que PGPB esté en posibilidad de implementar las acciones que le permitan cumplir con las especificaciones establecidas en la NOM-001 para la Zona Sur, que estaban previstas para entrar en vigor a partir del 10 de enero de 2012. Para esto se extiende el periodo hasta el 31 de diciembre del 2013.

Durante 2012 se presentó una disminución de los precios de gas natural con respecto a los precios de 2011 debido al incremento de la oferta, la cual se soportó en el nivel más alto de la producción incrementándose en 4 por ciento, así como a la disminución de la demanda derivado de los consumos moderados resultado de la recesión económica de USA, las condiciones climatológicas.

Los factores descritos anteriormente son parte fundamental de que los precios de gas natural se mantengan bajos en comparación con los precios altos de los líquidos del gas.

En el primer semestre de 2012 el precio en efectivo (spot) del gas natural promedió 2.44 dólares por millón de BTU en Henry Hub, 44 por ciento por abajo del precio del mismo periodo del 2011, mientras que para el tercer trimestre se ubicó en 2.97 dólares, 30 por ciento inferior al precio del mismo periodo del año anterior.

Para el cuarto trimestre de 2012 el comportamiento anterior en las cotizaciones de precios del gas natural mostró una recuperación, promediando para este periodo 3.50 dólares por millón de BTU, 8 por ciento arriba del precio del mismo periodo del año anterior.

El precio de referencia de gas natural para el mes de octubre de 2012 cerró hacia la alza posicionándose en 2.95 dólares por millón de BTU, recuperando la tendencia que venía presentando desde el mes de junio dejando atrás la caída que mostró en el mes anterior, representando un aumento de 0.41 dólares en el mercado y con una disminución de 0.65 dólares con respecto al mismo mes de 2011.

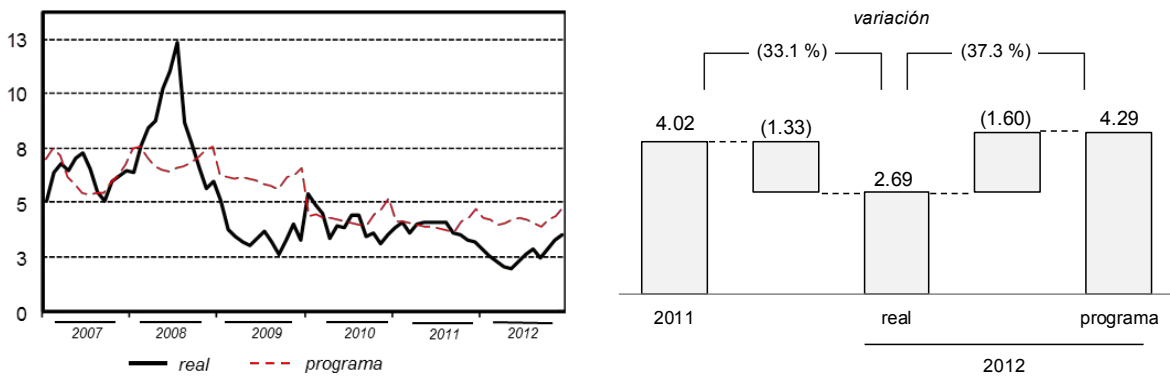
Para el mes de noviembre el precio del gas natural siguió la tendencia hacia arriba colocándose en 3.33 dólares por millón de BTU rompiendo en el año la barrera de los 3.00 dólares, lo cual tuvo una diferencia positiva de 0.38 dólares con relación al mes anterior, quedando 0.04 dólares por abajo del mes de noviembre de 2011.

El precio del gas natural continuó hacia la alza para el mes de diciembre de 2012 llegando al nivel de precio más alto del año el cual alcanzó el valor de 3.56 dólares por millón de BTU, lo que significó un incremento de 0.23 dólares con respecto al mes de

noviembre y quedando por arriba en 0.33 dólares en comparación con el mes de diciembre de 2011.

En consecuencia, el precio promedio del gas natural en el 2012 fue el más bajo de los últimos 3 años posicionándose en 2.69 dólares por millón de BTU, inferior en 33.1 por ciento al precio promedio del año anterior y en 37.3 por ciento al programa.

Precio de referencia del gas natural
dólares por millón de btu



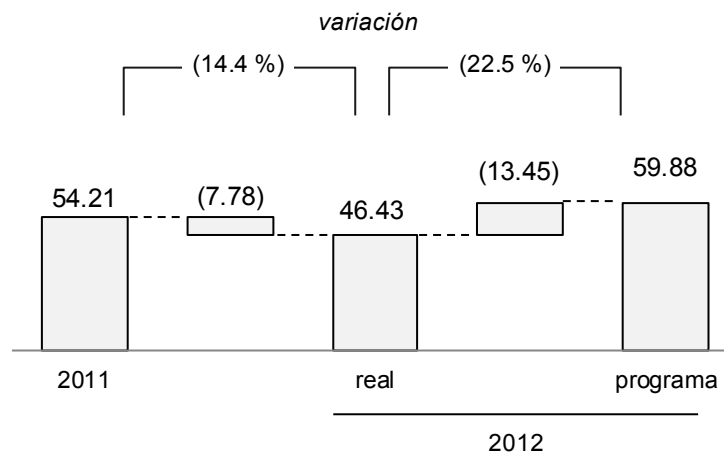
Las expectativas de la EIA del precio spot de gas natural en el mercado de Henry Hub considera un precio promedio de 3.86 dólares por millón de BTU, considerando el precio de años anteriores, así como la tendencia actual del mercado en Estados Unidos que espera un precio entre 3.35 a 4.01 dólares por millón de BTU.

Estas condiciones de equilibrio por la alta producción de gas natural ocasionan que la oferta en el mercado rebase a su demanda interna y por consecuencia disminuye las importaciones de gas de Canadá y de LNG de otros países e incrementa la exportación de gas natural a nuestro país.

- **Precio del gas a interorganismos**

El precio promedio de venta de los diferentes tipos de gas comercializados por Pemex-Exploración y Producción a interorganismos durante 2012 fue de 46.43 pesos por millar de pie cúbico, 7.78 pesos por abajo de lo registrado en el año anterior que fue de 54.21 pesos por millar de pie cúbico. Con respecto al Programa Operativo Trimestral la diferencia fue de 13.45 ya que el valor previsto fue de 59.88 pesos por millar de pie cúbico.

Precio del gas a interorganismos
pesos por millar de pie cúbico

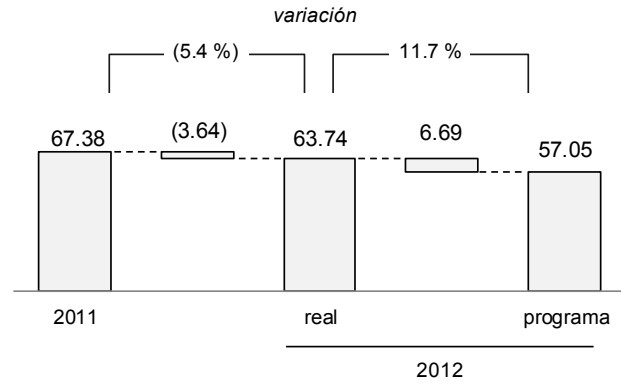
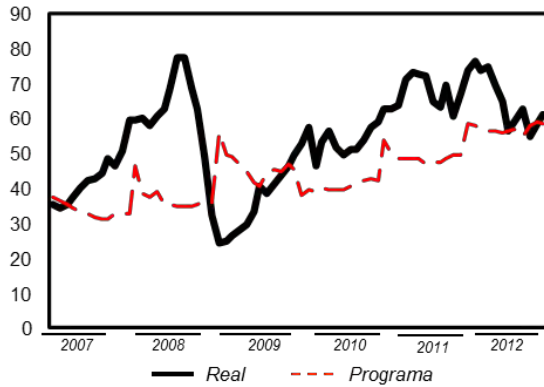


- **Precio de condensados a interorganismos**

El precio promedio por la comercialización del condensado de gas natural durante 2012 se ubicó en 63.74 dólares por barril, esto representa un incremento de 6.69 dólares por barril respecto al nivel de precio establecido en el Programa Operativo Trimestral. Asimismo, el precio de venta se encuentra por abajo en 3.64

dólares por barril al precio promedio registrado para el mismo periodo de 2011.

Precio del condensado a interorganismos
dólares por barril



e. Mantenimiento

i. Ductos

- Predictivo

***Avance en el programa de mantenimiento predictivo a ductos,
enero-diciembre 2012***

kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Celaje	226,543	323,878	143
Evaluación de riesgo a ductos	14,755	9,607	65
Análisis de Integridad	6,346	3,965	62
Geoposicionamiento de ductos	11,257	7,282	65
Inspección exterior de ductos	2,499	862	35
Inspección interior de ductos	2,016	605	30

La diferencia con lo programado se explica en la Región Norte, principalmente por inseguridad en la zona de Burgos; en la Región Sur, principalmente por falta de disponibilidad de equipo instrumentado y condiciones operativas, para realizar la inspección interior de ductos.

- **Preventivo**

***Avance en el programa de mantenimiento preventivo a ductos,
enero-diciembre 2012***

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Integridad y confiabilidad de ductos	kilómetro	8,601	7,597	88
Mantenimiento a DDV y lecho marino	hectárea	17,791	8,173	46
Mantenimiento a instalaciones superficiales	m ²	75,776	84,701	112
Corrida de diablo de limpieza	kilómetro	10,409	5,030	48
Protección catódica	kilómetro	51,220	50,709	99
Protección interior	kilómetro	93,608	82,983	89
<i>Servicios a la operación y actividades relacionadas con el mantenimiento</i>				
Actividades de desmantelamiento	kilómetro	1,168	597	51
Inertización de ductos	kilómetro	3,533	2,252	64
Servicios de apoyo al mantenimiento	servicio	4,158	4,036	97
Logística de apoyo a la operación del mantenimiento	servicio	4,099	2,642	64

Las desviaciones en el programa de mantenimiento preventivo de ductos obedecen principalmente a que en la Región Norte se tuvieron condiciones de inseguridad en la zona; en la Región Sur por corrida de diablo de limpieza.

En lo que se refiere al mantenimiento a ductos marinos, por atraso en la entrada del barco de apoyo para realizar actividades de desmantelamiento.

- **Correctivo**

En el mantenimiento correctivo de ductos se realizaron 171 reparaciones de fugas, siendo la principal causa, la corrosión interior de los ductos.

- **Actividades capitalizables a ductos**

**Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos,
enero-diciembre 2012**
kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Sustitución parcial de L.D.D.	11.961	24.228	203
Modificación de L.D.D.	1.532	1.501	98
Modificación de ductos	3.919	3.730	95
Rehabilitación de ductos	6.284	6.619	105
Rehabilitación de L.D.D.	1.016	0.745	73
Sustitución parcial de ductos	66.032	31.811	48
Sustitución total de ductos	---	61	100
Sustitución total de L.D.D.	0.030	0.040	133

L.D.D.- Línea de descarga

Las desviaciones de actividades capitalizables en ductos se explican porque en la Región Norte se realizó la sustitución de ductos fuera de programa en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira y el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para eliminar el riesgo de una posible contingencia derivado de la antigüedad de las líneas de descarga y la cercanía a los núcleos poblacionales; y por reprogramación de actividades de modificación y sustitución parcial en líneas de descarga en el Activo de Producción Bellota-Jujo de la Región Sur.

ii. Instalaciones

- **Predictivo**

***Avance en el programa de mantenimiento predictivo a instalaciones,
enero-diciembre 2012***

número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo dinámico principal	28,465	25,991	91
Equipo estático principal	8,176	9,067	111
Equipo de seguridad industrial	1,393	1,285	92
Equipo de servicios auxiliares	4,681	4,124	88
Equipo de protección ambiental	646	592	92
Infraestructura eléctrica	3,253	2,659	82
Infraestructura civil	61	90	148
Infraestructura operativa	85	71	84
Infraestructura administrativa	119	119	100
Instalaciones marinas	169	114	67

La variación respecto al programa de mantenimiento predictivo a instalaciones se debe principalmente a:

- En la Región Sur, por reprogramación en la inspección de tanques en el Activo de Producción Macuspana-Muspac, por prioridad operativa
- En las Regiones Marinas, por atender inspecciones para los trabajos de reparación derivados del siniestro de la plataforma Ku-S; y por atender los programas emergentes de líneas, recipientes, niples y venteos en los Activos de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap

- **Preventivo**

**Avance en el programa de mantenimiento preventivo a instalaciones,
enero-diciembre 2012**
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo de seguridad industrial	106,944	78,340	73
Equipo de servicios auxiliares	41,372	36,645	89
Equipo estático principal	45,433	35,000	77
Equipo de protección ambiental	1,731	1,654	96
Equipo dinámico principal	10,190	10,230	100
Infraestructura administrativa	1,310	1,316	100
Infraestructura eléctrica	7,587	6,531	86
Infraestructura civil	2,930	2,786	95
Instalaciones marinas	955	833	87
Infraestructura operativa	1,609	1,655	103
Servicios de apoyo al mantto. a equipos dinámicos, estáticos y serv. aux.	1,568	1,509	96
Servicios de apoyo al mantto. de estructuras marinas	182	128	70
Servicios de apoyo al mantto. a equipos de perforación	401	922	230
Desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones	22	17	77

Las principales causas de variación respecto a lo programado se registra en la Región Sur por atraso en el proceso de licitación para la realización de las actividades preventivas; y por cierre de los accesos a las instalaciones por parte de los pobladores.

En las Regiones Marinas por atender actividades fuera de programa respecto a los requerimientos de los Activos; así como por atraso en

el programa por incremento de alcance en la corrección de anomalías en Akal-C Compresión y Pol-A Enlace.

- **Correctivo**

Durante 2012 se realizaron un total de 1 mil 649 trabajos de mantenimiento en instalaciones de transporte y distribución, realizándose principalmente a equipos de servicios auxiliares y a equipo estático.

- **Actividades capitalizables a instalaciones**

***Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos,
enero-diciembre 2012***

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Modificación de instalaciones	Modificación	1,970	1,416	72
Modificación de instalaciones marinas	Modificación	28	39	139
Modificación de edificios	Modificación	26	29	112
Rehabilitación de instalaciones	Rehabilitación	15,311	3,245	21
Rehabilitación de instalaciones marinas	Rehabilitación	376	166	44
Rehabilitación de edificios	Rehabilitación	231	253	110
Modificación de obras de protección ecológica	Modificación	12	2	17

Las desviaciones de actividades capitalizables a instalaciones se explican principalmente porque en las Regiones Marinas se difirieron para 2013 la ampliación del almacén de sustancias químicas en Akal C7 y C8, y la adecuación de áreas para la instalación de plantas de tratamiento en rebombeo y Pol A Perforación por atraso en la adquisición.

iii. Equipos de perforación y mantenimiento de pozos

***Avance en el programa de mantenimiento a equipos de perforación,
enero-diciembre 2012***

Concepto	número		Cumplimiento (%)
	Programa	Real	
Mantenimiento predictivo	5,920	4,987	84
Mantenimiento preventivo	79,959	68,206	85
Mantenimiento correctivo	---	1,617	100

En lo que se refiere a las actividades de mantenimiento a equipos de perforación y mantenimiento de pozos, la desviación respecto a lo programado obedece a la falta de continuidad de contratos de servicios y suministros de refacciones, así como a la falta de disponibilidad de mano de obra.

f. Seguridad industrial y protección ambiental

i. Desarrollo, implantación e implementación del Sistema Pemex-SSPA

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA) de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, a fin de lograr mejoras en los principales indicadores de desempeño en la materia, para que la industria petrolera mexicana se ubique en niveles comparables a los de cualquier empresa petrolera en el mundo y sea reconocida por realizar las mejores prácticas en SSPA.

Este Sistema se basa en la aplicación sistemática de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) en la materia, mediante un proceso consistente de Disciplina Operativa que asegure la aplicación integral de todos los elementos en cada uno de los Subsistemas que lo integran, el de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Administración Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

Con la finalidad de medir el avance de la implantación, así como para desarrollar y ajustar los programas de acciones de mejora de cada unidad de implantación, se realizaron autoevaluaciones al Sistema PEMEX-SSPA a través de los subequipos locales de SSPA.

Los resultados al cierre del año 2012 fueron los siguientes:

Subdirección	Nivel			
	12MPI	SASP	SAA	SAST
Sur	2.89	1.99	1.94	1.83
Norte	2.97	1.60	2.53	1.86
MSO	2.96	2.95	2.52	1.99
MNE	3.40	3.23	2.84	1.97
Promedio PEP	2.96	1.91	1.99	1.91

MPI.- 12 Mejores Prácticas Internacionales

SASP.- Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos

SAA.- Subsistema de Administración Ambiental

SAST.- Subsistema de Salud en el Trabajo

Asimismo, se ajustó la estrategia general de implantación conforme a la versión 1.0 del Manual del Sistema PEMEX-SSPA, emitido por la Dirección General en 2010, el cual considera 4 Fases y 11 líneas de acción, que se ilustra en el esquema siguiente:

Estrategia General de Implantación



Durante 2012 se elaboró y se inició la ejecución del Programa Rector Estratégico SSPA. Este programa, único para los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), define una serie de acciones secuenciales para reforzar el proceso de implantación del Sistema Pemex-SSPA de una manera integral, disciplinada y ordenada, a través de la verificación y asesoría de la función de SSPA.

El Programa Rector Estratégico SSPA interrelaciona los Subsistemas, sus elementos y requisitos apoyados en las herramientas del manual y las 12 MPI, tal como se muestra en la imagen siguiente:

Programa Rector Estratégico SSPA



- **Resultados**

A la fecha, los Cuerpos de Gobierno han generado y revisado 80 documentos normativos y mecanismos que soportan la implantación del Sistema PEMEX-SSPA. Dichos documentos comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como algunos sistemas informáticos de control.

En materia de capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, durante el año 2012 se impartieron 184 talleres de entrenamiento con una participación de 3 mil 766 trabajadores.

Los esfuerzos de la organización en la implantación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales se reflejan principalmente en los avances siguientes:

- Implantación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores
- Implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas semanal en materia de SSPA ante la Dirección General, a través de videoconferencias con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios
- Elaboración y actualización sistemática de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA, mismos que están acordes con las necesidades de PEP para las

12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas

- Desarrollo de Guía Técnica para asesorar y apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas
- Desarrollo y difusión de documentos de bolsillo para fortalecer la comunicación de las responsabilidades de la línea de mando respecto a SSPA, con base en la “Guía técnica de responsabilidades de la línea de mando” de forma específica para los diferentes estratos, desde Director y Subdirectores hasta Supervisores de línea y personal con gente a su mando

En los 14 elementos del Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP) se han logrado los siguientes avances:

- Capacitación al tercer grupo de especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo; con la capacitación de este último grupo, el número total es de 65 especialistas
- Se concluyó la etapa de verificación del nivel 2 de implantación, a través del Programa Rector Estratégico, en las unidades de implantación con instalaciones modelo; se elaboraron los Programas de Acciones de Mejora (PAM's), se oficializaron y se les da seguimiento a su cumplimiento

- Se concluyó el programa de difusión de los indicadores institucionales de ASP a las Subdirecciones Operativas y la capacitación para hacer el cálculo, registro y análisis de la información
- Se implementaron los indicadores de ASP a nivel PEP
- Se estructuró el Subequipo de liderazgo central del elemento Procedimientos Operativos y Prácticas Seguras (POPS) en el Cuerpo de Gobierno ASP
- Se designaron asesores de la SASIPA a los equipos de trabajo de los elementos que integran el cuerpo de Gobierno de ASP

Con relación a los 15 elementos del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se han logrado los avances siguientes:

- Se cumplió con la meta del nivel 2.5 en la implantación del Subsistema de Administración Ambiental
- Se inició el proceso de formación de la segunda generación de 25 especialistas ambientales en PEP
- Se impartieron 755 cursos de Conciencia Ambiental (CA), del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) y de los procedimientos, a un total de 9 mil 493 trabajadores
- Se inició capacitación a personal estratégico de niveles 39 al 44 en Conciencia Ambiental y en el Subsistema de Administración Ambiental a través de aprendizaje virtual

- Se dio entrenamiento a 1 mil 431 mandos medios y operadores sobre los aspectos ambientales significativos relacionados con sus actividades y los controles operacionales ambientales
- Se actualizaron 10 procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este subsistema
- Para la ejecución del Programa Rector Estratégico del Subsistema de Administración Ambiental (PRESAA) se llevó a cabo la campaña de comunicación del Programa a los profesionales de la función de las Gerencias de ASIPA en las Regiones Sur, Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y Unidad de Negocios de Perforación, así como al Cuerpo de Gobierno de Protección Ambiental
- Se realizó la capacitación sobre la aplicación del Programa Rector Estratégico del SAA a las áreas operativas y de ASIPA en las Regiones Norte y Sur
- Se elaboraron los Materiales de Capacitación del PRESAA con el objeto de preparar a los Subequipos de Liderazgo de las Unidades de Implantación y equipos de apoyo en el proceso de implantación
- Se desarrolló una herramienta informática para la evaluación y seguimiento a la implantación del SAA a través del Programa Rector que fue aprobada por el Cuerpo de Gobierno para su aplicación en la rendición de cuentas

- Se continúa con la asesoría para homologar el proceso de implantación del Subsistema en la Unidad de Negocios de Perforación y Subdirección de Producción Región Marina Suroeste

Con relación a los 14 elementos del Subsistema de Salud en el Trabajo (SAST) se han logrado los avances siguientes:

- Ejecución del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 25 profesionistas
- La SASIPA elaboró y presentó ante el Cuerpo de Gobierno del Subsistema de Salud en el Trabajo el Programa Rector Estratégico para apoyo a una implantación de manera integral, homologada, ordenada y estructurada, con base en la estrategia corporativa, los requisitos, guías técnicas, guías de autoevaluación, protocolos de auditoría, la aplicación de las doce mejores prácticas internacionales y las regulaciones vigentes
- Se elaboró por parte de personal de Recursos Humanos, la propuesta del “Procedimiento para la evaluación de la compatibilidad puesto-persona” que será valorada por la Dirección Corporativa de Administración para su autorización
- La Subdirección de Servicios a la Salud a través de la Subgerencia de Salud en el Trabajo elaboró los procedimientos e instrucciones operativas siguientes:

- Procedimientos de vigilancia específica para personal expuesto a :
 - ✓ Ruido
 - ✓ Posiciones forzadas
 - ✓ Manejo de cargas
 - ✓ Radiaciones ionizantes
 - ✓ Agentes biológicos
 - ✓ Movimientos repetitivos

- Instrucciones Operativas para realizar la vigilancia específica a la salud de:
 - ✓ Personal expuesto a vibraciones
 - ✓ Personal expuesto a disolventes orgánicos
 - ✓ Personal expuesto a agentes causales de neuropatías por compresión
 - ✓ Personal expuesto a agentes causales de neumoconiosis

- Instrucción Operativa para determinar el gradiente positivo de salud en trabajadores de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

• **Próximos Pasos**

Para el año 2013, la implantación se orientará manteniendo como eje las Unidades de Implantación de la cadena de valor y fortaleciendo estratégicamente la asesoría en las áreas de apoyo y soporte a través de los Planes Rectores de los Subsistemas de

Administración de la Seguridad en los Procesos, Administración Ambiental y Administración de la Salud en el Trabajo.

De manera adicional, el reforzamiento del proceso de fortalecimiento de las capacidades de la Función del profesional de SSPA, a través de programas de entrenamiento en herramientas específicas y la formación de especialistas en Seguridad de los Procesos, Administración Ambiental y Salud en el Trabajo, para lograr un desempeño eficiente y eficaz de sus roles y responsabilidades conforme a la nueva estructura de SASIPA.

Con base en los avances del Plan de Implantación y los programas de mejora de las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno, se realizarán las acciones siguientes:

- Continuar con la actualización, reactivación y formalización de las Organizaciones Estructuradas en los diferentes niveles Estratégico, Táctico y Operativo
- Asegurar la capacitación de los integrantes de los Equipos y Subequipos SSPA conforme al ámbito de responsabilidad correspondiente y el Manual del Sistema Pemex SSPA
- Implementar un mecanismo de evaluación y rendición de cuentas que permita a las Unidades de Implantación ajustar sus planes de acciones de mejora considerando de forma integral las herramientas del manual del Sistema Pemex-SSPA
- Desarrollar campaña para impulsar el cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA

para personal de línea de mando, a través de comunicación y seguimiento a documentos personalizados por estrato jerárquico

- Reforzar la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias
- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema en las Unidades de Implantación
- Desarrollar e Implementar en coordinación con la DCO la Herramienta Informática para control y seguimiento del SASP alineado a la Plataforma Tecnológica Base “PTB” institucional

ii. Accidentabilidad

• Resultados consolidados en PEP

En el año 2012, en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, Gerencias de Servicio Especializado en Exploración y Producción, incluyendo las actividades de la Unidad de Negocio de Perforación, se obtuvo el desempeño que se muestra en el cuadro siguiente:

Accidentabilidad en PEP, enero - diciembre
número

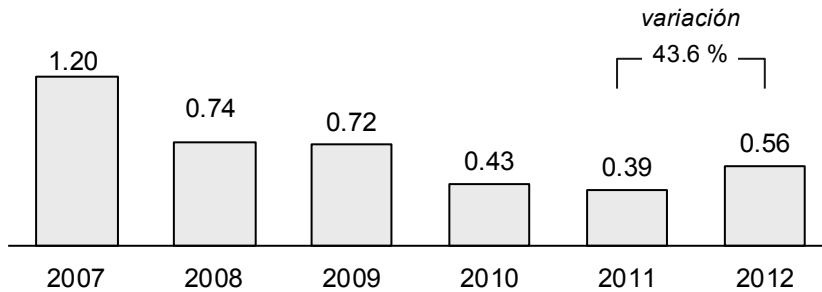
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011 (%)
Número de accidentes							
<i>Consolidado PEP</i>	167	104	102	58	53	78	47.2
Activos PEP	32	11	10	6	18	34	88.9
UNP	135	93	92	52	35	44	25.7
Índice de frecuencia							
<i>Consolidado PEP</i>	1.2	0.74	0.72	0.43	0.39	0.56	43.6
Activos PEP	0.33	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	85.0
UNP	3.32	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	17.1
Índice de gravedad							
<i>Consolidado PEP</i>	71	41	44	30	30	36	20.0
Activos PEP	30	14	12	6	15	25	66.7
UNP	170	104	112	79	63	60	(4.8)

Índice de frecuencia y gravedad

Durante el año 2012 el índice de frecuencia se ubicó en 0.56, superior al año anterior en 43.6 por ciento, mientras que el índice de gravedad fue de 36, significando un aumento de 20 por ciento al registrado al cierre de 2011.

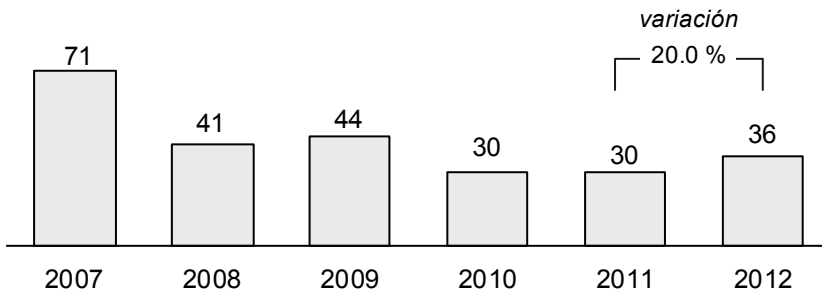
Índice de frecuencia, enero - diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de gravedad, periodo enero-diciembre

días perdidos $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de Actos Seguros (IAS)

Con el establecimiento y ejecución del programa de auditorías efectivas en los Activos Integrales y Exploratorios, en las Gerencias de Servicios Especializado en Exploración y Producción, así como en las áreas de la Unidad de Negocio de Perforación, se realizaron durante el año un total de 145 mil 815 auditorías efectivas, lo que representó la observación preventiva a 1 millón 750 mil 719 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías al momento de ejecutar sus operaciones, obteniendo un Índice de

Actos Seguros (IAS) promedio de 93 por ciento. Este indicador refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

Mediante el desarrollo de las auditorías efectivas realizadas se ha permitido identificar actos y prácticas inseguras del personal durante sus labores, asimismo contactar y conversar con el personal infractor para lograr el convencimiento de modificar su conducta hacia un compromiso de trabajar de forma segura y responsable; además de reconocer al personal que trabaja con apego a la normatividad establecida en los centros de trabajo.

- **Activos de producción, integrales y de exploración**

Instalaciones sin accidentes personales

De 746 instalaciones en operación de Pemex-Exploración y Producción (incluyendo tripuladas y no tripuladas), 724 acumularon más de 1 mil días sin accidentes y 8 con más de 365 días. Cabe mencionar que en el último trimestre 2012 se dieron de alta 9 instalaciones (1 en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y 8 en la Subdirección de Producción Región Norte), además de que causaron baja 13 instalaciones (9 en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y 4 en la Subdirección de Producción Región Sur). El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Instalaciones sin accidentes
número

Subdirección / Activo	Total de instalaciones	Con más de 1,000 días sin accidentes	Con más de 365 días sin accidentes
Total PEP	746	724	8
Producción Región Norte	396	386	1
Burgos	162	161	0
Poza Rica Altamira	155	154	0
Aceite Terciario del Golfo	45	40	0
Veracruz	34	31	1
Producción Región Sur	107	104	3
Macuspana – Muspac	39	38	1
Samaria Luna	12	11	1
Bellota Jujo	23	23	0
Cinco Presidentes	33	32	1
Producción Región Marina Noreste	118	116	1
Cantarell	88	87	1
Ku Maloob Zaap	30	29	0
Producción Región Marina Suroeste	91	90	1
Abkatun Pool Chuc	49	49	0
Litoral de Tabasco	42	41	1
SDC	34	28	2
GTDH Norte	20	18	1
GTDH Sur	3	2	1
GTDH MNE	10	8	0
GTDH MSO	1	0	0

Accidentes personales

Durante 2012 se registraron 34 accidentes personales en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, en conjunto con las Áreas de Servicio Especializado, superior en 89 por ciento a los accidentes reportados el año anterior. Lo anterior obedece principalmente a que, conforme a lo establecido en el Lineamiento Corporativo para el “Cálculo de Índices de Frecuencia, Gravedad y Fatalidad por

Accidentes de Trabajo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, se considera en el indicador al personal adscrito a otros Organismos que resultó lesionado a consecuencia del accidente ocurrido en la Central de Medición Km 19 de la GTDH-Norte.

Cabe destacar que en las Subdirecciones de Producción Región Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste, no se registraron accidentes durante todo el año 2012.

Estadística de accidentes, enero-diciembre
número

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	32^a	11	10	6	18	34	89
Producción Región Norte	6	3	2	0	3	1	(67)
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	6	3	1	0	1	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	1	0	1	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	1	1	-
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Sur	5	5	0	3	7	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	1	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	2	0	0	2	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^b	0	1	0	0	1	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	1	0	0	0	1	0	(100)
Áreas Administrativas	2	3	0	1	5	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	3	0	2	1	0	0	-
Activo Producción Cantarell	2	0	2	1	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	1	0	0	0	0	0	-
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	2	0	0	2	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	1	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	2	0	0	-
Áreas Administrativas	1	0	0	0	0	0	-

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	1	n.a.
Mantenimiento y Logística ^c	6	2	2	0	2	5	150.0
Distribución y Comercialización	8	1	4	0	3	24 ^d	700.0
Administración y Finanzas ^e	0	0	0	0	3	3	-

a. Incluye 1 accidente de la SCTI y 1 accidente de la SASIPA.

b. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

c. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

d. Se consideran 5 fatalidades a consecuencia del evento de la CM Km 19.

e. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Accidentes fatales

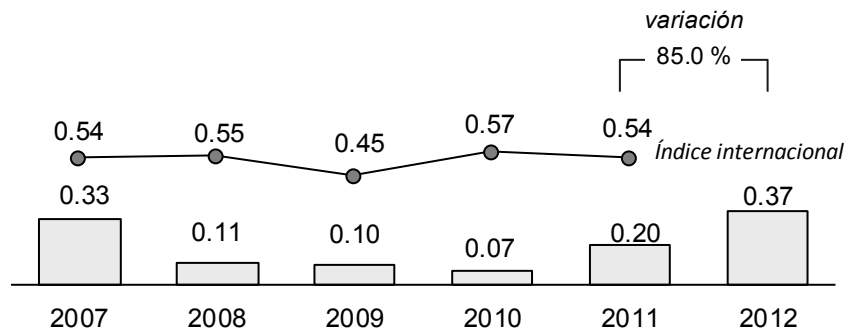
El 18 de septiembre de 2012, en la Estación de Medición del Km 19, de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, perteneciente a la Subdirección de Distribución y Comercialización, se presentó un accidente con consecuencias fatales, entre otras el deceso de 5 trabajadores de Pemex-Exploración y Producción. Actualmente, con la asesoría de un tercero, se elabora el análisis técnico para identificar la combinación de causas que derivaron en este accidente.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el periodo de referencia fue de 0.37 en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, cifra mayor en 85 por ciento comparada con el mismo periodo del año 2011 que fue de 0.20. Este

índice se mantiene en niveles de desempeño por debajo de la referencia internacional de la Oil and Gas Producers (OGP) para las actividades de Exploración y Producción.

Índice de frecuencia, enero - diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de frecuencia, periodo enero-diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice Internacional ^a	0.54	0.55	0.45	0.57	0.54 ^b		
Índice activos de PEP	0.33	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	85.0
Producción Región Norte	0.2	0.1	0.08	0	0.20	0.11	(45.0)
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	0.4	0.2	0.1	0	0.27	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	0.4	0	0.97	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	0.61	0.57	(6.6)
Producción Región Sur	0.2	0.2	0	0.14	0.38	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	0.5	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	0.6	0	0	1.04	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^c	0	0.5	0	0	0.54	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	0.3	0	0	0	0.64	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0.2	0	0.1	0.08	0	0	-
Activo Producción Cantarell	0.3	0	0.2	0.12	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0.4	0	0	0	0	0	-

Producción Región Marina Suroeste	0.3	0	0	0.27	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0.2	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	1.62	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	0.81	n.a.
Mantenimiento y Logística^d	0.5	0.1	0.14	0	0.13	0.20	53.8
Distribución y Comercialización	1.1	0.1	0.52	0	0.43	3.36	681.4
Administración y Finanzas^e	0	0	0	0	0.42	0.22	(47.6)

a. La referencia internacional para índice de frecuencia en Exploración y Producción es la Oil and Gas Producers (OGP), los valores corresponden a cierres anuales.

b. Resultados OGP 2011 considerando el LTI (lost time injury) de las compañías petroleras mundiales

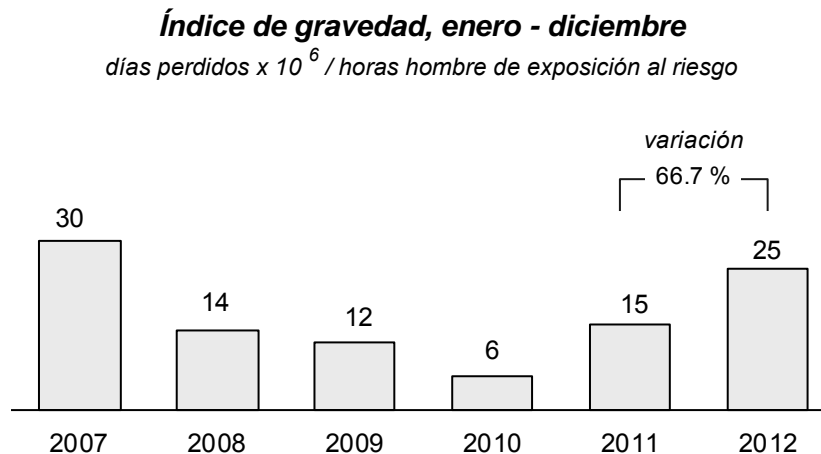
c. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

d. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

e. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Índice de gravedad

El índice de gravedad para los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, en el año 2012 fue de 25, cifra mayor en 66.7 por ciento comparada al mismo periodo del año anterior que fue de 15.



Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice activos de PEP	30	14	12	6	15	25	66.7
Producción Región Norte	32	12	11	0	16	19	18.8
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	59	23	12	0	30	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	46	0	51	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	46	95	106.5
Producción Región Sur	16	32	0	5	44	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	74	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	44	0	0	41	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^a	0	48	0	0	33	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	36	0	0	0	28	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	30	0	15	9	0	0	-
Activo Producción Cantarell	33	0	25	14	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	45	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	16	0	0	36	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	15	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	217	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	116	n.a.
Mantenimiento y Logística ^b	36	14	24	0	3	17	466.7
Distribución y Comercialización	95	6	50	0	28	211	653.6
Administración y Finanzas ^c	-	-	-	-	13	4	(69.2)

a. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

b. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

c. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Para mejorar el desempeño en seguridad, se continúa con el reforzamiento de acciones preventivas y correctivas en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, entre otras, las que se indican a continuación:

- Aplicar formato de seguridad (lista de verificación) para concientizar al personal de las medidas preventivas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores
- Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos mediante la aplicación de la metodología Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST)
- Reforzar la aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR), para el control de riesgos
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura
- Impartir pláticas de seguridad al inicio de la jornada laboral
- Continuar con la capacitación y entrenamiento en materia de SSPA a la línea de mando
- Reforzar la ejecución de auditorías efectivas
- Cumplir los ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento
- Elaborar los análisis de incidentes con la participación activa de los Equipos de Liderazgo de las áreas operativas
- Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, a los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo

Índice de Actos Seguros (IAS)

Durante 2012 se llevaron a cabo un total de 90 mil 1 auditorías efectivas, en las actividades de Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializados, mediante la observación de 839 mil 662 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías que laboran en dichas instalaciones, con lo cual se obtuvo un Índice de Actos Seguros promedio de 93 por ciento. Este indicador refleja que el comportamiento del personal, aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Unidad de Negocio de Perforación (UNP)**

Equipos de perforación sin accidentes personales

De 250 equipos tripulados con personal de PEP en las zonas terrestres, lacustres y marinas, 116 alcanzaron más de 1 mil días sin accidentes personales registrables estadísticamente, que representan el 46 por ciento del total, además de que 58 han acumulado más 365 días sin accidentes, cantidad que significa el 23 por ciento. El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Equipos de perforación sin accidentes
número

División	Equipos operando	Equipos sin accidentes	
		Con más de 1,000 días	Con más de 365 días
<i>UNP</i>	250	116	58
Norte	130	62	29
Sur	53	29	9
Marina	67	25	20

Accidentes personales

Durante el año 2012, el número de accidentes personales registrables estadísticamente en la Unidad de Negocio de Perforación (UNP) fue de 44, cifra mayor con respecto al mismo periodo del año anterior en 25.7 por ciento.

Estadística de accidentes, enero - diciembre
número

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
UNP	135	93	92	52	35	44	25.7
Norte	21	26	25	9	12	12	-
Sur	43	26	21	22	14	10	(28.6)
Marina	71	41	46	21	9	22	144.4

Accidentes fatales

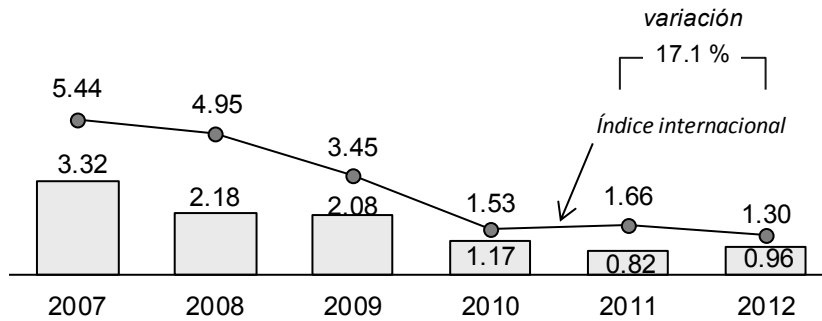
En el periodo de referencia, no ocurrieron accidentes de trabajo con consecuencias fatales dentro de las instalaciones y equipos de la Unidad de Negocio de Perforación.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el periodo de referencia fue de 0.96, mayor en 17.1 por ciento respecto al año 2011, no obstante se mantienen en niveles de desempeño por debajo de la referencia internacional para lesiones con pérdida de tiempo (LTI) de la Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC), para las actividades de Perforación.

Índice de frecuencia, enero-diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice internacional ^a	5.44	4.95	3.45	1.53	1.66	1.30 ^b	
UNP	3.32	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	17.1
Norte	2.0	2.2	1.78	0.63	0.89	0.90	1.1
Sur	3.7	2.3	1.83	1.81	1.15	0.88	(23.5)
Marina	4.0	2.2	2.49	1.19	0.53	1.15	117.0

a. La referencia internacional en índice de frecuencia para la UNP para el 2012 es la Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC), con el rubro de LTI que considera lesiones con pérdida de tiempo y fatalidades.

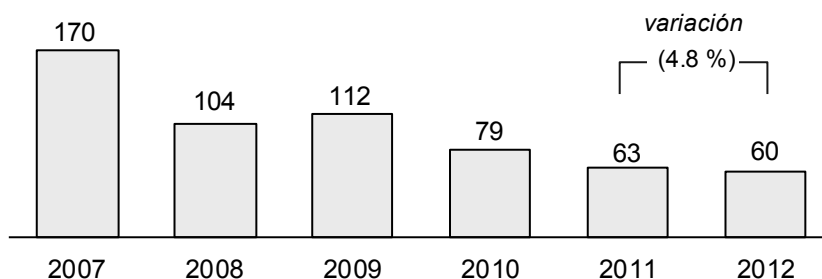
b. Informe IADC, 3o. Trim. 2012 (LTI): 1.30.

Índice de gravedad

El índice de gravedad se ubicó en 60, inferior en 4.8 por ciento respecto al año anterior que fue de 63.

Índice de gravedad, enero-diciembre

días perdidos $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de gravedad, enero-diciembre

días perdidos $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
UNP	170	104	112	79	63	60	(4.8)
Norte	107	104	110	37	64	45	(29.7)
Sur	187	120	140	118	91	71	(22.0)
Marina	200	96	98	88	43	70	62.8

Para mejorar los resultados en la accidentabilidad, en las Unidades de Perforación se ejecutan programas de reforzamiento de Seguridad que comprenden seis estrategias generales:

- Aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo y del Análisis de Seguridad del Trabajo (AST's)
- Aplicación de procedimientos con disciplina operativa
- Programa de recorridos de la CLMSH, auditorías NISAI (Nivel Integral de Seguridad Ambiental de la Instalación)
- Campañas en las instalaciones y sus etapas para su aplicación
- Análisis y difusión de incidentes, cumplimiento a recomendaciones
- Evaluación de simulacros, verificaciones ambientales, pláticas intermedias

Las principales acciones preventivas y correctivas que se contemplan en dichos programas están dirigidas a:

- Aplicar formato de seguridad (lista de verificación) para concientizar al personal de las medidas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores
- Concientizar a la línea de mando de los equipos y talleres del mejoramiento disciplinario de la supervisión operativa, aplicación de los procedimientos operativos, elaboración efectiva de los AST; así como mantener el orden y limpieza de las instalaciones
- Evaluar e incrementar la calidad de las observaciones de las Auditorías Efectivas y de la prevención de riesgos en el AST
- Cumplir los ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento
- Reforzar la aplicación de las herramientas de seguridad (AST, SPPTR) de una manera efectiva supervisada por los mandos medios
- Ejecutar campañas de Manos Seguras, Golpe de Calor, Seguridad y Orden y limpieza
- Verificar la atención de condiciones inseguras detectadas en auditorías e inspecciones
- Atender las observaciones derivadas de la aplicación de simulacros y de las listas de verificación antes de iniciar las operaciones

- Realizar los análisis técnicos de los incidentes potencialmente graves de forma inmediata, emitiendo alertas y recomendaciones rápidas para su aplicación
- Reorientación de conductas a través de la motivación progresiva

Índice de Actos Seguros

En las operaciones de perforación y mantenimiento a pozos durante el año 2012 se realizaron un total de 55 mil 814 auditorías efectivas, obteniéndose un índice de 93 por ciento, mediante la observación preventiva de 911 mil 57 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías. Este indicador refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Accidentabilidad de Contratistas**

Los contratos celebrados con los prestadores de servicios incluyen el Anexo “SSPA”, relativo a las “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, cuyo objetivo es establecer los requerimientos en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental que deben cumplir las compañías y todo su personal, con el fin de prevenir y evitar la ocurrencia de accidentes.

Número de proveedores

En el periodo de referencia, 1 mil 253 compañías en promedio prestaron diversos tipos de servicios entre otros:

- Diseño e ingeniería
- Construcción y mantenimiento en ductos e instalaciones
- Logística y transporte
- Perforación, terminación y mantenimiento de pozos
- Prospección sísmica
- Remediación ambiental

El promedio mensual de trabajadores de proveedores y contratistas que prestan servicios a PEP es de 98 mil 443, que comparado con el número de trabajadores de nuestro Organismo que es de 52 mil 73 plazas ocupadas, existe una relación aproximada de 1 trabajador de PEP por 2 de compañía.

Censo de compañías en PEP, enero-diciembre
número

<i>Subdirección</i>	<i>Número de compañías</i>	<i>Número de trabajadores en promedio por mes</i>
Total:	1,253	98,443
Producción Región Norte	91	8,048
Producción Región Sur	380	12,178
Producción Región Marina Noreste	48	1,173
Producción Región Marina Suroeste	37	1,163
Servicio a Proyectos	33	6,178
Mantenimiento y Logística	268	26,068
Distribución y Comercialización	63	4,079
Unidad de Negocio de Perforación	229	32,665
Áreas de servicio	104	6,891

Accidentes personales

El número de accidentes personales registrables estadísticamente para el año 2012 en actividades realizadas por las compañías contratistas y proveedores fue de 149, cifra mayor en 77.4 por ciento al año 2011, debido a que considera el personal lesionado y decesos a consecuencia del accidente ocurrido en la Central de Medición Km 19 de la GTDH-Norte, conforme a lo establecido en el Lineamiento Corporativo para el “Cálculo de Índices de Frecuencia, Gravedad y Fatalidad por Accidentes de Trabajo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.

Estadística de accidentes de compañías, enero-diciembre
número

Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	136	133	109	84	84	149	77.4
Producción Región Norte	4	5	5	4	8	12	50.0
Producción Región Sur	1	3	4	1	2	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	1	0	2	1	0	4	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	1	0	0	1	0	(100)
Servicios a Proyectos	36	19	13	7	12	19	58.3
Mantenimiento y Logística	28	12	6	24	18	26	44.4
Distribución y Comercialización	-	2	0	8	3	52	n.r.
Exploración	0	0	0	0	10	0	(100)
Unidad de Negocio de Perforación	66	91	79	39	30	36	20.0

Es importante destacar que en el periodo de referencia en las instalaciones adscritas a las Subdirecciones de Producción Región Sur y Marina Suroeste, así como la Subdirección de Exploración no hubo accidentes personales registrables estadísticamente de las compañías proveedoras y contratistas.

Accidentes fatales

En el año 2012 se registraron 5 accidentes que originaron 30 fatalidades, de entre los que destaca el ocurrido el 18 de septiembre de 2012 en la Estación de Medición del Km 19, de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, perteneciente a la Subdirección de Distribución y Comercialización, donde se presentó un accidente que originó el deceso de 26 trabajadores de compañías prestadoras de servicio. Con la asesoría de un tercero experto se elabora el análisis técnico para identificar la combinación de causas que derivaron en este accidente.

El resumen de los otros 4 accidentes fatales se presenta a continuación:

- En el Activo Integral Burgos de la Subdirección de Producción Región Norte, el día 22 de abril de 2012, en el equipo de perforación IHSA TITAN 964 en el Pozo Nejo 198, al estar sacando tubería con el elevador en posición opuesta al estiba de la tubería, las piernas del top drive empujaron la tubería hacia el centro del pozo, ocasionando que la lingada oscilara golpeando a los ayudantes de piso rotaria, provocando la lesión de dos trabajadores y la fatalidad de un tercero. Derivado del Análisis Causa-Raíz, se identificó que el accidente se debió principalmente a la combinación de las siguientes causas: deficiente identificación de los riesgos en el AST, falla en la comunicación entre el chango y el perforador, diseño de la caseta del perforador no permitió una adecuada visibilidad de los trabajos.

- El 6 de octubre de 2012, en el equipo PM-341 del Pozo Teotleco 4 de la Unidad de Perforación Reforma, perteneciente a la UNP, la Compañía Integradora de Perforaciones y Servicios, S.A. de C.V. (IPS), al estar descargando lodo de emulsión inversa de la pipa de presión y vacío no. 5754, hacia el tanque vertical de lodo no. 2, el ayudante del operador de la pipa, estaba ubicado en la parte superior, cuando repentinamente salió disparada la tapa, golpeando al trabajador, ocasionando el fallecimiento del mismo.

- El 9 de noviembre de 2012, en la R/A Potrerillo, Carretera Simón Sarlat - Buenavista km. 4+460, la compañía Atrium S.A. de C.V. contratada con la Gerencia de Servicio a Proyectos Sur, perteneciente a la Subdirección de Servicios a Proyectos, al realizar las actividades de riego de sello de la obra rehabilitación de 10.27 km., el camión volteo de 14 m³ circulaba en reversa a una velocidad de 10 km/h vertiendo el sello sobre el camino pavimentado tramo Simón Sarlat-Potreriillo km 4+460, el ayudante general caminaba sobre la parte trasera de la unidad del lado del copiloto, quitando las ramas de los arboles las cuales estorbaban la visibilidad del espejo retrovisor lateral derecho, se tropezó cayendo sobre el área de rodamiento del camino pavimentado siendo arrojado por las llantas traseras del lado derecho de la unidad en operación, lo que le ocasionó el fallecimiento del trabajador.

- El 27 de noviembre de 2012, en el equipo PM-735 del Pozo Humapa 1494 dentro de la Macropera Humapa 1062, la Compañía Weatherford S.A. de C.V. contratada por el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, perteneciente a la Subdirección de Producción Región Norte, el trabajador con categoría ayudante de piso, al realizar la actividad de instalar

líneas del quemador, se observó que dos tubos de 4” se encontraban tapados con lodo de perforación, se procedió a realizar maniobras para destaparlas con ayuda del montacargas acoplándole una pluma para el levantamiento de los tubos, se realizaron varios movimientos laterales y horizontales de forma brusca para sacudir el tubo y hacer que se destapara el tubo con ese movimiento, provocando que la pluma se desacoplara del montacargas, cayendo junto con el tubo de 4” diámetro, alcanzando este último a golpear al trabajador, quien posteriormente falleció debido a la gravedad de los golpes recibidos.

Accidentes fatales de compañías, enero-diciembre
número

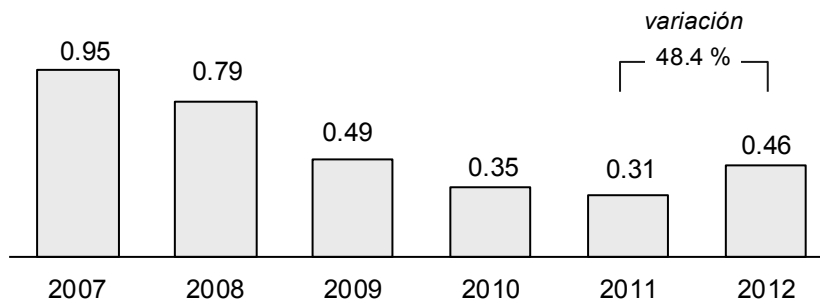
Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	21	1	5	0	8	30	275.0
Producción Región Norte	0	0	0	0	0	2	n.a.
Producción Región Sur	1	0	0	0	1	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	0	0	0	0	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	3	0	1	1	-
Mantenimiento y Logística	6	1	0	0	1	0	(100)
Distribución y Comercialización	0	0	0	0	0	26	n.a.
Exploración	0	0	0	0	4	0	(100)
Unidad de Negocios de Perforación	14	0	2	0	1	1	-

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el año 2012 de las compañías contratistas y proveedoras fue de 0.46, cifra mayor al obtenido en el año anterior en 48.4 por ciento.

Índice de frecuencia de compañías, enero-diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice de frecuencia de compañías	0.95	0.79	0.49	0.35	0.31	0.46	48.4
Producción Región Norte	0.15	0.16	0.18	0.09	0.15	0.56	273.3
Producción Región Sur	0.12	0.23	0.12	0.02	0.04	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0.15	0	0.57	0.28	0	1.15	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	1.34	0	0	0.61	0	(100)
Servicios a Proyectos	1.42	0.85	0.43	0.49	0.94	0.60	(36.2)
Mantenimiento y Logística	0.5	0.2	0.12	0.45	0.24	0.24	-
Distribución y Comercialización	0	0.56	0	1.26	0.30	5.16	n.r.
Exploración	0	0	0	0	2.84	0	(100)
Unidad de Negocios de Perforación	2.2	2.1	1.12	0.65	0.53	0.48	(9.4)

Acciones para mejorar el desempeño de seguridad personal de compañías prestadoras de servicio a PEP

Con la finalidad de mejorar el desempeño en materia de SSPA por parte de las empresas proveedoras y contratistas, en este año se han implementado las acciones siguientes:

- Verificar que el personal cuente con la capacitación y entrenamiento en materia de SSPA
- Realizar reuniones estratégicas de seguridad motivando al personal. contratista y supervisores, a una actitud responsable en materia de SSPA, verificando su desempeño mensual
- Efectuar reuniones con los directivos de las compañías que presentaron mayor ocurrencia de accidentes para reforzar acciones de contención
- Verificar la aplicación de lo establecido en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental en el Anexo “S” o Anexo “SSPA”
- Participar en la evaluación de Desempeño en SSPA con la Dirección General, para difundir las causas raíz de los incidentes y accidentes ocurridos, así como las acciones inmediatas derivadas de los mismos, para evitar la reincidencia de eventos no deseados
- Fortalecer la cultura del reporte de todos los incidentes y accidentes y la estricta atención de las recomendaciones derivados de los Análisis Causa Raíz

iii. Manejo de agua congénita

El volumen diario promedio de agua congénita separada en el 2012 fue de 43 mil 522 metros cúbicos; el 98 por ciento de la misma se dispuso mediante la inyección a pozos, equivalente a 42 mil 823 metros cúbicos promedio por día. En este periodo se observó un incremento en la separación de 7 por ciento con respecto al 2011.

Manejo de agua congénita^a
metros cúbicos promedio por día

Región ^b	2010			2011			2012		
	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada
<i>Total</i>	33,527	29,469	3,527	40,706	31,451	8,563	43,522	42,823	699
Norte	11,552	10,970	582	12,467	11,988	479	14,065	13,368	697
Sur	15,706	14,577	598	15,069	14,053 ^c	324	21,572	21,570	2
Marina Suroeste ^d	2,347	-	2,347	7,760	-	7,760	<i>Dato no disponible por parte de la GTDH-RMSO^e</i>		
Marina Noreste	3,922	3,922	-	5,410	5,410	-	7,885	7,885	-

a. Fuente: Sistema informático, SISPA.NET. (reporte del 17 de enero de 2013)

b. Incluye a las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la SDC que operan en cada Región.

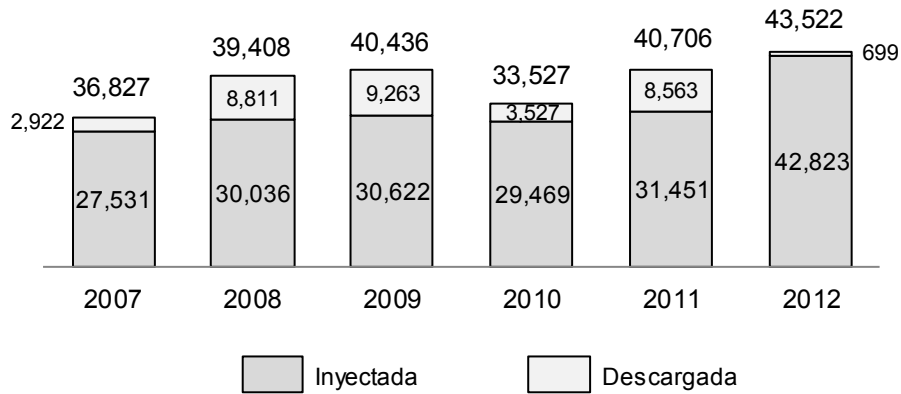
c. La diferencia entre lo separado y lo reinyectado se transfiere a otras instalaciones.

d. Los volúmenes de agua congénita corresponden a lo separado de los hidrocarburos recibidos en la Terminal Marítima Dos Bocas provenientes de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Sur.

e. El agua congénita en la TMDB se une al agua residual de los procesos en la planta de tratamiento de efluentes para su tratamiento y posterior descarga al mar.

El comportamiento sobre el manejo de agua congénita por año es el siguiente:

Manejo de agua congénita, enero-diciembre
metros cúbicos promedio por día



Nota 1: Información del SISPA-NET (reporte del 17 de enero de 2013).

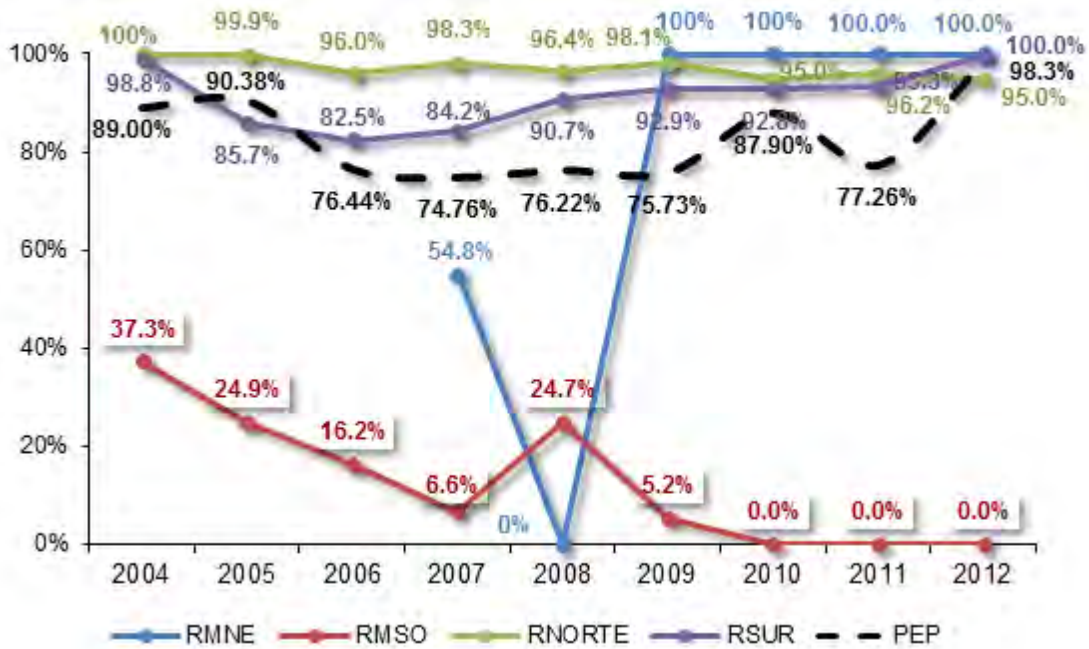
Nota 2: La diferencia entre el volumen separado con lo inyectado corresponde al promedio diario de agua descargada.

En el 2012 las Subdirecciones de Producción de las Regiones Norte, Sur y Marina Noroeste incrementaron 13, 43 y 46 por ciento respectivamente su generación promedio mensual de agua congénita, con respecto al cierre del año 2011.

La Región Norte reinyectó a yacimientos agotados 13 mil 368 metros cúbicos promedio al día, equivalente al 95 por ciento del agua generada, mientras que en la Región Sur se inyectó el 99 por ciento de su generación, que corresponde a 21 mil 570 metros cúbicos promedio diarios. Cabe resaltar que la Región Marina Noreste inyectó el 100 por ciento del agua congénita generada.

La diferencia entre lo generado y reinyectado en la Región Norte y Sur, fue de 699 metros cúbicos promedio diarios, que se descargaron a cuerpos receptores previo tratamiento.

Porcentaje de reinyección de agua congénita por Región

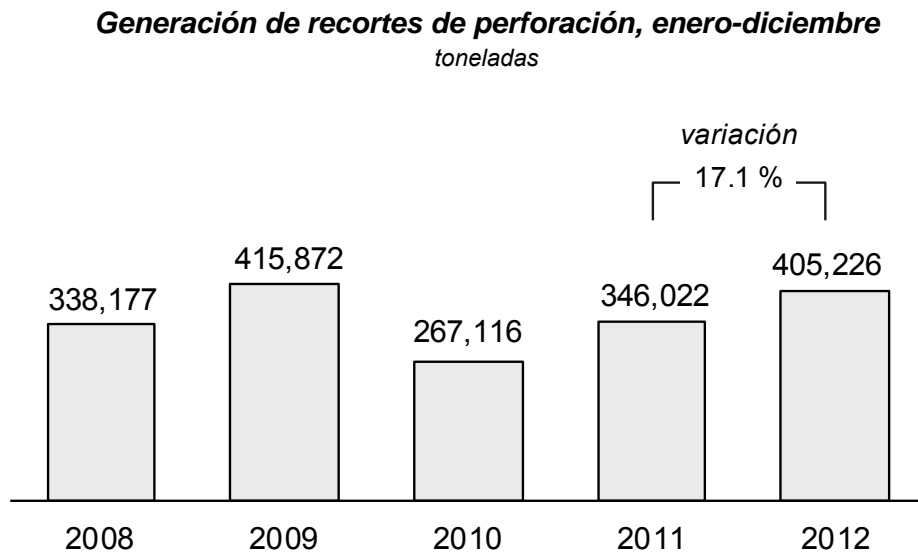


El hidrocarburo (crudo maya y crudo ligero) proveniente de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Región Sur, se recibe en los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), donde se realiza la separación crudo-agua en dos etapas de deshidratación. El agua congénita recuperada del crudo no es reinyectada en los pozos, actualmente se une al agua residual de los procesos y es enviada a la Planta de Efluentes para su tratamiento y descarga al mar.

iv. Manejo de residuos industriales

Durante el año 2012, se generaron en total 417 mil 904 toneladas de residuos (recortes de perforación, residuos sólidos industriales, aceites gastados, sedimentos de hidrocarburos, entre otros), 13 por ciento más que lo registrado en el año anterior.

Para el caso de los recortes de perforación, en el año 2012 se generaron 405 mil 226 toneladas, 17.1 por ciento mayor que el reportado para el año anterior.

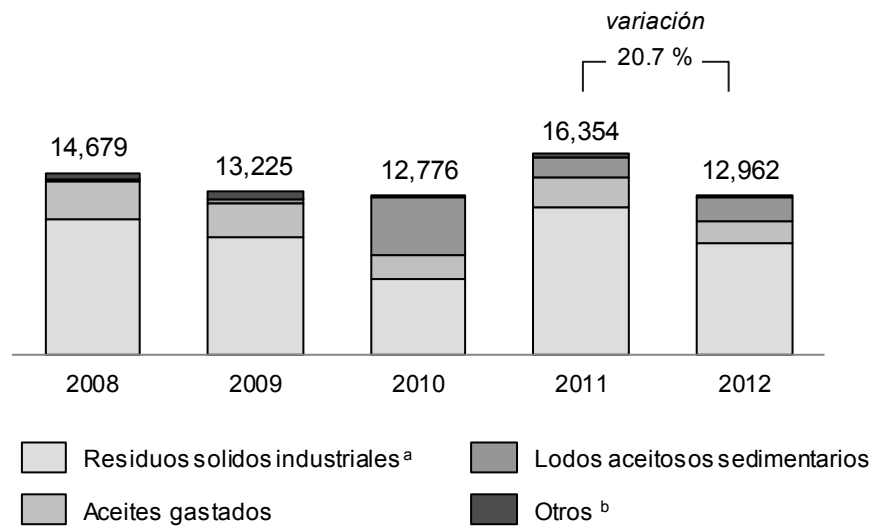


No obstante que los recortes de perforación no son clasificados como residuos peligrosos, éstos son manejados preventivamente bajo un estricto control. Los equipos de perforación terrestres tanto en el norte como en el sureste del país, cuentan con los contratos con terceros avalados por las Autoridades Ambientales Estatales para su tratamiento y disposición final conforme a la normativa, en

tanto que en las instalaciones marinas más del 80 por ciento es enviado a su inyección a yacimientos agotados, siendo esta una buena práctica ambiental, ya que reduce los riesgos en su transportación, manejo y disposición; el restante es enviado a tierra para su manejo integral. Con todo lo anterior, se asegura de que no exista el almacenamiento en los sitios donde se genera.

Respecto a la generación de residuos industriales, excluyendo los recortes de perforación, durante el 2012 se muestra un decremento de 20.7 por ciento en comparación al volumen generado en el año anterior.

Generación de residuos industriales (sin recortes de perforación, enero-diciembre)
toneladas



Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (2012 Al reporte del 21 de enero de 2013).

(a). Materiales impregnados con aceite o metales pesados, filtros de proceso, lodos de tratamiento de aguas, entre otros.

(b). Grasas, arenas de limpieza, pinturas y químicos caducos, biológico infecciosos, aceite intemperizado, solventes, etc.

Respecto a los aceites gastados, durante el año 2012 se registró un total de 1 mil 766 toneladas, 36 por ciento menos que el 2011, los cuales se reincorporan como insumo al proceso productivo a través

de su inyección a la corriente de crudo, por lo que su manejo se efectúa bajo criterios de eficiencia ambiental, tecnológica, económica y social.

En cuanto a los residuos peligrosos (lodos aceitosos sedimentarios, sólidos industriales y otros) se generaron en las instalaciones de PEP 11 mil 196 toneladas, cifra 20 por ciento menor que en el año anterior. Cada dependencia que los genera cuenta con los contratos correspondientes vigentes con empresas especializadas autorizadas por la SEMARNAT para su tratamiento y disposición final en sitios controlados.

De manera general el manejo integral de los residuos en PEP se ha efectuado sobre la base de las siguientes acciones:

- Cumplimiento a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su Reglamento, así como a las Normas Oficiales Mexicanas
- Reforzamiento de la supervisión para la clasificación y separación de residuos industriales
- Aplicación de la responsabilidad compartida con prestadores de servicios y proveedores
- Mejoramiento de las prácticas de segregación de residuos
- Aplicación de listas de verificación en residuos no peligrosos y peligrosos

v. Pasivo ambiental

- **Restauración de suelos**

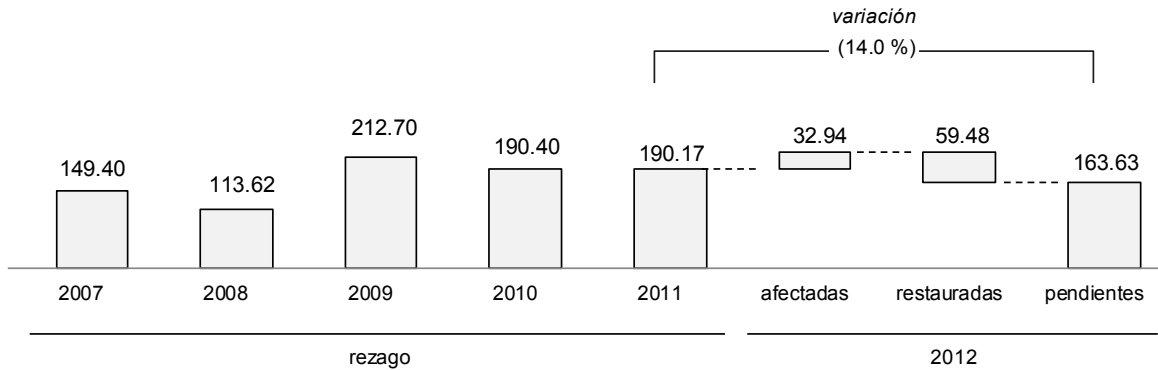
En el año 2012 se han afectado 32.94 hectáreas derivado de fugas y derrames que sumadas a las 190.17 pendientes de restaurar al cierre del año 2011 totalizan 223.11 hectáreas, de las cuales se han restaurado 59.48 con lo cual quedan pendientes de restaurar 163.63 hectáreas al cierre de diciembre de 2012.

En la Región Norte, durante el año se afectaron 2.87 hectáreas que sumadas a las 129.27 pendientes de restaurar al cierre del año 2011 totalizan 132.14 hectáreas; se han restaurado 33.15 hectáreas, quedando 98.99 hectáreas de suelos por restaurar.

En la Región Sur durante el periodo de referencia se tiene el registro de 30.07 hectáreas afectadas como resultado de fugas y derrames ocurridos tanto en instalaciones de los Activos de Producción como en ductos de la Subdirección de Distribución y Comercialización cantidad que sumada al rezago de 60.90 suman 90.97 hectáreas, de las cuales se han restaurado 26.33 quedando pendientes de atender 64.64 hectáreas al cierre.

El total de suelos afectados al cierre del año 2012 se detalla en el cuadro siguiente:

Restauración de suelos
hectáreas



Región	rezago al 31 de diciembre					Enero - Diciembre 2012		
	2007	2008	2009	2010	2011	Afectadas	Restauradas	Pendientes
Total	149.4	113.62	212.7^a	190.40	190.17	32.94	59.48	163.63
Norte	144.7	111.38	209.1 ^b	187.60	129.27	2.87	33.15	98.99
Sur	4.7	2.24	3.61	2.80	60.90 ^c	30.07	26.33	64.64

a. Áreas con emanaciones de hidrocarburos en Laguna de Marland y en campos Pánuco, Ébano y Cacalilao

b. Incluye el remanente del hallazgo satelital al cierre de 2009.

c. Se incorpora áreas detectadas en los recorridos efectuados en Región Sur.

Con la finalidad de atender el pasivo ambiental, la Región Norte refiere que tiene una iniciativa estratégica para concluir el Pasivo Ambiental, el cual está sujeto a las siguientes consideraciones:

- Asegurar la suficiencia presupuestal en los proyectos donde se ubiquen los pasivos ambientales
- Asegurar que los requerimientos de contratación sean lo más expedito y ampliar la apertura de compañías participantes en el proceso
- Dialogo y gestión de permisos con los propietarios, comunidades y municipios, de acuerdo al programa definido

- Dar prioridad a la remediación de los sitios localizados en zonas que puedan presentar un riesgo para la comunidad y el medio ambiente
- Caracterizar el 100 por ciento de las presas y áreas afectadas

La Subdirección de Producción Región Sur para atender los sitios contaminados por las fugas y derrames continúa llevando a cabo las siguientes acciones:

- Atención inmediata de fugas y derrames presentados, aplicando las medidas de urgente aplicación y determinando los recursos y apoyos necesarios
- Promoción de la remediación inmediata de sitios afectados en que existen contratos vigentes para la atención de fugas y derrames, así como para el tratamiento de suelos contaminados
- Formalización de contratos para la remediación de sitios contaminados para garantizar el ejercicio de planes y programas de restauración de áreas, en los distintos Activos de Producción de Región Sur
- Gestión ante la autoridad ambiental con la intervención de la Subdirección de ASIPA, para agilizar la resolución de las propuestas de remediación ingresadas

La atención de las áreas afectadas pendientes de remediar, se lleva a cabo tomando en consideración el criterio de jerarquización de los sitios, de modo que se da prioridad a sitios localizados en zonas que puedan presentar riesgo para la población o posible incremento del área afectada.

Programa de Restauración de suelos, 2012
(hectáreas).

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte	Pasivo	0,00	0,00	6,55	1,56	2,92	4,44	0,84	8,38	22,40	9,70	12,04	9,00	77.83
	Realizado	0.27	0.55	1.8	0	1.82	0	3.52	1.27	18	2.73	0.48	0.99	31.43
Sur	Pasivo	2.85	0.56	0.19	.54	2.08	1.81	3.04	3.28	2.23	2.23	1.16	0.30	20.27
	Realizado	2.87	0.37	0.09	.20	.47	.01	0.03	0.50	0.06	0.02	0.00	0.93	5.55
Total Programado		2.85	0.56	6.74	2.10	5.0	6.25	3.88	11.66	24.63	11.93	13.2	9,3	98.10
Total Realizado		3.14	0.92	1.89	0.20	2.29	0.01	3.55	1.77	18.06	2.75	0.48	1.92	36.98

Es importante señalar que la restauración de sitios está supeditada; al cumplimiento a lo establecido en la legislación ambiental vigente, debiendo presentar a la SEMARNAT las propuestas de remediación (Caracterización de sitio y tecnologías de remediación) y obtener la resolución de su aprobación, así como a la suficiencia presupuestaria para la remediación de dichos sitios y al acceso a los terrenos particulares afectados.

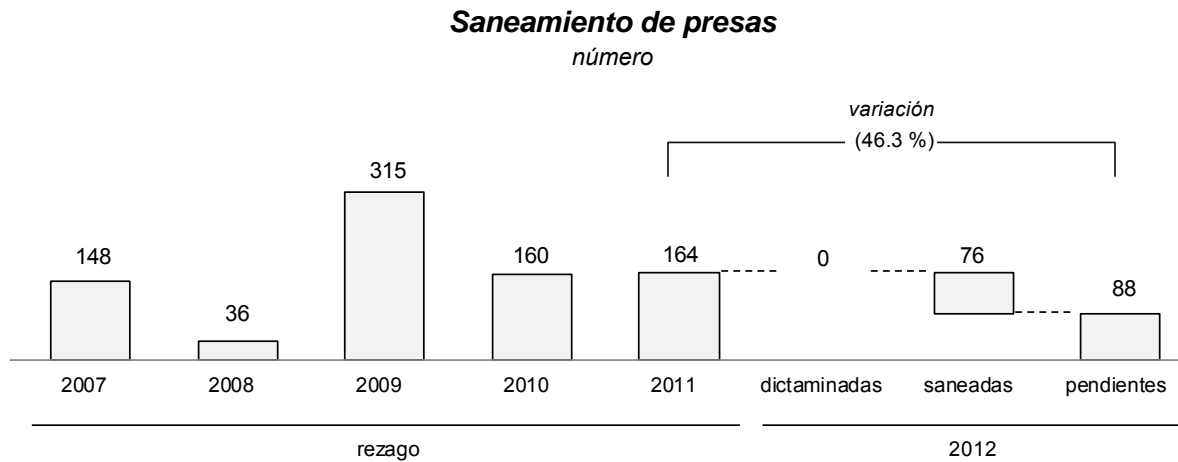
- **Saneamiento de presas**

Al iniciar el año de 2012 se tenía un rezago de 164 presas pendientes de atender, de las cuales 151 correspondían a la Región Norte y 13 a la Región Sur.

Durante el transcurso del año se sanearon un total de 76 presas, reduciendo el rezago existente en 46.3 por ciento, con lo que al cierre del año se registra un rezago de 88 presas.

Del total de presas restauradas 71 corresponden a la Región Norte reduciendo su rezago a 80 presas. Por su parte la Región Sur restauró 5 presas, ubicándose 4 en el Activo de Producción

Samaria-Luna y una en el Activo de Producción Bellota-Jujo, por lo que se tienen 8 presas pendientes de sanear en la región.



Región	rezago al 31 de diciembre					Enero – Diciembre 2012		
	2007	2008	2009	2010	2011	dictami- nadas	saneadas	Pendientes
Total	148	36	315^a	160^a	164^a	0	76	88
Norte	147	36	315	160	151 ^b	0	71	80
Sur	1	0	0	0	13 ^c	0	5	8

a. Incluye el remanente del pasivo histórico por detección satelital.

b. Incluye presas dictaminadas del Activo integral Burgos

c. Presas identificadas en recorridos en la Región Sur

d. Fuente: Base de Datos para El Registro y Control de la Atención de los Pasivos Ambientales de PEP

El programa de saneamiento de presas para el año 2012 presentó un cumplimiento de 75 por ciento, al haberse saneado 76 presas de 101 programadas. El detalle mensual del programa se presenta en el cuadro siguiente:

Programa y seguimiento de saneamiento y tapado de presas, 2012

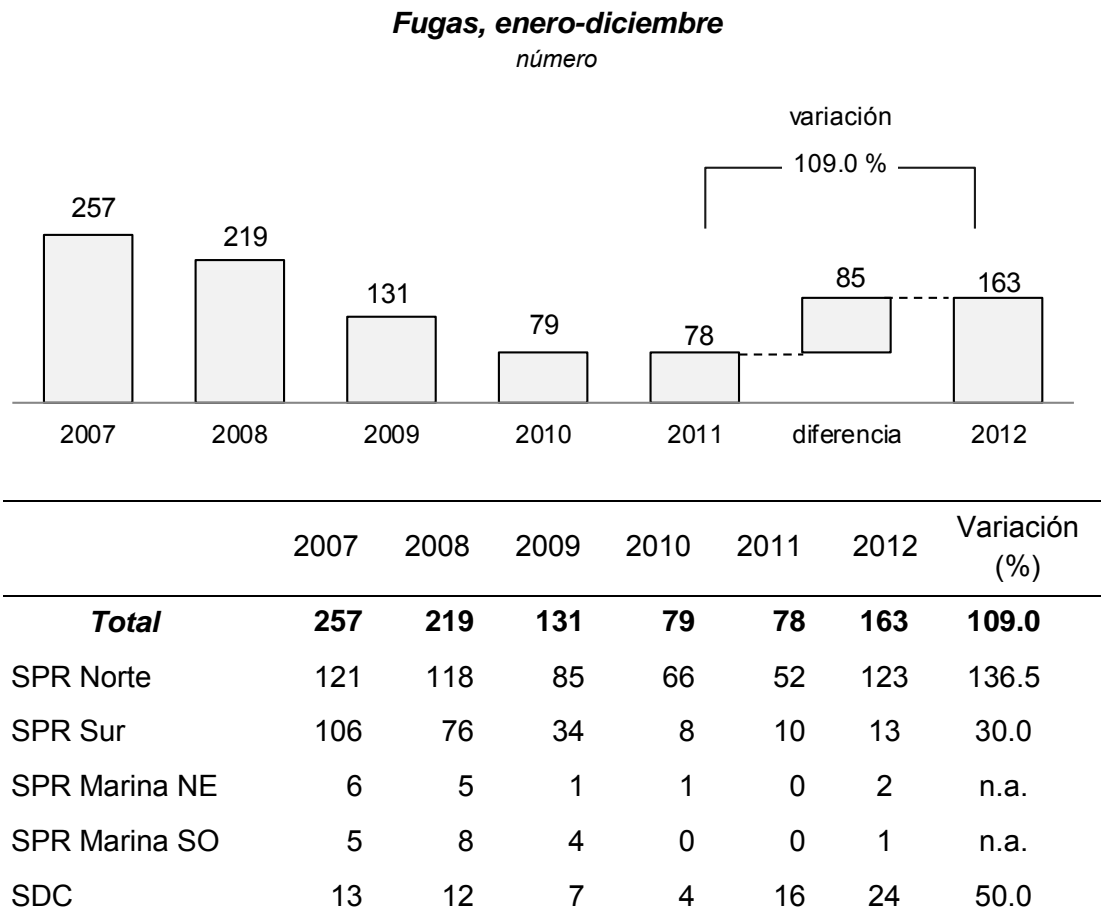
		<i>número</i>												
Presas		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte (número)	Pasivo	1	4	11	13	14	12	6	6	6	5	5	5	88
	Realizado	0	0	0	22	0	0	0	0	0	14	4	31	71
Sur (número)	Pasivo	0	2	0	4	1	0	1	1	0	0	0	4	13
	Realizado	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	5
Total Programado		1	6	11	17	15	12	7	7	6	5	5	9	101
Total Realizado		2	0	0	22	0	0	0	0	0	14	7	31	76

El motivo de la desviación registrada en la Región Norte es que están en espera de resultados finales en 10 presas ubicadas en el Activos de Producción Poza Rica-Altamira (5), y en los Activos Integrales Aceite Terciario del Golfo (4) y Burgos (1), ya que en algunos contratos se terminó el monto del mismo y en el caso de los Activos Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo se ha priorizado la atención de fugas.

El saneamiento de las presas en la Región Sur se contempla bajo la misma iniciativa estratégica de la remediación de áreas contaminadas, de modo que las acciones que se realizan para la remediación de áreas, son extensivas para este rubro, principalmente en relación a la solicitud de suficiencia presupuestal para el pago de los servicios de caracterización, trabajos de remediación de sitios y la elaboración de los estudios de riesgo ambiental que sean requeridos.

vi. Fugas y derrames

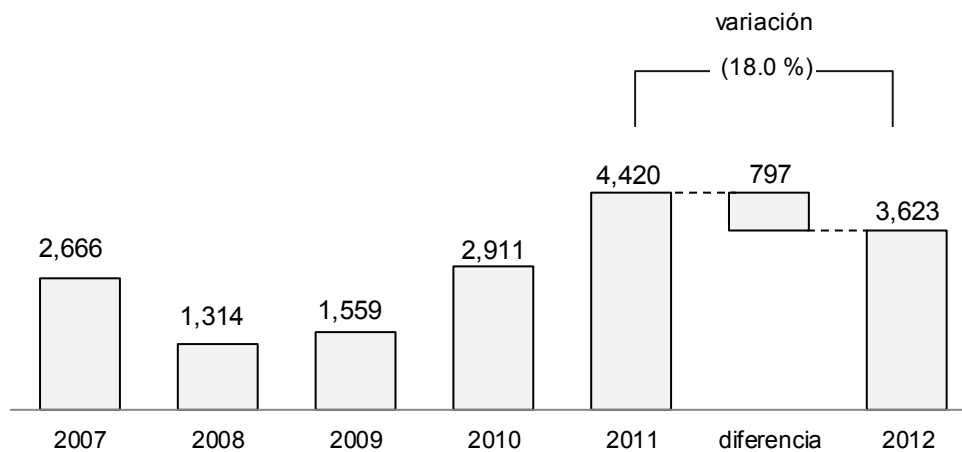
El número de fugas registradas estadísticamente en el periodo enero-diciembre 2012 es de 163, superior en 109 por ciento a las registradas en el mismo periodo del año anterior. Las causas identificadas que originaron estas fugas fueron entre otras: 79 por corrosión interior, 20 por corrosión exterior, 26 por falla de material, 21 por actos vandálicos (cortes con seguetas, aperturas de válvulas, tomas clandestinas), representando esta última el 13 por ciento del total de fugas, y 17 por otras causas.



El 90 por ciento de las fugas en ductos e instalaciones registradas en el periodo de referencia, se concentraron en los Activos Integrales Aceite Terciario del Golfo (37 por ciento) y Burgos (10 por ciento), en los Activos de Producción Poza Rica-Altamira (28 por ciento) y Bellota Jujo (7 por ciento) y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sur (9 por ciento).

El volumen derramado se estimó en 3 mil 623 barriles de hidrocarburos sin incluir el agua, lo que representa una disminución de 18 por ciento con respecto al mismo periodo del año anterior. El volumen recuperado de mezcla agua-aceite fue de 3 mil 146 barriles aproximadamente.

Volumen derramado, enero-diciembre
barriles



Volumen derramado, enero-diciembre

barriles

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación (%)
Total	2,666	1,314	1,559	2,911	4,420	3,623	(18)
Norte	1,983	565	879	2,735	1,171	3,021	100
Sur	523	541	529	38	70	55	(21)
Marina NE	3	0	0	32	0	1	100
Marina SO	10	127	150	0	0	12	100
SDC	147	81	1	106	3,179	535	(83)

Se estima que el volumen derramado atribuible a fugas originadas por corrosión interior fue de 2 mil 145 barriles, cantidad que representa el 59 por ciento del volumen total.

El volumen derramado en 2012 fue generado principalmente por ocho fugas registradas, seis en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte y dos en la GTDH – Sur, de las cuales derramaron un total de 2 mil 190 barriles de crudo, que equivalen al 60 por ciento del volumen total.

Para prevenir la ocurrencia de fugas en la Región Norte y principalmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se toman las acciones siguientes:

- ✓ Instalar dispositivos para efectuar limpieza interior de ductos
- ✓ Instalar dispositivos para inyección de inhibidor y evaluación de corrosión
- ✓ Revisar y adecuar los procedimientos de limpieza de pozos y/o analizar la posibilidad de instalar sistemas portátiles de

captación de sólidos en el inicio del ducto de recolección de cada macropera durante la primera etapa de producción de pozos

- ✓ Continuar análisis físicos-químicos de fluidos transportados y sedimentos obtenidos durante la limpieza interna de ductos para calibración de programas y productos inhibidores de corrosión y biocidas
- ✓ Realizar análisis de simulación de flujo en los ductos críticos y en los que ya presentaron fuga, para determinar las zonas de acumulación de sólidos y riesgo de abrasión. Con base en los resultados del análisis, evaluar alternativas para proteger con recubrimientos interiores o sustituir secciones con tubería no metálica de acuerdo a métodos y tecnologías aplicables
- ✓ Instalar protección interior en el primer kilómetro de los ductos que ya presentaron fuga y ampliar la protección de acuerdo a resultados de análisis de simulación de flujos

Asimismo para contribuir a la prevención de fugas en los ductos de producción y transporte de hidrocarburos, líneas de descarga, conexiones e instalaciones asociadas en PEP, se realizan las acciones siguientes:

- ✓ Estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica
- ✓ Programas de inspecciones a ductos (interior y exterior)
- ✓ Evaluación del riesgo e integridad

- ✓ Elaboración de ACR y atención a recomendaciones
- ✓ Instalación de tubería no metálica
- ✓ Incremento de la protección interior (recubrimiento interno)
- ✓ Intervenciones con equipo desarenador automatizado

Para el caso del vandalismo que ocurre en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos, se realiza lo siguiente:

- ✓ Habilitación de bases para patrullajes
- ✓ Ejecución del plan de desmantelamiento y enajenación de ductos fuera de operación
- ✓ Rehabilitación e instalación de sistemas de protección catódica con tecnología anti-vandalismo
- ✓ Celaje aéreo
- ✓ Instalación de sistemas para detección de fugas: Leak Net en ductos existentes y fibra óptica en los nuevos

Se continúan llevando a cabo las acciones del Plan de Administración de la Integridad en Ductos (PAID), con el cual es posible revisar la posibilidad y severidad de incidentes en ductos y proporcionar un método integrado para analizar, evaluar y administrar el nivel de riesgo, incluyendo a las líneas de producción y transporte que están operando y las que están fuera de operación.

vii. Certificados de industria limpia

• Instalaciones de producción

La certificación de instalaciones de PEP como Industria Limpia dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA), se ha constituido como instrumento fundamental para asegurar el cumplimiento del marco regulatorio, fortalecer el desempeño ambiental y mejorar la imagen de Pemex-Exploración y Producción como empresa limpia y segura.

El Organismo se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al mes de diciembre de 2012 ha incorporado un total de 261 instalaciones de proceso y 211 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 117 instalaciones y 78 ductos están certificados, como se indica en el cuadro siguiente:

Total de Instalaciones y Ductos certificados ^a

Región / Subdirección ^b	Total incorporado en el PNAA a Diciembre 2012		Con certificado a Diciembre de 2012		En proceso de certificación a Diciembre de 2012 ^c	
	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos
<i>Total</i>	261	211	117	78	144	133
Norte	44	98	14	64 ^d	30	34
Sur	79	0	21	0	58	0
Marina NE	51	26	40	14	11	12
Marina SO	87	87	42	0	45	87

a. Este total contabiliza las instalaciones y ductos auditados a nivel instalación y subsistemas

b. Las instalaciones y ductos de la SDC, se contabilizan en la Región correspondiente.

c. Incluyen: instalaciones en proceso de renovación, de auditoría, de liberación de certificado y cumplimiento de Plan de acción.

d. No contabiliza instalaciones que fueron certificadas bajo el programa original a nivel instalación, dado que quedaron comprendidas en subsistemas.

El avance registrado en el año 2012 en el proceso de certificación es de 45 por ciento para instalaciones y 37 por ciento para el caso de ductos.

Región Norte

En el período de referencia se incrementó el número de instalaciones y ductos certificados, debido a que se obtuvieron los certificados de 4 instalaciones de producción y 2 subsistemas de transporte:

Instalaciones de Producción:

- E.R.G. Papan (1 instalación)
- C.A.B Poza Rica (1 instalación)
- Extracción y Proceso Lizamba (1 instalación)
- Extracción y Proceso Apertura (1 instalación)

Subsistemas de Transporte:

- Transporte Poza Rica A (12 ductos)
- San Pablo Rincón Pacheco (1 ducto)

El número de instalaciones y ductos en proceso de certificación disminuyó, debido a la desincorporación de 3 subsistemas de transporte (71 ductos) y 9 subsistemas de producción (112 instalaciones), al haberse modificado algunas instalaciones y al no concretarse la formalización de los convenios de concertación correspondientes.

Finalmente, a través de una auditoría ambiental se incorporó el Subsistema de Ductos de Transporte Cauchy (7 ductos),

encontrándose en proceso de ingresarse ante la referida instancia y la Estación de Medición y Control Cauchy (1 instalación).

Región Sur

En el cuarto trimestre de 2012, se registró una disminución en el número de instalaciones de producción con certificado vigente, debido a que no se renovaron los certificados de 4 instalaciones, al no estar en condiciones para ser recertificadas o por encontrarse fuera de operación.

Por otra parte, se obtuvieron los certificados de 4 instalaciones de producción:

- Estación de compresión Agave
- Batería de separación Sen
- Estación de recolección de gas San Ramón
- Estación de recolección de gas Narvárez

El número de instalaciones en proceso de certificación se redujo, debido a que no fue posible cumplir la totalidad de las acciones requeridas en los planes de acción o por instalaciones que se encontraban fuera de operación.

Asimismo, a este rubro se adicionaron 2 instalaciones que anteriormente contaban proceso de renovación del certificado y 2 que a la fecha se encuentran en ejecución del plan de acción.

Región Marina Noreste

En el período de referencia disminuyó el número de instalaciones de producción y ductos de transporte con certificado vigente, debido a lo siguiente:

No se logró la renovación del certificado del Complejo Operativo de Rebombear (3 instalaciones), al no estar en condiciones de cumplir con la normatividad en materia de aguas residuales y con los requisitos establecidos en materia de seguridad con respecto a recipientes sujetos a presión y a la desincorporación de dos instalaciones, por no estar en posibilidad de cumplir con la totalidad de las acciones requeridas en los planes de acción.

Por otra parte, se obtuvieron los certificados de las Plataformas Maloob A y Ku-I, así mismo se encuentra en proceso de renovación el certificado del Subsistema de Transporte de Rebombear (8 ductos) y se incorporaron al proceso de certificación las Plataformas Akal-MB, Akal-BN y Akal DB.

Región Marina Suroeste

El número de instalaciones certificadas se incrementó debido a que se obtuvo la certificación y la renovación de los certificados de 11 plataformas:

C. P. Pool-A	Caan-TA	Taratunich-TE	Iztal A
Manik-A	Homol-A	Tumut-A	Ixtal-A
Sinan B	Sinan C	Sinan D	

Adicionalmente, se incorporaron 5 instalaciones más al PNAA, las cuales actualmente se encuentran en ejecución de la auditoría ambiental.

- **Equipos de perforación**

El avance registrado en el año 2012 en el proceso de certificación de los equipos de perforación y mantenimiento de pozos es de 63 por ciento.

Certificados de industria limpia (equipos y talleres) de UNP

UNP ^a	Total equipos auditados	Año 2012	
		certificados	En proceso
Total	115	73	42
Norte	54	50 ^b	4
Sur	43	21	22
Marina	18	2	16

a. Para UNP el esquema de certificación es por equipo y talleres.

b. Incluye plantas de fluidos.

En el período de referencia se obtuvieron los certificados de los equipos: PM-5654, PM-5539, Pozo Escuela PM 1005, PM-5593 y PM-5627 y se encuentran en proceso de renovación los equipos PM-329, PM-331, PM-5026, PM-9108 y PM-5642, los cuales se encuentran en espera de que PROFEPA resuelva la solicitud de reconsideración del requerimiento del Registro como Empresa Generadora de Residuos de Manejo Especial.

Finalmente, se incorporaron 11 equipos al proceso de certificación, encontrándose actualmente en cumplimiento de plan de acción.

• **Programa General**

En lo que corresponde al cumplimiento del programa general de auditorías, diagnósticos ambientales y dictámenes de terminación a realizarse en el presente año para instalaciones de producción, ductos y de equipos e instalaciones de perforación, se registró un cumplimiento de 70 por ciento.

***Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales y
Dictámenes de Terminación 2012***

Subdirección	Programado	Realizado
Región Sur	71	55
Región Norte	40	9
Región Marina Suroeste	47	50
Región Marina Noreste	13	11
UNP Sur	43	41
UNP Marina	18	1
UNP Norte	13 ¹	5
Total	245	172

¹ Las auditorías programadas se realizarán solo si se resuelve problemática de residuos de manejo especial.

***Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales y
Dictámenes de Terminación 2013***

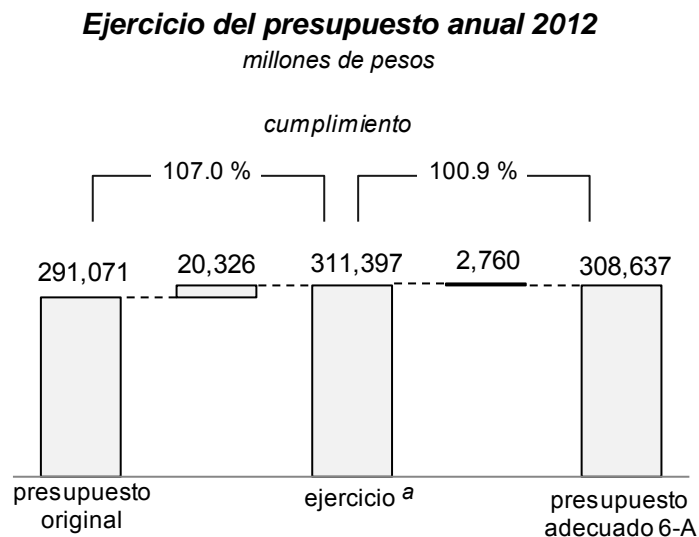
Subdirección	Programado
Región Sur	54
Región Norte	34
Región Marina Suroeste	22
Región Marina Noreste	17
UNP	62
Total	189

2. Inversiones

a. Evolución del presupuesto anual 2012

Los recursos presupuestales para el 2012 originalmente autorizados por la Cámara de Diputados fueron de 291 mil 71 millones de pesos en flujo de efectivo, asignando el 87 por ciento al presupuesto de inversión y el restante 13 por ciento al presupuesto de operación. Este techo fue superior en 6 por ciento, equivalente a 18 mil 43 millones de pesos, al ejercicio alcanzado durante 2011.

A lo largo del año se autorizaron 16 adecuaciones al presupuesto de inversión y operación, registrándose un incremento en el presupuesto de inversión de 20 mil 720 millones de pesos, mientras que el presupuesto de operación registró un decremento de 3 mil 154 millones de pesos, dando como resultado un incremento neto en el techo total de 17 mil 566 millones de pesos, con lo cual las operaciones del Organismo fueron reorientándose en concordancia con la disponibilidad de recursos adicionales, que se fueron presentando a lo largo del ejercicio.



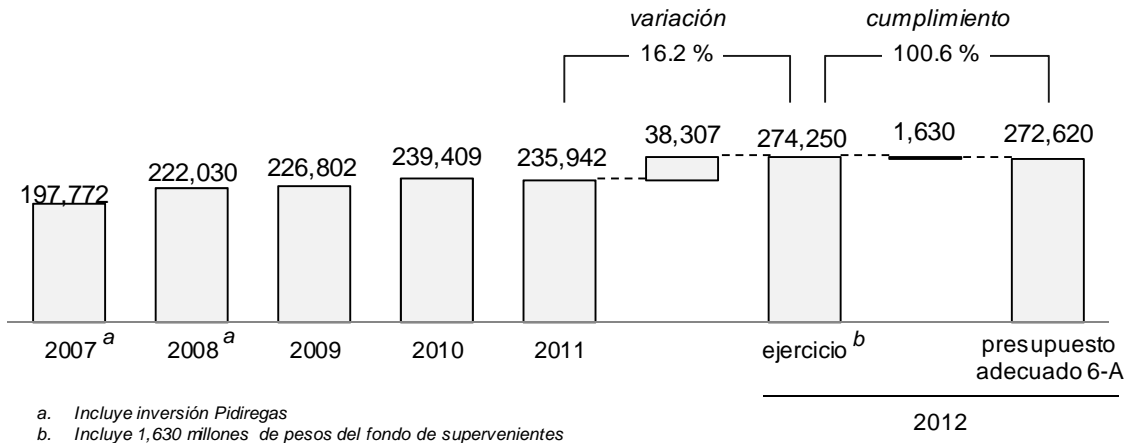
a. Incluye 2,780 millones de pesos del fondo de supervenientes de los cuales 1,630 millones corresponden a inversión y 1,150 millones a operación

b. Ejercicio de inversión

El ejercicio preliminar del presupuesto de inversión en flujo de efectivo para 2012 asciende a 274 mil 250 millones de pesos, monto que incluye las erogaciones por concepto de supervenientes por 1 mil 630 millones de pesos. Cabe señalar que estas erogaciones extrapresupuestales no están consideradas en el presupuesto autorizado, son registradas como pago de siniestros, contingencias ambientales y laudos entre otros.

Ejercicio del presupuesto de inversión, enero-diciembre

millones de pesos



Sin tomar en cuenta los recursos destinados a supervenientes, el cumplimiento alcanzado respecto al presupuesto adecuado 6-A es de 100 por ciento, mientras que el cumplimiento con base en el presupuesto original es de 108 por ciento, derivado de los recursos adicionales autorizados.

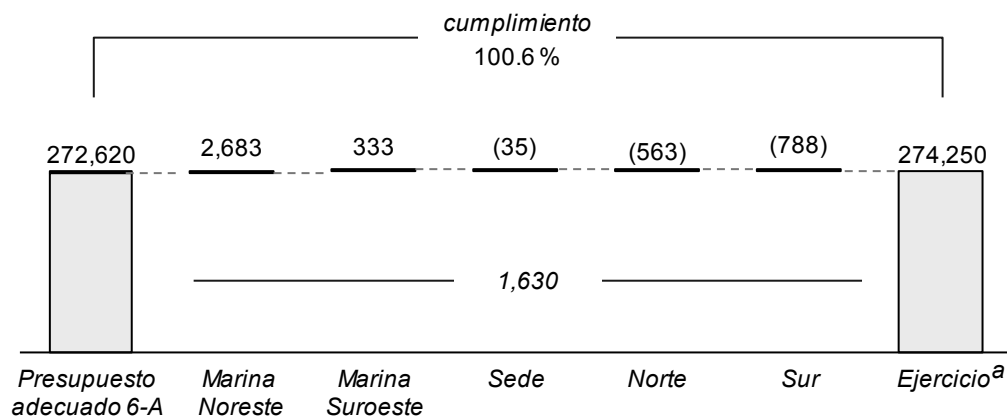
El ejercicio de inversión fue mayor en 0.6 por ciento al presupuesto adecuado versión 6-A debido al registro de eventos supervenientes, ubicándose la mayor variación en la Región Marina Noreste por 632 millones los cuales se destinaron principalmente para el centro de proceso KU-S. En el Proyecto Cantarell, se registraron siniestros por 182 millones de pesos básicamente para ductos.

En la Región Norte, el Proyecto Aceite Terciario del Golfo registró 183 millones de pesos principalmente para instalaciones de producción, mientras que el Proyecto Burgos registró 55 millones principalmente para laudos y juicios.

En lo que se refiere a la Región Marina Suroeste, el Proyecto Yaxche, registró 170 millones de pesos del fondo de supervenientes destinados a los ductos de las plataformas Yaxche-A y Yaxche-B.

Ejercicio de inversión 2012 por Región

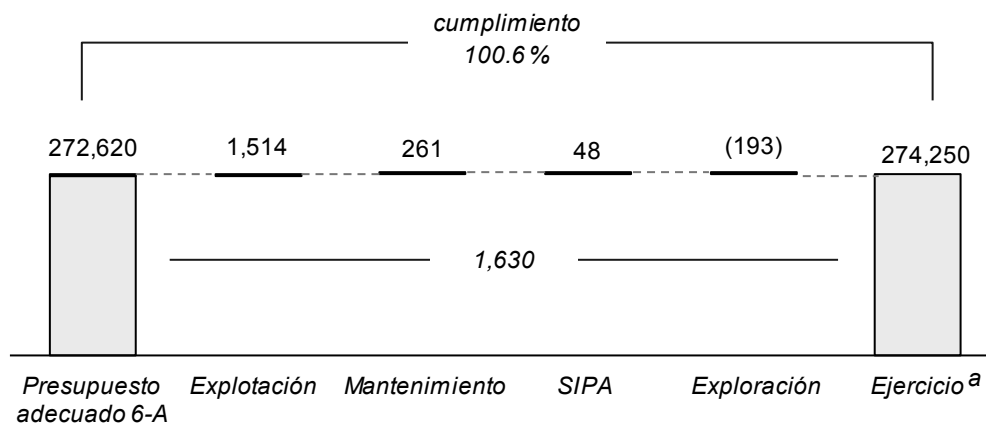
millones de pesos



a. Incluye 1,630 millones de pesos del fondo de supervenientes

Considerando la inversión por línea de negocio, 72 por ciento del ejercicio total se destinó a actividades de explotación, 14 por ciento a mantenimiento, 12 por ciento a exploración y en las actividades de seguridad industrial y protección ambiental el 1 por ciento.

Ejercicio de inversión 2012 por línea de negocio
millones de pesos



A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de inversión 2012 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de inversión, 2012

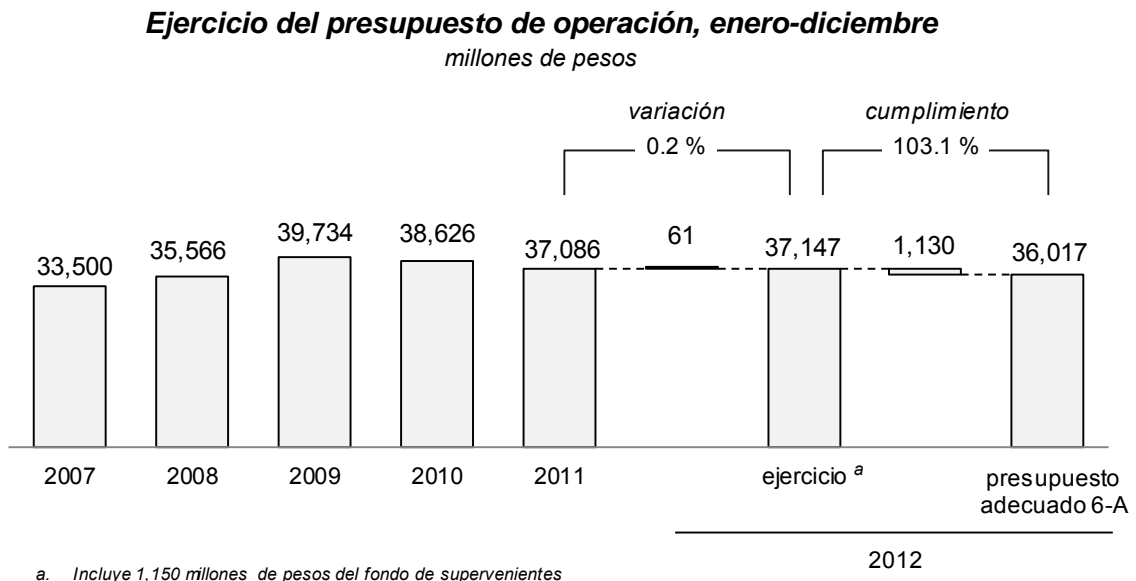
millones de pesos en devengable

Región / Proyecto	2012		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio ^a	Monto	%
Inversión Total	278,362	280,451	2,089	0.8
<i>Región Norte</i>	54,996	73,275	18,279	33.2
Integral Arenque	3,367	1,718	(1,649)	(49.0)
Burgos	18,900	25,464	6,564	34.7
Proyecto Aceite Terciario del Golfo	24,784	31,497	6,713	27.1
Integral Poza Rica	3,901	8,857	4,956	127.1
Reing Sist de Recup Tamps. Const.	4,044	5,739	1,695	41.9
<i>Región Sur</i>	40,141	46,375	6,234	15.5
Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	14,275	18,108	3,833	26.9
Integral Bellota-Chinchorro	6,016	4,900	(1,116)	(18.5)
Integral Cactus-Sitio Grande	2,399	5,049	2,650	110.4
Integral Carmito-Artesa	784	-	(784)	(100.0)
Delta del Grijalva	6,351	6,735	384	6.0
Integral el Golpe-Puerto Ceiba	2,791	3,518	727	26.0
Integral Jujo-Tecominoacán	6,116	6,178	62	1.0
Proyectos Exploratorios	1,408	1,886	478	33.9
<i>Región Marina Noreste</i>	108,753	98,607	(10,146)	(9.3)
Cantarell	54,633	59,514	4,881	8.9
Integral Ek-Balam	5,685	1,886	(3,798)	(66.8)
Integral Ku-Maloob-Zaap	44,633	34,814	(9,819)	(22.0)
Proyectos Exploratorios	3,802	2,392	(1,409)	(37.1)
<i>Región Marina Suroeste</i>	23,592	20,150	(3,442)	(14.6)
Integral Ayin-Alux	1,121	48	(1,073)	(95.7)
Integral Campo Caan	2,416	-	(2,416)	(100.0)
Integral Chuc	11,332	14,799	3,468	30.6
Integral Lakach	1,616	424	(1,192)	(73.7)
Integral Och-Uech-Kax	1,161	1,345	184	15.9
Integral Yaxché	5,946	3,533	(2,413)	(40.6)
<i>Sede</i>	2,833	3,850	1,016	35.9
<i>Programa Estratégico de Gas</i>	48,046	38,195	(9,851)	(20.5)

a. Se incluye el avance estimado de obra de COPF por 7 mil 516 millones de pesos.

c. Ejercicio de operación

El ejercicio preliminar del presupuesto de operación en flujo de efectivo durante 2012 ascendió a 37 mil 147 millones de pesos para lograr un cumplimiento de 103.1 por ciento respecto al presupuesto adecuado 6-A.



La variación respecto al presupuesto adecuado 6-A obedece básicamente a que se ejercieron recursos del fondo de supervenientes por 1 mil 150 millones de pesos, mismos que se consideran extrapresupuestales.

Sin tomar en cuenta los recursos destinados a supervenientes, el cumplimiento del ejercicio de operación respecto al presupuesto adecuado IV versión 6-A es de 99.9 por ciento, mientras que el cumplimiento con base en el presupuesto original es de 97.1 por ciento.

El gasto de operación se integra de la siguiente manera:

- En servicios personales se presenta un ejercicio de 19 mil 464 millones de pesos, de los cuales 10 mil 440 millones corresponden a sueldos y salarios, 4 mil 37 millones a gasto de previsión social pagados al personal, 3 mil 915 millones por prestaciones contractuales y 1 mil 72 millones de otros conceptos
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio fue de 8 mil 639 millones de pesos, principalmente por las aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE)
- En servicios generales (otros gastos de operación), el ejercicio fue de 5 mil 758 millones de pesos, distribuidos de la siguiente manera: 1 mil 132 millones de gastos generales pagados a terceros, 784 millones de fletes y servicios de transporte, 737 millones para adquisiciones de refacciones y accesorios menores para maquinaria, artículos de protección y seguridad, así como para ropa de trabajo, 500 millones en conservación y mantenimiento, 442 millones en impuesto sobre nómina, 388 millones en servicios auxiliares pagados a terceros, 347 millones en arrendamientos y en otros por 278 millones. Asimismo, se incluyen 1 mil 150 millones por concepto de supervenientes (siniestros, indemnizaciones, juicios, afectaciones, etc.)
- En viáticos, viajes y gastos de representación se erogaron 1 mil 594 millones, los cuales se refieren principalmente a pagos

contractuales de personal de plataformas y que son parte integral de la nómina.

A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de operación 2012 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de operación, 2012

millones de pesos en devengable

Concepto	2012		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio	Monto	%
Operación Total	50,016	50,401	385	0.8
<i>Servicios Personales</i>	19,689	19,462	(227)	(1.2)
Sueldos y Salarios	10,543	10,305	(238)	(2.3)
Seguro interno del personal	98	98	0	0.0
Indemnizaciones al personal	17	16	(1)	(7.5)
Gtos. prev. social pagados al personal	4,012	3,947	(65)	(1.6)
Incentivos y compensación al personal	1,010	1,056	46	4.6
Prestaciones contractuales a personal	4,010	4,040	31	0.7
<i>Nómina de pensiones</i>	8,642	8,639	(3)	0.0
<i>Materiales</i>	857	726	(132)	(15.4)
<i>Servicios Generales</i>	20,828	21,575	747	3.6
Fletes	841	783	(58)	(6.9)
Servicios técnicos pagados a terceros	266	274	8	2.9
Seguros	1,692	1,692	0	0.0
Conservación y mantto. por contrato	580	548	(32)	(5.6)
Servicios auxiliares pagados a terceros	412	392	(20)	(4.9)
Arrendamientos varios	252	334	81	32.2
Viáticos, gtos. de viaje y representación	1,638	1,598	(40)	(2.4)
Otros	15,145	15,954	808	5.3

d. Principales proyectos de inversión

Cantarell

Cantarell se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, a 80 kilómetros de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche, con una superficie aproximada de 162.1 kilómetros cuadrados.



Su objetivo es recuperar el volumen de reservas mediante iniciativas de explotación, administrando la declinación de sus campos e incrementando el factor de recuperación de hidrocarburos; continuar con el mantenimiento de presión así como con la perforación de pozos de desarrollo, procesos de recuperación mejorada; mantener la confiabilidad y flexibilidad operativa en los sistemas de producción, transporte y distribución de crudo y gas; asegurando la integridad del personal e instalaciones y protegiendo el medio ambiente.

Durante 2012 se registró una producción de 404 mil barriles diarios de crudo, lo que equivale a un cumplimiento de 91 por ciento respecto al programa, debido al cierre de pozos por presencia de gas y agua.

Respecto a la producción de gas se obtuvieron 400 millones de pies cúbicos, lo que significa un cumplimiento respecto al programa de 91 por ciento, debido a que las zonas del yacimiento que están en explotación presentaron mayor contenido de gas nitrógeno.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 100 por ciento de lo previsto en el programa, destacando la realización de 63 intervenciones mayores a pozos, 16 más a lo establecido en el programa, las cuales fueron para mantener las condiciones de operación de los pozos.

Se concluyeron 15 pozos de desarrollo de 30 programados, debido al retraso en la llegada de los equipos y al incremento en tiempos de intervención por malas condiciones climatológicas, además de problemas operativos.

Se tuvo un ejercicio preliminar de 43 mil 757 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 104 por ciento respecto al presupuesto, debido principalmente debido a que originalmente se consideró un monto menor para los servicios de obra, instalación y puesta en operación de dos turbocompresores.

Proyecto Cantarell^a

Rubro	unidades	Realizado		2012						Cartera de proyectos					Total ^d	
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +		2013 - 2026
				anual	periodo	anual	periodo									
Actividad física																
Pozos de desarrollo	num	140	15	18	18	30	30	15	-15	50	23	17	17	26	83	
Intervenciones mayores	num	240	38	52	52	47	47	63	16	134	39	63	28	20	150	
Plataformas	num	5	4	1	1			1	1		6	2	1		9	
Plantas	num		1										2		2	
Ductos	km		2			36	36	19	-17	52	3	1			4	
Avance físico total	%		58.3	62.8	62.8	70.0	70.0	69.7	-0.3	100						
Inversión^c																
Avance del ejercicio	MMS	400,726	44,349	33,438	33,438	42,024	42,024	43,757	1,733	104	37,916	38,997	33,663	145,568	776,680	
	%	52	57	62	62	67	67	67	0	100	72	77	81	100	100	
Indicadores																
Producción de crudo	Mbd	1,444	501	449	449	444	444	404	-40	91	476	466	434	173	227	
Producción de gas	MWpcd	708	672	487	487	440	440	400	-40	91	652	676	606	147	240	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas sin nitrógeno a partir de 2008 en adelante

Burgos

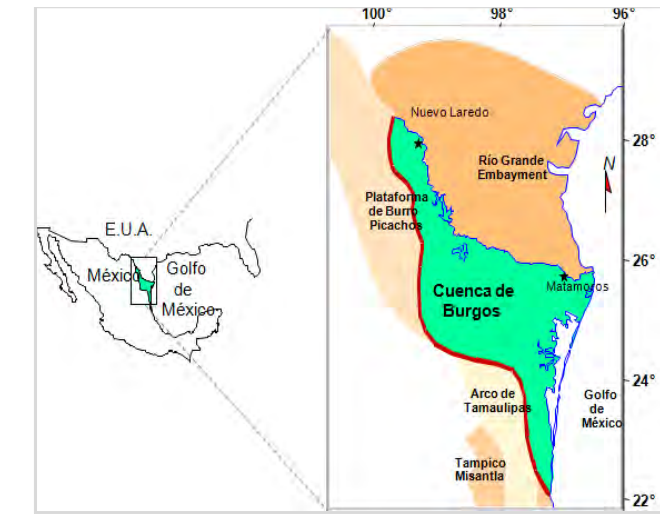
El Proyecto Burgos comprende los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, abarcando una superficie aproximada de 120 mil kilómetros cuadrados.

El objetivo del proyecto es desarrollar el potencial productivo de las Cuencas de

Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en la zona noreste del país y con ello fortalecer la oferta de gas natural, mediante el desarrollo de los campos con mayor reserva probada y probable, la definición de áreas nuevas parcialmente desarrolladas, un plan agresivo de exploración, orientado a incrementar las reservas y la operación y mantenimiento de los campos en explotación, todo en un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente.

Durante 2012, la producción de gas alcanzó un promedio de 1 mil 269 millones de pies cúbicos diarios, mismos que representaron un cumplimiento de 99 por ciento respecto a la meta establecida.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 100 por ciento respecto al programa, destacando el avance registrado en la terminación de pozos exploratorios y de desarrollo de 375 y 238 por ciento, respectivamente, debido a la optimización en el tiempo de perforación y terminación de pozos.



El ejercicio preliminar de inversión presente una erogación en el proyecto de 24 mil 554 millones de pesos, equivalente al 99.5 por ciento del presupuesto autorizado para el año, debiéndose la diferencia al proceso de facturación.

Proyecto Burgos^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos					Total ^d 2013 - 2027
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +	
				anual	periodo	anual	periodo								
Actividad física															
Sísmica 2D	km	16,023	2,326	2,467	2,467	2,500	2,500	2,514	14	101					
Sísmica 3D	km ²	17,548	506	35	35	1,176	1,176	1,233	57	105	954	3,206	1,280	7,636	13,076
Pozos exploratorios	num	226	19	14	14	4	4	15	11	375	17	25	11	360	413
Pozos de desarrollo	num	2,752	252	173	173	84	84	200	116	238	194	225	197	956	1,572
Intervenciones mayores	num	1,645	308	405	405	353	353	352	-1	100	263	259	239	1,238	1,999
Plantas	num	9	4	6	6	1	1	1		100	4		3	8	15
Ductos	km	157	82	224	224	44	44		-44		14	2	1		17
Avance físico total	%		54.0	58.4	58.4	61.0	61.0	61.0	0.0	100					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MMS	211,149	34,151	27,171	27,171	24,665	24,665	24,554	-111	99.5	18,487	20,234	17,979	164,166	518,003
	%	41	47	53	53	57	57	57	0	100	61	65	68	100	100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	M/bpce	63	20	32	32										
Producción de crudo	Mbd							5	5		12	10	10	7	7
Producción de gas	MMpcd	1,091	1,478	1,344	1,344	1,277	1,277	1,269	-8	99	1,326	1,398	1,480	1,041	1,104

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ku - Maloob - Zaap

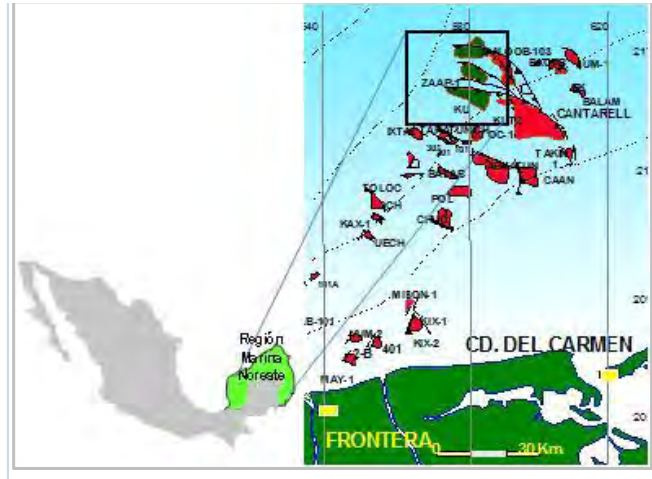
Ku-Maloob-Zaap se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche.

El objetivo del proyecto es recuperar en el periodo 2012-2030 un volumen de aceite del

orden de los 3 mil 838 millones de barriles de aceite y 1,121 miles de millones de pies cúbicos de gas, a través de la perforación de pozos de desarrollo e inyectores, construcción y modernización de infraestructura, continuidad del sistema de mantenimiento de presión a los yacimientos de la formación Cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como el desarrollo de los campos nuevos de Ayatsil, Pit y Tekel, lo que permitirá mantener al menos una plataforma de producción de 850 mil barriles diarios, por un periodo de seis años.

La producción de hidrocarburos registró 855 mil barriles por día de crudo y 330 millones de pies cúbicos de gas, alcanzando un cumplimiento de 101 por ciento en ambos casos. La producción de crudo fue ligeramente afectada por cierres debido a mantenimiento de válvulas y ajustes por aforo de pozos.

El avance físico del proyecto fue de 100 por ciento respecto al programa establecido para el año, destacando el cumplimiento en la terminación de pozos de desarrollo e intervenciones mayores.



Las cifras preliminares de inversión física muestran un ejercicio de 33 mil 83 millones de pesos, logrando un cumplimiento de 104 por ciento respecto al presupuesto, debido principalmente a trabajos de rehabilitación, modificación y reacondicionamiento derivado de percance en turbocompresor de plataforma KU-S.

Proyecto Ku-Maloob-Zaap^a

Rubro	unidades	Realizado				2012					Cartera de proyectos				Total ^d
		acum. a		2011		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +	
		2009	2010	anual	periodo	anual	periodo								
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	103	10	12	12	11	11	11		100	19	12	7	50	88
Intervenciones mayores	num	39	8	16	16	24	24	24		100	12	22	13	18	65
Plataformas	num	4		1	1	1	1	1		100	2	5		6	13
Plantas	num					1	1				2	1		3	6
Ductos	km	34	3	32	32	12	12	6		-6	50	8	5	4	17
Avance físico total	%		37.4	41.2	41.2	45.7	45.7	45.7		0.0	100				
Inversión^c															
	MM\$	174,926	24,265	28,480	28,480	31,895	31,895	33,083	1,188	104	40,972	39,071	30,624	192,748	562,979
Avance del ejercicio	%	31	35	40	40	46	46	46		0	100	53	60	66	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	421	839	842	842	847	847	855	8	101	857	856	861	449	517
Producción de gas	MMpcd	203	332	331	331	325	325	330	5	101	283	279	277	123	149

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

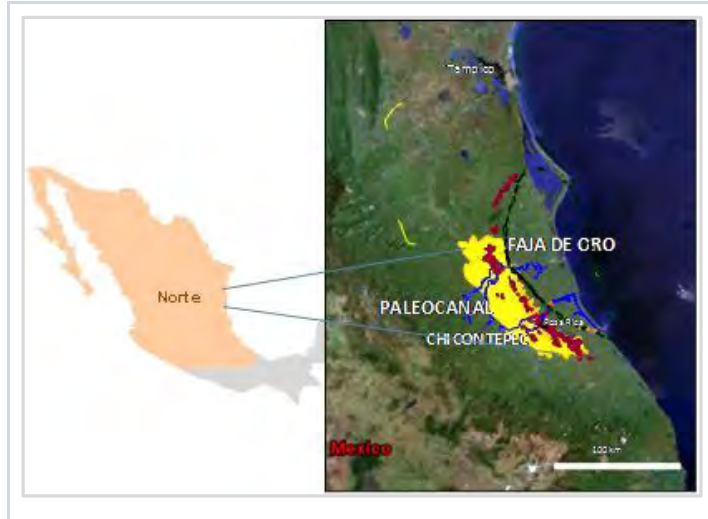
c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Aceite Terciario del Golfo

El proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) está ubicado en el Paleocanal de Chicontepec, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla y que comprende un total de 15 municipios, cubriendo una superficie aproximada de 3 mil 875 kilómetros cuadrados.



El objetivo del proyecto es recuperar las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, mediante la terminación de 8 mil 937 pozos y la realización de 16 mil 849 reparaciones mayores durante el horizonte 2012-2031, logrando acumular un volumen de 1 mil 92 millones de barriles de aceite y 1,747 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Durante 2012 se registró una producción de 69 mil barriles de crudo y 149 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 87 y 127 por ciento, respectivamente.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 24.5 por ciento respecto al programa total, lo que significa un cumplimiento de 100 por ciento de la meta establecida para el año. Destaca el cumplimiento de 174 por ciento en la realización de intervenciones

mayores a pozos, de 135 por ciento en la terminación de pozos de desarrollo y de 116 por ciento en la adquisición de sísmica 3D.

El ejercicio preliminar de inversión ascendió a 28 mil 673 millones de pesos, 74 millones menos que lo establecido en el presupuesto, lo que significa un cumplimiento de prácticamente el 100 por ciento.

Proyecto Aceite Terciario del Golfo ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012					Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2028
		acum. a 2009	2010	2011 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +	
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	2,459	953	998	998	690	690	800	110	116					
Pozos de desarrollo	num	1,216	744	513	513	431	431	584	153	135	295	333	375	5,401	6,404
Intervenciones mayores	num	502	227	276	276	220	220	382	162	174	283	170	200	3,049	3,702
Plantas	num	2	5	1	1	3	3	2	-1	67	19	18	20	96	153
Ductos	km	106	23	25	25	20	20	20	0	100	81	78	135		294
Avance físico total	%		16.0	20.7	20.7	24.5	24.5	24.5	0.0	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MMS	60,485	31,530	27,066	27,066	28,747	28,747	28,673	-74	100	19,195	22,486	31,428	433,836	654,774
	%		9	14	18	18	23	23	23	0	100	26	29	34	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	20	41	53	53	79	79	69	-10	87	69	68	75	274	240
Producción de gas	MMpcd	37	85	112	112	117	117	149	32	127	111	108	120	438	384

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Antonio J. Bermúdez

El proyecto se localiza en la parte sureste de la República Mexicana, a 20 kilómetros al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en los municipios Centro y Cunduacán.

Su objetivo es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorando el factor de recuperación de los yacimientos y asegurar la continuidad de la operación de sus campos, maximizando el valor económico de su explotación; todo dentro de un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente y a las comunidades.



En 2012 se obtuvo una producción de crudo de 64 mil barriles diarios y de 156 millones de pies cúbicos diarios de gas, para un cumplimiento de 93 y 98 por ciento respecto al programa. La variación se debe al bajo suministro en la red de bombeo neumático y ajuste de medición por alto porcentaje de agua.

El avance físico total del proyecto fue de 63.5 por ciento, alcanzándose un cumplimiento de 100 por ciento del avance programado para el año. Destaca el cumplimiento en la terminación de pozos de desarrollo de 133 por ciento.

Se tuvo un ejercicio preliminar de inversión de 10 mil 23 millones de pesos, para un cumplimiento de 98 por ciento respecto al presupuesto. El subejercicio se debió a retrasos en el proceso de la facturación.

Proyecto Antonio J. Bermúdez ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2026	
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015		2016 +
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	425						49	49						
Pozos de desarrollo	num	135	16	27	27	64	64	85	21	133	29	25	1	55	
Intervenciones mayores	num	351	42	40	40	61	61	39	-22	64	36	39	41	107	
Plantas	num	1				1	1		-1				1	4	
Ductos	km		70	6	6	15	15	15		100	8	2	2	12	
Avance físico total	%		46.0	53.6	53.6	63.7	63.7	63.5	-0.3	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	%	48,932	6,518	8,039	8,039	10,192	10,192	10,023	-168	98	5,066	3,954	3,084	21,934	107,718
		45	51	59	59	68	68	68	0	100	73	77	80	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	115	77	68	68	69	69	64	-5	93	80	78	77	42	49
Producción de gas	MMpcd	287	237	171	171	159	159	156	-2	98	174	157	154	91	105

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

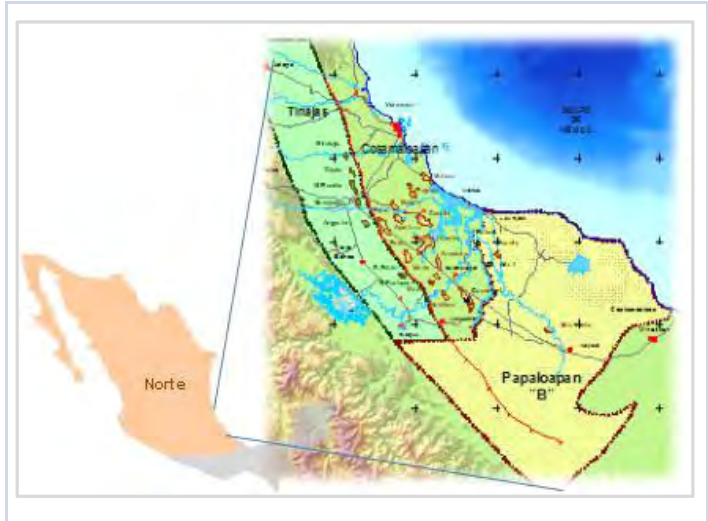
d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas con nitrógeno

Veracruz

La cuenca gasífera de Veracruz se encuentra ubicada en la margen occidental del Golfo de México, en la parte central del Estado de Veracruz.

El objetivo del proyecto es contribuir a incrementar la producción de gas natural a fin de aumentar en el corto y mediano plazo la oferta nacional de este energético, identificando oportunidades exploratorias que permitan en el corto plazo la incorporación de reservas y su posterior desarrollo, así como la detección de extensiones de yacimientos en campos actualmente en desarrollo, todo en un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente.



En 2012 la producción de crudo alcanzó 4 mil barriles diarios, mientras que la producción de gas tuvo un promedio de 601 millones de pies cúbicos por día, para un cumplimiento de 120 y 101 por ciento, respectivamente.

El avance físico total del proyecto fue de 81.2 por ciento, cumpliendo con lo establecido para el periodo en 100 por ciento. Destaca el cumplimiento respecto al programa en la realización de intervenciones mayores y en la adquisición de sísmica 3D, los cuales alcanzaron el 323 y 247 por ciento, respectivamente.

El ejercicio de inversión preliminar ascendió a 6 mil 960 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 98 por ciento respecto al presupuesto, debido al atraso en la facturación por parte de proveedores.

Proyecto Veracruz^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado		2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2023		
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2013		2014	2015
				anual	periodo	anual	periodo	periodo						
Actividad física														
Sísmica 2D	km	45	30	538	538	25	25	25		100				
Sísmica 3D	km ²	8,533	938	1,241	1,241	710	710	1,754	1,044	247	857	854		401
Pozos exploratorios	num	118	2	3	3	9	9	2	-7	22	5	10	4	12
Pozos de desarrollo	num	269	25	24	24	17	17	16	-1	94	2	3	4	16
Intervenciones mayores	num	102	7	22	22	13	13	42	29	323	2	2	3	22
Plantas	num	6	5									1		1
Ductos	km	50	27	39	39						1	2		
Avance físico total	%		71.3	76.7	76.7	81.4	81.4	81.2	-0.1	100				
Inversión^c														
Avance del ejercicio	MM\$	47,233	5,165	6,098	6,098	7,073	7,073	6,960	-113	98	3,854	3,558	2,296	9,514
	%	56	62	69	69	77	77	77	0	100	82	86	89	100
Indicadores														
Incorporación de reservas 3P	MMbpce		27	5	5									
Producción de crudo	Mbd	2	5	3	3	3	3	4	1	120	4	3	2	1
Producción de gas	MMpcd	525	819	717	717	595	595	601	6	101	457	421	405	133

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Delta del Grijalva

El área donde se desarrolla el proyecto Integral Delta del Grijalva está localizada en la porción nororiental del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, al Suroeste de la Ciudad de Frontera, Tabasco, entre los municipios de Centla, Nacajuca, Centro, Jalpa de Méndez y Paraíso.



El objetivo del proyecto es mantener los ritmos actuales de producción mediante la perforación y mantenimiento de pozos, así como la optimización de infraestructura a fin de compensar las reducciones causadas por la declinación natural del yacimiento, maximizando el valor económico, dentro de un marco de respeto al medio ambiente y al entorno social.

La producción de crudo alcanzó 141 mil barriles por día, alcanzando un cumplimiento de 95 por ciento respecto al programa, debido al incremento de corte de agua principalmente en los campos Palapa y Pijije.

En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 468 millones de pies cúbicos por día, equivalente prácticamente al 100 por ciento del programa.

Se alcanzó un avance físico total del proyecto de 76.1 por ciento, y un cumplimiento respecto al programa anual de 100 por ciento, destacando el cumplimiento de 167 por ciento en la realización de intervenciones mayores.

En el periodo se tuvo un ejercicio preliminar de 6 mil 404 millones de pesos, cifra inferior en 215 millones al presupuesto, lo que equivale a un cumplimiento de 97 por ciento, debido al atraso en facturaciones por parte de proveedores.

Proyecto Delta del Grijalva ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2027	
		acum. a 2009	2010	2011 anual periodo		programa ^b anual periodo	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +		
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	31	14	12	12	9	9	8	-1	89	6	3			9
Intervenciones mayores	num	49	3	4	4	3	3	5	2	167	2	2		15	21
Plantas	num											1			1
Ductos	km	64				16	16		-16		5	1			6
Avance físico total	%		58.7	68.4	68.4	76.3	76.3	76.1	-0.2	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	29,306	6,533	7,138	7,138	6,619	6,619	6,404	-215	97	5,649	2,708	2,922	11,547	72,421
	%	40	49	59	59	68	68	68	0	100	76	80	84	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	61	141	155	155	148	148	141	-7	95	150	129	105	26	44
Producción de gas	MWpcd	215	477	482	482	470	470	468	-2	100	469	385	305	76	130

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

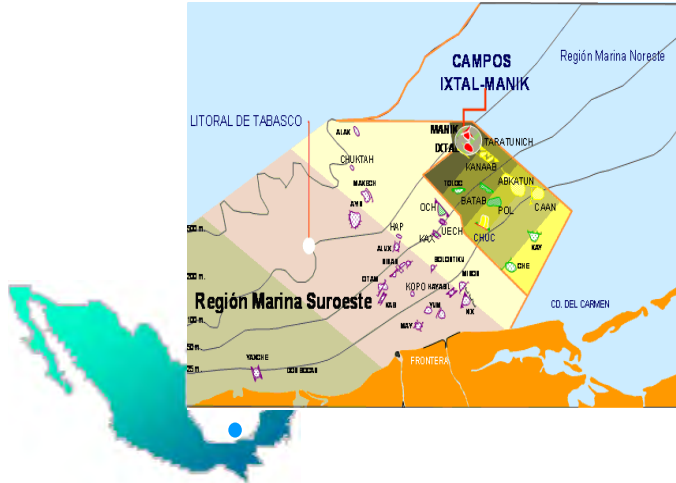
c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ixtal - Manik

El proyecto Ixtal-Manik desarrolla sus actividades en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche. El objetivo del proyecto es recuperar 180.8 millones de barriles de aceite y 342.24 miles de millones de pies cúbicos de gas de los campos Ixtal y Manik, lo que representa la recuperación de la reserva remanente estimada.



Durante 2012 la producción de crudo alcanzó 93 mil barriles por día, lo que significó un cumplimiento de 92 por ciento, debido al ajuste por alto porcentaje de agua en el campo Ixtal.

En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 195 millones de pies cúbicos por día, lo que significó un cumplimiento de 102 por ciento.

El avance físico del proyecto presenta un cumplimiento de 100 por ciento del programa anual, además de un avance total de 79 por ciento.

En el periodo se tuvo un ejercicio preliminar de 3 mil 712 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 103 por ciento respecto al presupuesto, debido al incremento en las actividades de mantenimiento de pozos.

Proyecto Ixtal-Manik^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012					Cartera de proyectos					Total ^d
		acum. a 2009	2010	2011 anual periodo		programa ^b anual	realizado periodo	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +	2013 - 2023	
Actividad física																
Pozos de desarrollo	num	9	2	4	4	2	2	1	-1	50						
Intervenciones mayores	num	3				3	3	2	-1	67	4	2	2		8	
Plataformas	num	1														
Plantas	num										1			1	2	
Ductos	km	12	23													
Avance físico total	%		61.0	70.2	70.2	79.3	79.3	79.0	-0.2	100						
Inversión^c																
Avance del ejercicio	MM\$	14,417	4,819	3,436	3,436	3,613	3,613	3,712	99	103	3,520	2,429	1,409	5,293	38,937	
	%	37	49	58	58	68	68	68	0	100	77	83	86	100	100	
Indicadores																
Producción de crudo	Mbd	38	125	111	111	100	100	93	-8	92	83	56	26	4	16	
Producción de gas	MWpcd	72	250	220	220	192	192	195	3	102	164	108	48	6	29	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011, Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Jujo - Tecominoacán

El proyecto integral Jujo-Tecominoacán abarca los estados de Veracruz, Oaxaca y Tabasco, en los un total de 8 Municipios.

Su objetivo es explotar los yacimientos de los campos Jujo-Tecominoacán, Jacinto, Paredón y Tepeyil, mejorando el factor de recuperación, para mantener los niveles de producción de aceite ligero, superligero y condensados, aplicando una estrategia integral de explotación mediante la extracción de hidrocarburos ligeros que contribuyan al enriquecimiento de la mezcla de exportación.



La producción de crudo en 2012 fue de 30 mil barriles diarios, lo que equivale a un cumplimiento de 94 por ciento, debido a ajustes por alto porcentaje de agua. Por su parte, la producción de gas registró 99 millones de pies cúbicos por día, lo que equivale a un cumplimiento de 142 por ciento.

El avance físico del proyecto registró un cumplimiento de 100 por ciento respecto al programa del año, alcanzando un 72.3 por ciento de avance total del proyecto. Destaca el avance en la realización de intervenciones mayores a pozos, así como en la terminación de pozos de desarrollo, donde se tuvieron cumplimientos respecto al programa de 375 y 200 por ciento, respectivamente.

En el periodo se tuvo un ejercicio preliminar de 6 mil 169 millones de pesos, apenas 29 millones menos que lo presupuestado, lo que equivale a un cumplimiento de prácticamente 100 por ciento.

Proyecto Jujo-Tecominoacán^a

Rubro	unidades	Realizado								Cartera de proyectos					Total ^d
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli-	2013	2014	2015	2016 +	
Concepto				anual	periodo	anual	periodo	periodo		miento, %					
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	41	5	1	1	1	1	2	1	200	5	5	4		14
Intervenciones mayores	num	117	18	4	4	4	4	15	11	375	4	8	5	23	40
Plantas	num	1													
Ductos	km					4	4		-4						
Avance físico total	%		62.7	66.9	66.9	72.5	72.5	72.3	-0.3	100					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	32,411	5,887	5,761	5,761	6,198	6,198	6,169	-29	100	3,596	3,632	3,131	18,654	79,270
	%	41	48	56	56	63	63	63	0	100	68	73	76	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	70	48	34	34	32	32	30	-2	94	50	52	54	34	37
Producción de gas	Mmpcd	127	101	94	94	70	70	99	30	142	121	130	125	67	78

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas con nitrógeno